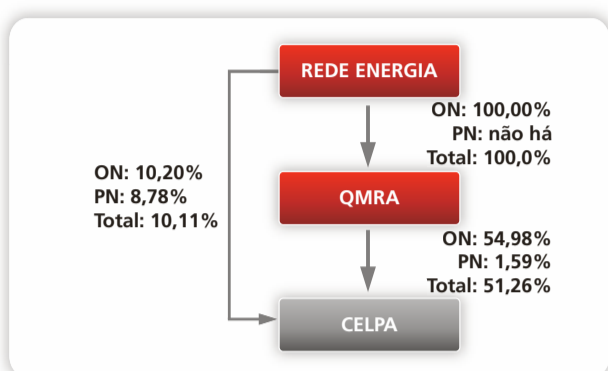


## RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO - 2011

**Senhores Acionistas,**  
A Administração das Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA - em Recuperação Judicial, em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de Vossas Senhorias as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2011, compostas pelo Balanço Patrimonial, pelas Demonstrações do Resultado, das Mutações do Patrimônio Líquido, dos Fluxos de Caixa, dos Valores Adicionados e Balanço Social, acompanhados do Relatório dos Auditores Independentes e Parecer do Conselho Fiscal.

### A Companhia

A Centrais Elétricas do Pará S.A. ("CELPA") - em Recuperação Judicial, é uma concessionária de distribuição de energia elétrica e uma sociedade por ações de capital aberto, controlada pela REDE ENERGIA S.A. ("REDE ENERGIA") que detém diretamente 10,20% das ações ordinárias e 10,11% das ações totais e indiretamente 54,98% das ações ordinárias e 51,26% das ações totais, por meio da QMRA Participações S.A.. Dessa forma, a REDE ENERGIA detém direta e indiretamente 65,18% das ações ordinárias e 61,37% das ações totais da CELPA.



A área de concessão da CELPA abrange todo o Estado do Pará, beneficiando aproximadamente 7,7 milhões de habitantes em 143 municípios, distribuídos em uma área de 1.247.690 km<sup>2</sup>.

### Desempenho Operacional

No final de 2011, a CELPA atende a 1.835.981 unidades consumidoras. A maior parte da energia requerida para atendimento desse mercado (95,6%) foi comprada de um conjunto de Empresas Geradoras do Sistema Interligado Nacional - SIN e o restante, (4,4%) foi proveniente de Geração Própria e Terceirizada. No exercício de 2011, dos 143 municípios do Estado, 113 foram atendidos por meio do Sistema Interligado e 30 pelo Sistema Isolado.

#### Mercado Consumidor

O fornecimento de energia elétrica apresentou crescimento de 2,8% em relação ao exercício anterior, passando de 6.152 GWh em 2010 para 6.322 GWh em 2011. A classe residencial responsável por 80,9% do consumo total, apresentou evolução de 2,0%, passando de 2.411 GWh em 2010 para 2.460 GWh em 2011, e a classe comercial, a segunda mais representativa, com participação de 22,1% do consumo total, registrou um crescimento de 4,4%, passando de 1.338 GWh em 2010 para 1.397 GWh em 2011. O desempenho observado nessas duas classes foi influenciado, principalmente, pelas condições climáticas registradas no Estado, com temperaturas mais amenas e aumento dos índices pluviométricos, quando comparado com 2010. Acrescentando-se a isso, no final de 2010, o Governo do Estado adotou medidas para contenção de crédito, o que acabou refletindo no consumo de energia dessas classes, que registraram crescimentos menos significativos no 1º semestre de 2011 (0,6% na classe residencial e 2,0% na classe comercial). No 2º semestre, portanto, as taxas médias foram superiores (3,4% na classe residencial e 6,6% na classe comercial), evidenciando uma recuperação. O consumo médio residencial apresentou queda de 3,9%, passando de 140 kWh/mês em 2010 para 135 kWh/mês em 2011.

A classe industrial, a terceira maior em representatividade, com uma participação de 20,9%, apresentou um crescimento de 2,7%. O desempenho dessa classe foi fortemente afetado pela paralisação parcial de um grande cliente do ramo da siderurgia (138 kV), nos meses de novembro e dezembro de 2011. Além disso, o desempenho da classe foi ainda influenciado pela crise financeira internacional de 2008 que, desde então, tem afetado as atividades industriais do Estado, em especial, os setores de metalurgia (ferro gusa) e madeireiro.

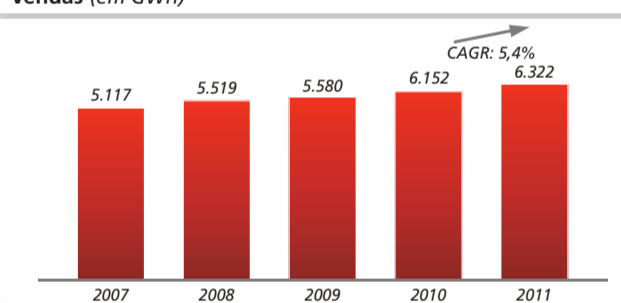
Os principais setores da classe industrial, alimentos e bebidas (com 27,6% de representatividade na classe), metalurgia (com 25,7%), Madeireiro (com 13,3%) e Minerais Não Metálicos (com 13,0%), registraram crescimentos anuais de 3,4%, -8,1%, 19,5% e 8,5%, respectivamente.

A classe rural cresceu 1,2% devido a concentração das ligações do Programa Luz para Todos ("LPT") na classe residencial de baixa renda a partir do final de 2010. Anteriormente, a maior parte das ligações do LPT concentrava-se na classe rural (subclasse residencial rural).

#### Consumidores

A CELPA registrou um total de 1.835.981 unidades consumidoras, representando um crescimento de 4,2% em relação ao ano anterior, correspondente a um incremento de 74.482 novas unidades. O número de clientes residenciais atingiu 1.550.854, evoluindo 5,1% em relação a 2010, o que representa 75.697 novas unidades ligadas em 2011.

### Vendas (em GWh)

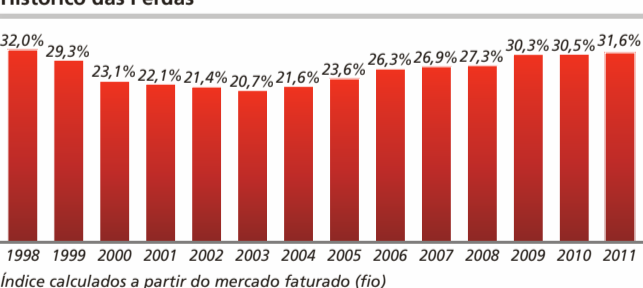


### Perdas

Calculada pela diferença entre o consumo e a energia requerida, as perdas totais em 2011 foram de 3.010 GWh, o correspondente a 31,6%, portanto, 1,1 ponto percentual acima do apurado em 2010, cujos principais fatores foram:

- Crescimento urbano desordenado;
- Existência de quadrilhas especializadas em vendas de fraudes;
- Surgimento de novas áreas de invasão;
- Implementação do Programa de Expansão Rural; e
- Dificuldades para execução de inspeções de combate à fraude, em razão do aumento da violência.

### Histórico das Perdas



A CELPA, com o seu Programa de Redução de Perdas de energia elétrica, tem como base os projetos que, em 2011, somaram um investimento total de R\$137,4 milhões.

- Projeto CMB - Caixa de Medição Blindada;
- Fiscalização projeto high performance;
- Instalação de Systrafo;
- Regularização de áreas de Invasão;

Com o crescimento constante do furto de energia, seja por irregularidade na medição ou por desvio, a empresa passa a contar com uma nova ferramenta de combate: a Caixa de Medição Blindada (CMB), que consiste em um quadro de medição com capacidade para atender entre 60 e 100 unidades consumidoras simultaneamente, composto de concreto e folhas metálicas, sensores de quebra de vidro, vibração e abertura de porta. O projeto piloto contou com a instalação de 12 caixas no município de Marituba, área metropolitana de Belém. Posteriormente, o projeto foi expandido para o alimentador AM-03, onde existem 64 caixas instaladas (algumas ainda parcialmente instaladas), dentre as quais podemos destacar uma perda mensal de menos de 1% por CMB.

Nesse contexto, destaca-se também o Projeto de Performance de Fiscalização e Arrecadação, que compreende a contratação de serviços com base em resultados, com a finalidade de realizar cortes, religações e fiscalizações. Com um total de 220 equipes atuando em 99 alimentadores, o projeto teve início na região metropolitana de Belém e, posteriormente, expandido para interior do Estado. Esses alimentadores compõem um bloco com cerca de 560 mil consumidores faturados e com uma perda de 829 GWh/ano, o que representa 26,9% da perda anual da CELPA. Até novembro de 2011 a energia total agregada pelo projeto foi de 33,5 GWh, o que representa 1,1% da perda anual da CELPA. Para consumidores de média tensão, a companhia continua investindo em conjuntos de medição blindados - Systrafo. Entre 2008 e 2011, a energia agregada em todo o projeto foi de 154 GWh, totalizando-se 1.077 unidades consumidoras, com equipamentos instalados e distribuídos entre a área metropolitana de Belém e interior do Estado.

Outra ação da companhia é a regularização de clientes situados em áreas de invasão. O investimento abrange toda a extensão de rede, instalação de postes e respectivos circuitos de baixa e média tensão (BT/MT), além de novos transformadores de distribuição. Com isso, a companhia beneficiou 25 mil domicílios, distribuídos entre a região metropolitana de Belém e interior do Estado, com recursos captados do BNDES.

### DEC / FEC

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL utiliza alguns índices para verificação da qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias de energia elétrica aos seus consumidores. Os principais são: DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (medido em horas) e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (medido em número de vezes).

	2011	2010	Var. %
DEC	99,6	101,9	-2,3%
FEC	53,0	53,0	0,0%

O indicador de qualidade DEC apresentou uma redução de 2,3% em relação ao exercício anterior mesmo considerando a grande expansão do sistema elétrico na área rural, onde as linhas estão chegando às mais distantes regiões do Estado. Essas áreas, apesar de abrangerem 23% dos consumidores da CELPA, contribuíram com mais de 50% da variação do DEC e do FEC total. São regiões afastadas dos pólos de manutenção e apresentam geografia complexa, presença de reservas indígenas, densa vegetação, fatores climáticos adversos, alta dispersão entre os consumidores fora das áreas urbanas e infraestrutura viária precária, o que compromete o desempenho operacional, bem como os atendimentos emergenciais e de manutenção.

Vale ressaltar que na Região Metropolitana de Belém, que representa 32,4% dos consumidores da CELPA e 44% da energia vendida, e onde as obras do Plano de Melhorias foram concluídas, apresentou uma redução de 19% para o DEC e 15% para o FEC, mesmo considerando todos os desligamentos para a execução das obras do referido Plano. Na Área Regional de Castanhal, onde ações estruturais na logística do atendimento foram implementadas, também apresentou uma redução considerável: 18% no DEC e 14% no FEC.

#### Atendimento aos Clientes

No serviço de atendimento a CELPA tem feito investimentos em infraestrutura e tecnologia objetivando promover melhorias na qualidade do relacionamento com seus clientes e facilitar o acesso aos serviços da empresa. Nesse sentido, destacam-se as principais ações:

### Desempenho Econômico-Financeiro

#### Valores em R\$ mil

	2007	2008	2009	2010	2011	Var. % 2010-2011	CAGR % 2007-2011
Vendas em GWh	5.117	5.519	5.580	6.152	6.322	2,8%	5,4%
Número de consumidores	1.498.154	1.550.563	1.666.661	1.761.499	1.835.981	4,2%	5,2%
Receita operacional bruta	1.755.156	1.897.387	2.292.296	2.952.054	3.376.348	14,4%	17,8%
Receita operacional líquida	1.129.491	1.263.611	1.580.270	2.110.961	2.433.800	15,3%	21,2%
EBITDA (1)	287.158	214.528	284.365	328.374	283.154	-13,8%	-0,4%
Margem Ebitda (%) (2)	25,4%	17,0%	18,0%	15,6%	11,6%	-25,2%	-17,8%
Lucro (prejuízo) líquido	114.217	(3.875)	88.056	(100.735)	(391.162)	288,3%	
Dívida financeira líquida (3)	438.254	946.129	964.607	999.161	1.552.069	55,3%	37,2%
Dívida financeira líquida / EBITDA	1,5	4,4	3,4	3,0	5,5	80,1%	37,7%
Patrimônio líquido	1.111.521	1.066.725	992.394	891.659	500.497	-43,9%	-18,1%
Índice de endividamento (4)	28,3%	47,0%	49,3%	52,8%	75,6%	43,1%	27,9%

- (1) Ebitda: Resultado antes dos Juros, Impostos, Depreciação, Amortização e ganhos/perdas na alienação/desativação de bens e direitos e outros resultados não operacionais.
- (2) Margem Ebitda: Ebitda / Receita Operacional Líquida.
- (3) Dívida Financeira Líquida: Empréstimos, Financiamentos, Debêntures ( - ) caixa, equivalentes e sub-rogação CCC.
- (4) Índice de endividamento: Dívida Financeira Líquida / (Dívida financeira Líquida + Patrimônio Líquido).

A receita operacional bruta apresentou um crescimento de 14,4%, passando de R\$2.952,1 milhões em 2010 para R\$3.376,3 em 2011. Esse aumento foi principalmente decorrente de: (i) crescimento do mercado de venda de energia elétrica em 2,8%, (ii) aumento de 6,6% no preço médio de venda ao consumidor final (receita obtida dos consumidores finais dividida pelos MWh vendidos a esses mesmos consumidores), e (iii) aumento de 50,3% na receita de construção, que passou de R\$488,8 milhões em 2010 para R\$734,6 milhões em 2011. Vale acrescentar que essa receita é parte dos efeitos da adoção do IFRS (*International Financial Reporting Standard*), Normas Internacionais de Contabilidade, pela companhia, a partir de 31 de dezembro de 2010, e não constitui efeito real, uma vez que esses mesmos valores (tanto para 2010 quanto para 2011) aparecem no custo de operação, resultando em efeito nulo no resultado operacional da companhia. Retirando-se portanto os efeitos da receita de construção, o aumento da receita bruta seria de 7,2%, passando de R\$2.463,3 milhões em 2010 para R\$2.641,7 milhões em 2011. O custo do serviço de energia elétrica, composto de compra de energia e encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição, atingiu R\$965,1 milhões em 2011, portanto, 13,2% acima dos R\$852,8 milhões verificados em 2010. Esse crescimento foi consequência da combinação dos seguintes fatores: (i) aumento de 8,3% nos GWh comprados para revenda, que passaram de 8.784 GWh em 2010 para 9.517 GWh em 2011, (ii) aumento de 4,5% no preço médio de compra (R\$ gastos com compra de energia divididos pelo GWh vendidos), e (iii) aumento de 12,5% no custo do encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição.

Nesse mesmo período, o custo de operação atingiu R\$1.067,5 milhões em 2011, representando um aumento de 27,1% em relação aos R\$840,0 milhões de 2010. No entanto, para uma correta análise, faz-se necessária a exclusão de alguns itens que compõem o custo da operação, tais como: (i) matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica, (ii) subvenção CCC, e (iii) custo de construção, porém serem compulsórios, exógenos ou derivados da adoção do IFRS, sem efeito real sobre o resultado operacional. Assim, retirando-se o efeito desses itens, o custo da operação passou de R\$321,4 milhões em 2010 para R\$387,8 milhões em 2011, representando um aumento de 20,6% (R\$66,4 milhões), influenciado pelo seguintes itens: (i) aumento de 81,5% (R\$35,4 milhões) no custo de pessoal principalmente devido ao custo não recorrente do exercício de 2010, da mão de obra alocada nos investimentos do período, (ii) aumento de 5,6% (R\$9,1 milhões) nos serviços de terceiros em razão dos reajustes anuais dos contratos (a inflação medida pelo IGP-M foi de 5,1% entre 2010 e 2011), e (iii) aumento de 15,5% (R\$17,6 milhões) na depreciação e amortização.

As despesas operacionais, compostas de despesas com vendas, gerais, administrativas e outras despesas aumentaram 52,3% (ou R\$113,6 milhões), passando de R\$217,2 milhões em 2010 para R\$330,8 milhões em 2011, principalmente devido a (i) constituição de PDD na rubrica despesas com vendas. As provisões líquidas de reversão, nessa rubrica, passaram de R\$15,3 milhões em 2010 para R\$34,4 milhões em 2011; e (ii) aumento de R\$94,4 milhões no item outras despesas operacionais, composto principalmente de: (a) aumento de R\$35,5 milhões nas provisões; (b) aumento de R\$41,7 milhões nas perdas na desativação de bens e direitos; e (c) aumento de R\$19,5 milhões na perda no valor recuperável. É importante ressaltar que, antes da adoção do IFRS, os itens de perdas na desativação de bens e direitos e perda no valor recuperável, eram classificados com resultados não operacionais.

Como consequência dos resultados comentados nos parágrafos anteriores, o EBITDA da companhia passou de R\$328,4 milhões em 2010 para R\$283,2 milhões em 2011, representando uma redução de 13,8% (ou R\$45,2 milhão).

O resultado financeiro passou de uma despesa de R\$328,8 milhões em 2010 para uma despesa de R\$489,0 milhões em 2011, representando um aumento de 48,7% (R\$160,2 milhões). As rubricas que mais influenciaram esse aumento foram: (i) aumento de 37,7% (R\$53,7 milhões) nas despesas com encargos de dívidas, em razão do aumento do endividamento financeiro, e (ii) aumento de R\$92,8 milhões na variação monetária líquida (receita menos despesa), que gerou uma despesa de R\$20,9 milhões em 2010 e R\$113,7 milhões em 2011, e (iii) aumento de 46,5% (R\$64,5 milhões) em juros e multas, especialmente devido a multas regulatórias. O aumento das despesas financeiras, no entanto, foram parcial e positivamente compensadas pela redução das despesas de swap que, líquidas (receita menos despesa) passaram de uma despesa de R\$69,9 milhões em 2010 para uma despesa de R\$15,3 milhões em 2011, representando uma redução de R\$54,6 milhões.

Com isso, o resultado líquido do exercício de 2011 foi um prejuízo de R\$391,2 milhões, em relação a um prejuízo de R\$100,7 milhões em 2010.

#### Endividamento Financeiro

Em junho de 2011 foi emitido papel no mercado externo (BONDS) no montante de US\$ 250 milhões com taxa de 10,5% a.a. O pagamento dos juros é semestral e o principal será "bullet" em junho de 2016. Os BONDS são negociados na Irish Stock Exchange (Bolsa de Valores da Irlanda) e os recursos dessa operação foram utilizados para pagamentos de parte do capital de giro da companhia que tinham custos mais altos.

O saldo da conta empréstimos, financiamentos e encargos passou de R\$1.594,9 milhões em 2010 para R\$1.936,7 milhões em 2011, representando um aumento de 21,4% (R\$341,8 milhões). Essa variação foi influenciada principalmente pelo (i) aumento de R\$472,6 milhões no saldo em moeda estrangeira devido a emissão dos BONDS; (ii) aumento de R\$88,0 milhões no saldo com a Eletrobrás, em virtude do Programa de Universalização (Luz Para Todos); e (iii) aumento de R\$20,2 milhões no saldo do Fundo Constitucional de Financiamento do Norte (FNO), cujos recursos são destinados para investimentos. Esses aumentos foram parcial e positivamente compensados pela (i) redução de R\$174,6 milhões no capital de giro, com o recurso dos BONDS; e (ii) redução de R\$40,1 milhões no saldo do BID, devido a amortizações.

Considerando-se portanto a dívida líquida das disponibilidades (caixa e equivalentes) e sub-rogação CCC, o saldo passou de R\$999,2 milhões em 2010 para R\$1.552,1 milhões em 2011, representando um aumento de 55,3% (R\$552,9 milhões).

Em 31 de dezembro de 2011, o endividamento em moeda nacional representava 68,9% (R\$1.334,1 milhões) do saldo total, enquanto as dívidas em moeda estrangeira representavam 31,1% (R\$602,5 milhões), sendo a sua maior parte (R\$472,6 milhões), referentes aos BONDS. Nessa mesma data, o endividamento de curto prazo representava 40,7% (R\$787,7 milhões) e o endividamento de longo prazo, 59,3% (R\$1.148,9 milhões).

#### Indicadores

A produtividade da empresa pode ser avaliada pelos indicadores abaixo:

	2011	2010	Var. %
Consumidor por empregado	827	816	1,3%
Consumo (MWh) por empregado	2.846	2.851	-0,2%
Consumo (MWh) por consumidor	3,4	3,5	-1,4%
Receita bruta (R\$ mil) por empregado	1.520	1.368	11,1%
Receita bruta (R\$ mil) por consumidor	1,8	1,7	9,7%

Número de consumidores: de 1.761.499 em 2010 para 1.835.981 em 2011  
Empregados (próprios): de 2.158 para 2.221  
Consumo (MWh): de 6.152.238 para 6.321.764;  
Receita bruta: de R\$2.952.054 mil para R\$3.376.348 mil

#### Investimentos

	2011	2010	Var. %
Programa Luz Para Todos	165.273	310.840	-46,8%
Interligação da Ilha de Marajó	37.320	78.105	-52,2%
Redução de Perdas	137.444	85.040	61,6%
Linhas e subestações de distribuição	59.048	25.181	134,5%
Manutenção e melhorias do sistema	253.243	186.437	35,8%
<b>Total</b>	<b>652.328</b>	<b>685.603</b>	<b>-4,9%</b>

PROGRAMA LUZ PARA TODOS ("LPT") e PROGRAMA NACIONAL DE UNIVERSALIZAÇÃO: em 2011, a companhia investiu R\$165,3 milhões. A principal característica desses Programas é possibilitar o acesso e uso da energia elétrica, a todos os cidadãos domiciliados nas áreas urbanas e rurais do Estado. Os recursos para atendimento do LPT são provenientes da Reserva Global de Reversão ("RGR"), Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE"), Estado e Fonte Própria.

- Ampliação do número de postos de atendimento em todas as regionais, de 144 em 2010 para 168 em 2011;
- Implantação do serviço SMS, que possibilita ao cliente solicitar serviços através de mensagens via telefone celular em casos de falta de energia, pedidos de religação e informações sobre débitos;
- Ampliação dos serviços disponíveis na internet;
- Implantação de alternativas adicionais de atendimento presencial através de quiosques de atendimento e parcerias com estabelecimentos comerciais;
- Implantação de totens de auto-atendimento, instalados em estabelecimentos comerciais, com 8 opções de serviços: impressão de segunda via de fatura, religação, consulta a débitos e data de corte, alteração de dados cadastrais, cadastro de tarifa social, alteração de vencimento de fatura, consulta solicitação de serviços, consulta histórico de consumo;
- Implantação do serviço de leitura e entrega simultâneas. Esse serviço possibilita a entrega da fatura no ato da realização da leitura;
- Projeto Transparência: projeto de relacionamento voltado ao atendimento direto nas comunidades. O projeto conta com uma Agência Móvel que, além de fazer o contato e o diálogo com a comunidade, presta serviços de atendimento aos clientes. Em 2011, mais de 8 mil pessoas receberam orientações por meio desse Projeto.
- Outros projetos de melhoria no serviço de atendimento:
  - Projeto "Um milhão de amigos" - ação voltada ao desenvolvimento de atividades socioeducativas e de cidadania em comunidades, com a participação de colaboradores da empresa em trabalhos voluntários.
  - Certificação do processo de atendimento e tratamento das reclamações com base nas Normas ISO 10002 e ISO 9001. O Sistema de Gestão da Qualidade é uma ferramenta de gestão adotada pela CELPA, que prioriza as ações voltadas à melhoria contínua da qualidade dos serviços prestados. Em 2011, foi ampliado o escopo do sistema de gestão para incluir os processos de atendimento e tratamento das reclamações de clientes.

	2007	2008	2009	2010	2011	Var. % 2010-2011	CAGR % 2007-2011
Vendas em GWh	5.117	5.519	5.580	6.152	6.322	2,8%	5,4%
Número de consumidores	1.498.154	1.550.563	1.666.661	1.761.499	1.835.981	4,2%	5,2%
Receita operacional bruta	1.755.156	1.897.387	2.292.296	2.952.054	3.376.348	14,4%	17,8%
Receita operacional líquida	1.129.491	1.263.611	1.580.270	2.110.961	2.433.800	15,3%	21,2%
EBITDA (1)	287.158	214.528	284.365	328.374	283.154	-13,8%	-0,4%
Margem Ebitda (%) (2)	25,4%	17,0%	18,0%	15,6%	11,6%	-25,2%	-17,8%
Lucro (prejuízo) líquido	114.217	(3.875)	88.056	(100.735)	(391.162)	288,3%	
Dívida financeira líquida (3)	438.254	946.129	964.607	999.161	1.552.069	55,3%	37,2%
Dívida financeira líquida / EBITDA	1,5	4,4	3,4	3,0	5,5	80,1%	37,7%
Patrimônio líquido	1.111.521	1.066.725	992.394	891.659	500.497	-43,9%	-18,1%
Índice de endividamento (4)	28,3%	47,0%	49,3%	52,8%	75,6%	43,1%	27,9%

INTERLIGAÇÃO DA ILHA DE MARAJÓ: esse projeto prevê a interligação do Sistema Isolado da Ilha de Marajó ao Sistema Interligado Nacional, através da extensão da rede elétrica de Tucuruí até a Ilha do Marajó. Em 2011, a CELPA investiu R\$37,3 milhões, com recursos provenientes da sub-rogação CCC.

PROGRAMA DE REDUÇÃO DE PERDAS: são verbas destinadas exclusivamente para o programa de combate às perdas técnicas e não técnicas. Em 2011 foram investidos R\$137,4 milhões.

MANUTENÇÃO e MELHORIAS NO SISTEMA são investimentos vegetativos, feitos com caixa próprios, destinados a manutenção, ampliação e melhorias no sistema elétrico. Esses investimentos totalizaram R\$254,8 milhões em 2011.

Dos R\$652,3 milhões investidos em 2011, R\$202,5 milhões referem-se a programas subsidiados pelo governo e R\$449,8 milhões referem-se a investimentos com recursos próprios. Vale acrescentar que a CELPA recebeu R\$530 milhões em recursos provenientes de

O ajuizamento do pedido de recuperação representa o exercício regular de um direito da CELPA garantido por lei e não configura, nos termos do contrato de concessão vigente, causa para a extinção da concessão.

A administração contratou assessores financeiros especializados para conduzir os processos de negociação com os credores (Rothschild - Global Financial Advisory Division), bem como assessores jurídicos para representação de seus interesses.

A expectativa da administração é de que o processo de recuperação judicial permitirá viabilizar a superação da situação de crise econômico-financeira da empresa, com a manutenção da fonte produtora, do emprego dos trabalhadores e dos interesses dos credores.

A CELPA continuará com a execução do Programa "Luz Para Todos", cujo principal objetivo é o fornecimento de energia elétrica aos domicílios rurais que ainda não tem

acesso a esse serviço público. A meta da concessionária para 2012 é o atendimento de aproximadamente 38 mil novos consumidores.

#### Audidores Independentes

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

#### Agradecimentos

Nossos agradecimentos aos senhores Acionistas, Consumidores, Governos Federal, Estadual e Municipais, Fornecedores e Prestadores de Serviços e, em especial aos

nossos colaboradores pela dedicação em mais este ano de realizações.

#### Declaração da Diretoria

De acordo com o artigo 25 da Instrução CVM nº 480/2009, a Diretoria declara que revisou, discutiu e concorda com as Demonstrações Financeiras ora apresentadas. Com relação ao Relatório dos Auditores Independentes, a Diretoria declara que discorda das razões pelas quais os Auditores decidiram por se abster de apresentar sua opinião de auditoria, pelas razões e fundamentos registradas na Reunião do Conselho de Administração que aprovou as Demonstrações Financeiras da Companhia.

#### A Administração

### BALANÇOS SOCIAIS

#### PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E 2010 (NÃO AUDITADOS)

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

	31/12/2011			31/12/2010		
	R\$			R\$		
<b>1. Base de cálculo</b>						
Receita Líquida (RL).....	2.433.800			2.110.961		
Resultado Operacional (RO).....	(418.597)			(127.850)		
Folha de Pagamento Bruta (FPB).....	118.684			79.266		
		<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.....	10.926	9,2	0,4	11.461	14,5	0,5
Encargos sociais compulsórios.....	23.168	19,5	1,0	16.847	21,3	0,8
Previdência privada.....	4.815	4,1	0,2	2.377	3,0	0,1
Saúde.....	7.148	6,0	0,3	10.712	13,5	0,5
Segurança e medicina no trabalho.....	1.657	1,4	0,1	2.430	3,1	0,1
Educação.....	-	0,0	0,0	186	0,2	0,0
Capacitação e desenvolvimento profissional.....	474	0,4	0,0	627	0,8	0,0
Auxílio-creche.....	842	0,7	0,0	1.093	1,4	0,1
Participação dos empregados nos lucros ou resultados.....	4.009	3,4	0,2	3.177	4,0	0,2
Participação dos administradores no resultado.....	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Incentivo à aposentadoria e demissão voluntária.....	-	0,0	0,0	(5)	0,0	0,0
Vale-transporte - excedente.....	830	0,7	0,0	684	0,9	0,0
Outros benefícios.....	3.233	2,7	0,1	3.442	4,3	0,2
	<b>57.102</b>	<b>48,1</b>	<b>2,3</b>	<b>53.031</b>	<b>67,0</b>	<b>2,5</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 - Fundação Aquarela.....	2.874	(0,7)	0,1	2.199	(1,7)	0,1
Cultura.....	132	0,0	0,0	249	(0,2)	0,0
Saúde e saneamento.....	132	0,0	0,0	249	(0,2)	0,0
Esporte e lazer.....	81	0,0	0,0	63	0,0	0,0
Combate à fome e segurança alimentar.....	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Doações/contribuições.....	1.100	(0,3)	0,0	570	(0,4)	0,0
<b>Subtotal.....</b>	<b>4.319</b>	<b>(1,0)</b>	<b>0,1</b>	<b>3.330</b>	<b>(2,5)</b>	<b>0,1</b>
<b>Programas Sociais:</b>						
Programa Universalização - Luz para Todos.....	165.273	(39,5)	6,8	310.840	(243,1)	14,7
Interligação Ilha do Marajó.....	37.320	(8,9)	1,5	78.105	(61,1)	3,7
Outros.....	-	0,0	0,0	16	0,0	0,0
<b>Subtotal.....</b>	<b>202.593</b>	<b>(48,4)</b>	<b>8,3</b>	<b>388.961</b>	<b>(304,2)</b>	<b>18,4</b>
<b>Total de contribuições para a sociedade.....</b>	<b>206.912</b>	<b>(49,4)</b>	<b>8,4</b>	<b>392.291</b>	<b>(306,7)</b>	<b>18,5</b>
Tributos (excluídos encargos sociais).....	791.840	(189,2)	32,5	732.688	(175,0)	30,1
<b>Total indicadores sociais externos.....</b>	<b>998.752</b>	<b>(238,6)</b>	<b>40,9</b>	<b>1.124.979</b>	<b>(481,7)</b>	<b>48,6</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>4. Indicadores ambientais</b>						
<b>Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa</b>						
Fundo Nacional de Desenv. Científico e Tecnológico - FNDCT.....	3.308	(0,8)	0,1	3.090	(2,4)	0,1
Estudo de Pesquisa Energética - EPE (MME).....	1.654	(0,4)	0,1	1.546	(1,2)	0,1
Programa de Eficiência Energética - PEE.....	8.270	(2,0)	0,3	7.714	(6,0)	0,4
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D.....	3.308	(0,8)	0,1	3.086	(2,4)	0,1
<b>Total de investimentos relacionados com a prod./operação da empresa.....</b>	<b>16.540</b>	<b>(4,0)</b>	<b>0,6</b>	<b>15.436</b>	<b>(12,0)</b>	<b>0,7</b>
Quando ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa	(x) não possui metas	( ) cumpre de 51 a 75%	(x) não possui metas	( ) cumpre de 51 a 75%	( ) cumpre de 51 a 75%	( ) cumpre de 51 a 75%
	( ) cumpre de 0 a 50%	( ) cumpre de 76 a 100%	( ) cumpre de 0 a 50%	( ) cumpre de 76 a 100%	( ) cumpre de 0 a 50%	( ) cumpre de 76 a 100%

#### 5. Indicadores do Corpo Funcional (\*)

	31/12/2011			31/12/2010		
	(em unidades)			(em unidades)		
Nº de empregados no final do período.....	2.221			2.158		
Escolaridade dos empregados:						
Superior e pós-graduação.....	463			454		
Ensino médio.....	1.551			1.494		
Ensino fundamental.....	207			210		
Faixa etária dos empregados:						
Abaixo de 30 anos.....	324			351		
De 30 até 45 anos (inclusive).....	1.334			1.231		
Acima de 45 anos.....	563			573		
Nº de admissões durante o período.....	137			128		
Nº de empregados desligados no período.....	74			95		
Nº de mulheres que trabalham na empresa.....	689			675		
% de cargos gerenciais ocupado por mulheres em relação ao nº total de mulheres.....	4,93%			3,11%		
% de cargos gerenciais ocupado por mulheres em relação ao nº total de gerentes.....	26%			25%		
Nº de cargos que trabalham na empresa.....	1.400			1.353		
% de cargos gerenciais ocupado por negros em relação ao nº total de negros.....	4,71%			3,03%		
% de cargos gerenciais ocupado por negros em relação ao nº total de gerentes.....	50,8%			48,2%		
Nº de empregados portadores de deficiência física.....	133			74		
Nº de dependentes.....	3.537			3.516		
Nº de estagiários.....	68			34		
Nº de empregados terceirizados/temporários.....	1.925			2.038		

#### 6. Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial (\*)

	2011			METAS 2012		
	19,48			19,09		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	49			45		
Número total de acidentes de trabalho	49			45		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	( ) direção	(X) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)	( ) direção e gerências	(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
Quando 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 e gerências	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	( ) direção e gerências	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	( ) direção e gerências	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	( ) direção e gerências	( ) 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 serão considerados	( ) serão sugeridos	(X) serão exigidos
Quando 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 3.967	no Procon 2.007	na Justiça 1.472	na empresa 3.848	no Procon 1.907	na Justiça 1.472
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa 100%	no Procon 81,4%	na Justiça 28%	na empresa 100%	no Procon 80%	na Justiça 30%
<b>Valor adicionado total a distribuir:</b>	<b>Em 31/12/2011: R\$ 1.496.009</b>			<b>Em 31/12/2010: R\$ 1.435.125</b>		
<b>Distribuição do Valor Adicionado (DVA):</b>	65,07% governo	6,81% colaboradores(as)	28,12% terceiros	59,74% governo	4,31% colaboradores(as)	35,95% terceiros
	0%	53,36%	-25,24%	0%	42,97%	-7,02%
	acionistas	terceiros	prejuízo	acionistas	terceiros	prejuízo

#### 7. Outras Informações

a) Nos dados referentes a reclamações e críticas "Na Empresa", foram considerados aqueles que entraram via ouvidoria e, no percentual de críticas atendidas ou solucionadas, considerou-se aquelas que foram atendidas e respondidas ao consumidor.

b) Negros - inclui negros e pardos, homens e mulheres.

c) (\*) Informações não auditadas.

Demonstração Complementar ao Relatório da Administração.

### DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS

#### PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E 2010

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

	Nota	31/12/2011	31/12/2010
<b>RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS.....</b>	<b>30</b>	<b>2.433.800</b>	<b>2.110.961</b>
<b>CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>			
Energia elétrica comprada para revenda.....	31	(851.403)	(751.771)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição.....		(113.706)	(101.068)
		<b>(965.109)</b>	<b>(852.839)</b>
<b>CUSTO DE OPERAÇÃO</b>			
Pessoal.....		(79.041)	(43.553)
Material.....		(7.076)	(6.669)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica.....		(231.776)	(248.158)
Serviços de terceiros.....		(170.464)	(161.391)
Depreciação e amortização.....		(132.046)	(114.353)
Subvenção - CCC.....		286.686	218.390
Custo de construção.....		(734.576)	(488.782)
Outros.....		823	4521
		<b>(1.067.470)</b>	<b>(839.995)</b>
<b>TOTAL DO CUSTO DO SERVIÇO PRESTADO.....</b>	<b>33</b>	<b>(2.032.579)</b>	<b>(1.692.834)</b>
<b>LUCRO BRUTO.....</b>		<b>401.221</b>	<b>418.127</b>
<b>DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS</b>			
Despesas com vendas.....	32	(103.029)	(86.504)
Despesas gerais e administrativas.....	32	(122.387)	(125.426)
Outras receitas operacionais.....	32	2.830	8.473
Outras despesas operacionais.....	32	(108.212)	(13.764)
		<b>(330.798)</b>	<b>(217.221)</b>
<b>RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO, DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL.....</b>		<b>70.423</b>	<b>200.906</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>			
Receitas financeiras.....	33	299.210	293.255
Despesas financeiras.....	33	(788.230)	(622.011)
		<b>(489.020)</b>	<b>(328.756)</b>
<b>RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL.....</b>		<b>(418.597)</b>	<b>(127.850)</b>
<b>IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>			
Corrente.....	10	1.198	1.857
Diferido.....	10	26.237	25.258
		<b>27.435</b>	<b>27.115</b>
<b>PREJUÍZO DO EXERCÍCIO.....</b>		<b>(391.162)</b>	<b>(100.735)</b>
<b>Prejuízo básico por ação - R\$</b>			
ON.....	34	(6,13)	(1,58)
PN-A.....	34	(6,13)	(1,58)
PN-B.....	34	(6,13)	(1,58)
PN-C.....	34	(6,13)	(1,58)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

### DEMONSTRAÇÕES DOS VALORES ADICIONADOS - DVA

#### PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E 2010

(Valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2011	31/12/2010
<b>1. RECEITAS</b>		
Vendas de energia elétrica e serviços.....	2.602.447	2.404.949
Perda no valor recuperável.....	(34.399)	(15.338)
Resultado na alienação/desativação de bens e direitos.....	(46.190)	(6.274)
Receitas relativas à construção de ativos próprios.....	734.576	488.782
Outras.....	21.917	63.436
<b>Total.....</b>	<b>3.277.947</b>	<b>2.935.555</b>
<b>2. INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS (Inclui os valores dos impostos ICMS, IPI, PIS e COFINS)</b>		
Energia elétrica comprada para revenda.....	(965.109)	(852.839)
Serviços de terceiros.....	(268.481)	(285.728)
Material.....	(15.944)	(12.530)
Matéria-prima e insumo p/ prod. de energia elétrica.....	(231.776)	(248.158)
Subvenções de combustível - CCC.....	286.686	218.390
Outros.....	(794.145)	(493.230)
<b>Total.....</b>	<b>(1.988.769)</b>	<b>(1.674.095)</b>
<b>3. VALOR ADICIONADO LÍQUIDO (1-2).....</b>	<b>1.289.178</b>	<b>1.261.460</b>
<b>4. DEPRECIÇÃO, AMORTIZAÇÃO E EXAUSTÃO</b>		
Depreciação e amortização.....	(139.087)	(119.590)
<b>5. VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ATIVIDADE (3-4).....</b>	<b>1.150.091</b>	<b>1.141.870</b>
<b>6. VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA</b>		
Receitas financeiras.....	299.210	293.255
<b>Total.....</b>	<b>299.210</b>	<b>293.255</b>
<b>7. VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR (5+6).....</b>	<b>1.449.301</b>	<b>1.435.125</b>
<b>8. DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO</b>		
<b>8.1 - Pessoal.....</b>	<b>100.175</b>	<b>61.839</b>
Remunerações.....	65.224	36.893
FGTS.....	5.288	(156)
Entidades de previd		

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS REFERENTES AOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E 2010

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

### 1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA - em Recuperação Judicial (Companhia ou CELPA) é uma sociedade por ações de capital aberto, brasileira, com sede na cidade de Belém - PA, sob o controle acionário da Companhia QMRA Participações S.A., que atua na distribuição e geração de energia elétrica na área de sua concessão legal que abrange todo o Estado do Pará com 1.247.690 km<sup>2</sup>, atendendo 1.835.981 consumidores em 143 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. é a empresa Controladora final do grupo, constituída sob a forma de sociedade anônima de capital fechado, com sua sede na cidade de São Paulo - SP.

A Companhia possui significativo endividamento financeiro, principalmente para investimentos em ativos das operações, no qual a Administração está permanentemente empenhada na reversão da situação. Dentre as ações estão: a obtenção de renovação de linhas de crédito com instituições financeiras buscando a troca do endividamento financeiro de curto para longo prazo e redução de encargos; melhorias no sistema e programas de combate a perdas técnicas e não técnicas, com o objetivo de redução de custos e melhoria da qualidade de atendimento nas regiões atendidas pela Companhia.

A Companhia vem buscando alternativas adicionais para melhorar sua estrutura de capitais e reduzir seu endividamento financeiro.

#### 1.1. RECUPERAÇÃO JUDICIAL

A Companhia ajuizou, em 28/12/2012, pedido de Recuperação Judicial, nos termos da Lei nº 11.101/2005 (Lei de Recuperação), que se encontra em trâmite na 13ª Vara Cível da Capital do Estado do Pará. A medida visou também proteger o valor dos ativos da Companhia, atender de forma organizada e racional aos interesses da coletividade de seus credores e, principalmente, manter a continuidade de suas atividades. O processamento da Recuperação Judicial foi deferido em 29/2/2012, ocasião em que foi nomeado o Sr. Mauro César Lisboa dos Santos como Administrador Judicial. O plano de recuperação deverá ser apresentado pela Companhia em 60 dias.

O plano de recuperação a ser oportunamente apresentado pela Companhia será submetido a assembleia geral de credores da Companhia, a ser instalada dentro de até 150 dias, contados do deferimento do processamento do pedido de recuperação (art. 56, §1º, da Lei de Recuperação). Uma vez apresentado ao juízo competente, a Companhia divulgará sua proposta de plano de recuperação ao mercado e seus acionistas. Esse plano estará sujeito às modificações que poderão ser propostas pelos credores e deliberadas em assembleia geral de credores, respeitados os quóruns legais e a aprovação da própria Companhia (art. 56, §3º, da Lei de Recuperação).

O deferimento do processamento da recuperação judicial suspende, por 180 dias, contados desse deferimento, o curso da prescrição e de todas as ações e execuções em face da Companhia (art. 6º da Lei de Recuperação).

O ajuizamento do pedido de recuperação representa o exercício regular de um direito da Companhia garantido por Lei e não configura, nos termos do contrato de concessão vigente, causa para a extinção da concessão.

A administração contratou assessores financeiros especializados para conduzir os processos de negociação com os credores (Rothschild - Global Financial Advisory Division), bem como assessores jurídicos para representação de seus interesses.

A expectativa da administração é de que o processo de recuperação judicial permitirá viabilizar a superação da situação de crise econômico-financeira da empresa, com a manutenção da fonte produtora, do emprego dos trabalhadores e dos interesses dos credores. A Companhia continuará com a execução do Programa "Luz Para Todos", cujo principal objetivo é o fornecimento de energia elétrica aos domicílios rurais que ainda não tem acesso a esse serviço público. A meta da concessionária para 2012 é o atendimento de aproximadamente 38 mil novos consumidores.

### 2. DAS CONCESSÕES

Conforme Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 182/1998, assinado em 28/7/1998, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 28/7/2028, renovável por igual período.

Além do contrato de distribuição acima mencionado, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração nº 181/1998 de 34 Usinas Termelétricas, sendo 11 próprias e 23 terceirizadas, para a exploração de geração de energia elétrica, pelo prazo de 30 (trinta) anos, com vencimento em 28/7/2028, renovável por igual período. Em 15/3/2011 o Ofício nº 331/2011 - SCG/ANEEL extinguiu a concessão das usinas termelétricas terceirizadas, permanecendo como concessão da Companhia as 11 termelétricas próprias (anexo II.I e II.II do referido contrato de concessão de geração). Segue abaixo as principais características:

	Capacidade total instalada MW (*)	Capacidade utilizada MW (*)	Data da concessão	Data de vencimento
Concessão de 11 Usinas Termelétricas, sendo as mais representativas com capacidade instalada acima de 2 MW: Santana de Araguaia, Jacareacanga e Cotijuba.....	22,47	11,96	28/7/1998	28/7/2028

De acordo com o artigo 8º da Lei 10.848/04 de 15/3/2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.163 de 30/7/2004, ficou vedada às concessionárias que atuam na distribuição de energia elétrica, manter atividades de geração no sistema interligado nacional de transmissão. A exceção ficou para os casos de atendimento a sistema elétrico isolados, ou seja, aqueles não ligados ao sistema interligado de transmissão. Embora, possuindo 11 usinas termelétricas próprias no sistema isolado, a principal atividade da Companhia é a distribuição de energia elétrica, e a necessidade da manutenção desses ativos de geração é somente para atendimento dessas comunidades isoladas. Portanto, a administração da Companhia considera seu negócio principal a atividade de distribuição de energia elétrica e a pequena atividade de geração como parte integrante do negócio principal, o que levou a bifurcação de todo ativo imobilizado da concessão em ativo financeiro e ativo intangível, visto que o contrato garante o direito de indenização.

Os ativos de geração de energia representam 0,9% de todo ativo financeiro e intangível da concessão da Companhia.

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
- em caso de falência ou extinção da concessionária.

Os contratos de concessão (distribuição e geração) contêm cláusulas específicas que garantem o direito à indenização do valor residual dos bens vinculados ao serviço no final da concessão. Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles efetivamente utilizados na prestação do serviço.

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

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

- Parcela "A": Compreende os custos "não-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. Inclui a remuneração do capital e também um percentual regulatório de receitas irrecuperáveis.

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 7 de agosto:

- 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 4 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.

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

Parcela "A"	Parcela "B"
<b>Encargos setoriais</b>	<b>Receita irrecuperável</b>
Reserva Global de Reversão - RGR (a)	
Conta de Consumo Combustível - CCC (b)	
Taxa de fiscalização - TFSEE (c)	
Programa de incentivo às fontes alternativas de energia - PROINFA (d)	
Conta de Desenvolvimento Energéticos - CDE (e)	
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (f)	
Operador Nacional do Sistema (ONS)	
<b>Encargos de transmissão</b>	
Uso das instalações de transmissão	
Uso das instalações de conexão	
Uso das instalações de distribuição	
Transporte de energia proveniente de Itaipu	
<b>Compra de energia elétrica para revenda</b>	
Contratos bilaterais de longo prazo e leilões	
Energia de Itaipu	
Contratos iniciais	
(a) Encargo pago mensalmente, no montante anual equivalente a 2,5% dos investimentos efetuados pela Companhia em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitando-se a 3% da receita anual. Tem finalidade principal de prover recursos para reversão/encampação dos serviços de energia elétrica, não se limitando a esses objetivos.	
(b) Encargo que visa cobrir os custos anuais de geração termelétrica, cujo montante anual é fixado para cada empresa em função do seu mercado e necessidade do uso das usinas termelétricas.	
(c) Encargo que tem a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura de suas despesas administrativas e operacionais. Este é fixado anualmente e pago mensalmente.	
(d) Encargo para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais elétricas e biomassa. Calculado anualmente pela ANEEL, e pago mensalmente pela Companhia.	
(e) Encargo com finalidade de prover recursos para o desenvolvimento e competitividade	

energética dos estados, bem como, a universalização do serviço de energia elétrica. Seu valor é fixado anualmente pela ANEEL.

(f) Referente à aplicação anual de no mínimo 0,75% da receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento no setor elétrico.

(g) Refere-se à parcela da receita destinada à cobertura dos custos diretamente vinculados à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

(h) Representa à parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados.

(i) É a parcela da receita necessária para promover rendimento do capital investido na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

A energia distribuída é substancialmente adquirida via contratos bilaterais aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, bem como a energia proveniente de leilões efetuados pela ANEEL/Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE vinculadas ao Ministério de Minas e Energia - MME. Seu parque gerador, composto por usinas termelétricas localizadas em sistemas isolados, contribui com aproximadamente 6,48% da totalidade da energia distribuída.

Para a prestação dos serviços, objeto das concessões acima mencionadas, a Companhia possui um quadro próprio de 2.221 funcionários, 1.925 prestadores de serviços e 68 estagiários, em 31/12/2011.

### 3. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

#### 3.1. Bases de preparação e apresentação das demonstrações financeiras

##### a. Declaração de conformidade (com relação às práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro - IFRS)

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 ocorreu na reunião da Diretoria em 13/3/2012.

#### 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

A Companhia busca alternativas de capital com o objetivo de satisfazer as suas necessidades operacionais, objetivando uma estrutura de capital que leve em consideração parâmetros adequados para os custos financeiros, os prazos de vencimento das captações e suas garantias.

A Companhia acompanha seu grau de alavancagem financeira, o qual corresponde a dívida líquida, incluindo empréstimos de curto e longo prazo, dividida pelo capital total. Informações pertinentes aos riscos inerentes a operação da Companhia e a utilização de instrumentos financeiros para dirimir esses riscos, bem como as políticas e riscos relacionados aos instrumentos financeiros, estão descritas na nota explicativa nº 21.

#### 3.4. Reclassificação das Demonstrações Financeiras

O Balanço Patrimonial do exercício findo em 31/12/2010, foi reclassificado, para fins de comparabilidade, conforme segue:

	Saldo publicado	Reclassificação	Saldo reclassificado
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>			
Realizável a longo prazo			
Caucões e Depósitos Vinculados (a).....	18.227	(18.218)	9
<b>Total do realizável a longo prazo</b>	<b>18.227</b>	<b>(18.218)</b>	<b>764.532</b>
<b>Total do ativo não circulante</b>	<b>2.861.740</b>	<b>(18.218)</b>	<b>2.843.522</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>4.219.247</b>	<b>(18.218)</b>	<b>4.201.029</b>
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>			
Empréstimos e Financiamentos (a).....	1.024.432	(24.994)	999.438
Financiamento por arrendamento mercantil (a) ...	-	6.776	6.776
<b>Total do passivo não circulante</b>	<b>1.950.220</b>	<b>(18.218)</b>	<b>1.932.002</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>4.219.247</b>	<b>(18.218)</b>	<b>4.201.029</b>

(a) As cauções e depósitos vinculados foram considerados como redutores dos respectivos empréstimos e financiamentos, conforme pronunciamento CPC 39 - Instrumentos Financeiros: Apresentação, § 42.

#### 3.5. Divulgação das demonstrações financeiras regulatórias

Conforme requerido pela Resolução Normativa ANEEL nº 396/2010, as demonstrações financeiras regulatórias estarão disponibilizadas no site eletrônico da Companhia ([www.redenergia.com](http://www.redenergia.com)) no link "Investidores", a partir de 30/4/2012.

### 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 convertíveis em um montante conhecido de caixa estando sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor. A mesma definição é utilizada na Demonstração do Fluxo de Caixa.

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

**Perda no valor recuperável (*impairment*):** 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 é 12,81%, 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 as rubricas "Consumidores", "Tributos a Recuperar" e "Indenizações Trabalhistas". As taxas de descontos refletem as taxas utilizadas para riscos e prazos semelhantes aos utilizados pelo mercado, equivalente a 12,81%, 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. Tais ativos são mensurados pelo valor reavaliado em agosto de 2001, com revisão em maio de 2005, exceto para os grupos de automóveis, caminhões e móveis e utensílios. 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 este 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:** 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.

**Reserva de reavaliação (outros resultados abrangentes):** A sua realização se dá em proporção à amortização, e alienação dos bens integrantes da concessão, sendo transferida para a conta de lucros acumulados, líquida dos efeitos do imposto de renda e da contribuição social. A Companhia optou por manter os saldos existentes das reservas de reavaliação até a sua efetiva realização, conforme permitido no art. 6º da Lei nº 11.638/2007.

**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 depreciados 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 estão deduzidos dos empréstimos/financiamentos correspondentes. Esses ajustes são apropriados ao resultado pela taxa efetiva de juros do período em despesas financeiras, exceto pela parte apropriada ao custo do ativo intangível em curso.

**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 reconvertidas 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 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 imobilizado 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.

• Emenda da IAS 01 - Apresentação das Demonstrações Contábeis (CPC 26 - R1): Conceitos e forma de apresentação dos resultados abrangentes. Vigência 1/7/2012;

• Emenda da IAS 12 - Tributos sobre o lucro (CPC 32): Recuperação de ativos mensurados pelo valor justo. Vigência 1/1/2012;

• Emenda da IAS 19 - Benefícios a empregados (CPC 33): Ganhos e perdas atuariais imediatamente reconhecidas em outros resultados abrangentes. Vigência 1/1/2013;

• Emenda da IAS 27 - Demonstrações Financeiras Consolidadas (CPC 36 - R2): Estabelece a contabilização e divulgação de investimentos em subsidiárias, *joint ventures*, e coligadas quando uma entidade optar, ou for exigida pelos regulamentos locais, apresentar demonstrações financeiras separadas. Vigência em 1/1/2013;

• Emenda da IAS 28 - Investimento em Coligada e em Controlada (CPC 18): Prescreve a contabilização de investimentos em associadas e estabelece os requisitos para a aplicação do método de equivalência patrimonial quando contabilização de investimentos em coligadas e *joint ventures*. Vigência 1/1/2013;

• 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 outubro/2010) - Instrumentos financeiros: Evidenciação (CPC 40): Divulgação das informações que permitam aos usuários entender a relação entre os ativos financeiros transferidos que não são desreconhecidos na sua totalidade e os passivos associados e avaliar a natureza e os riscos associados com o envolvimento contínuo da entidade com o ativo financeiro desreconhecido. Vigência 1/7/2011;

• 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 10 - Demonstrações Financeiras Consolidadas: Modelo único a ser aplicado na análise de controle para todas as investidas. Vigência 1/1/2013;

• IFRS 11 - Investimento em Empreendimento Controlado em Conjunto: É extraído da IAS 31 (CPC 19) as entidades controladas em conjunto, em que, embora haja veículos separados, essa separação não é efetiva por alguma razão; e, as entidades que não se enquadram como uma operação conjunta, deverão ser contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial e não é mais permitida a consolidação proporcional. Vigência 1/1/2013;

• IFRS 12 - Divulgação de investimentos em outras entidades: Requerimentos de divulgação para entidades que possuem participações em subsidiárias, *joint arrangements*, coligadas e/ou entidades não consolidadas. Vigência 1/1/2013;

• IFRS 13 - Mensuração do valor justo: 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.

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

**Demonstrações dos resultados abrangentes:** As demonstrações dos resultados abrangentes não estão sendo divulgadas, uma vez que a Companhia não apurou transações que envolvam registros em outros resultados abrangentes que impactam o resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2011 e 2010.

## 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:

### 7.1. Consumidores

Classe de consumidores	Saldos vencidos				Total	
	até 90 dias	de 91 até 360 dias	mais de 361 dias	Total	31/12/2011	31/12/2010
<b>Circulante</b>						
Residencial.....	110.343	84.306	66.999	126.200	277.505	387.848
Industrial.....	40.455	16.368	14.122	33.754	64.244	104.699
Comércio, Serviços e Outras Atividades.....	55.899	29.554	17.782	39.025	86.361	142.260
Rural.....	5.473	5.210	6.916	12.976	25.102	30.575
<b>Poder Público:</b>						
Federal.....	4.345	909	213	188	1.310	5.655
Estadual.....	4.099	3.605	191	35	3.831	7.930
Municipal.....	15.396	9.423	2.725	4.448	16.596	31.992
Iluminação Pública.....	16.785	505	123	284	912	17.697
Serviço Público.....	5.100	2.704	1.646	1.792	6.142	11.242
(-) Ajuste a valor presente (c).....	(206)	-	-	-	-	(206)
Redução de Uso Sistema de Distribuição.....	-	-	-	-	-	11.273
<b>Subtotal - Consumidores.....</b>	<b>257.689</b>	<b>152.584</b>	<b>110.717</b>	<b>218.702</b>	<b>482.003</b>	<b>739.692</b>
Participação financeira do consumidor.....	623	227	708	435	1.370	1.993
Comercialização na CCEE (a).....	3.860	-	-	-	-	3.860
Programa emergencial de redução do consumo.....	-	-	-	66	66	67
Encargos de capacidade emergencial.....	-	-	-	370	370	453
Concessionárias e permissionárias.....	10	-	-	-	-	10
Encargos de uso da rede elétrica.....	6.553	-	-	-	-	6.553
Outros.....	1.844	4.491	3.139	4.309	11.939	13.783
<b>Total.....</b>	<b>270.579</b>	<b>157.302</b>	<b>114.564</b>	<b>223.882</b>	<b>495.748</b>	<b>766.237</b>
<b>Não circulante</b>						
Consumidores.....	15.992	-	-	-	-	15.992
(-) Ajuste a valor presente (c).....	(2.087)	-	-	-	-	(2.087)
Participação financeira do consumidor.....	650	-	-	-	-	650
Redução de Tarifa - Irrigação e Aquicultura (b).....	41	-	-	-	-	41
Redução de Uso Sistema de Distribuição.....	4.763	-	-	-	-	4.763
Comercialização na CCEE (a).....	879	-	-	-	-	879
Outros.....	220	-	-	-	-	220
<b>Total.....</b>	<b>20.458</b>	-	-	-	-	<b>20.458</b>

Do valor total de contas a receber R\$ 154.974 em 31/12/2011 (R\$ 143.603 em 31/12/2010) se referem a renegociações definidas.

### (a) 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\$ 4.739, com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE até o mês de dezembro de 2011. De acordo com a Resolução ANEEL nº 552, de 14/10/2002, os valores das transações de energia de curto prazo não liquidadas 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. As demais operações de compra e venda de energia elétrica praticadas até dezembro de 2011, 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, movidos por determinadas empresas do setor, relativos à interpretação das regras do mercado em vigor.

### (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 aplicação".

**Saldo em 31/12/2010.....**

**Saldo em 31/12/2011.....**

**(c) 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 12,81% 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 ANEEL nº 234 de 31/10/2006. 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 omitida, uma vez que o efeito líquido do AVP não é relevante.

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

	31/12/2011	31/12/2010
Residencial.....	(82.846)	(63.908)
Industrial.....	(17.960)	(27.995)
Comércio, serviços e outras atividades.....	(24.961)	(7.523)
Rural.....	(7.809)	(1.128)
Poder público.....	(264)	(212)
Iluminação pública.....	(16)	(17)
Serviço público.....	(101)	(188)
Outras receitas.....	(4.811)	(3.398)
<b>Total.....</b>	<b>(138.768)</b>	<b>(104.369)</b>

### Movimentação:

	31/12/2011	31/12/2010
<b>Saldo no início do exercício.....</b>	<b>(104.369)</b>	<b>(89.030)</b>
Perdas no exercício.....	21.409	987
Recuperação de perdas.....	(1.082)	(1.028)
Complemento/reversão de provisão.....	(54.872)	(15.298)
<b>Saldo no final do exercício.....</b>	<b>(138.768)</b>	<b>(104.369)</b>

A perda no valor recuperável foi constituída considerando os critérios a seguir:

- Consumidores residenciais vencidos há mais de 90 dias.
- Consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias.
- Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos e outros, vencidos há mais de 360 dias.

Após análise criteriosa efetuada pela Administração da Companhia, foram excluídas contas vencidas baseadas no histórico de recuperação, cuja perda não é considerada como incorrida.

O valor de recebíveis vencidos e não provisionados em 31/12/2011 é de R\$162.689 (R\$133.749 em 31/12/2010).

A Companhia possui um grupo de profissionais com o propósito de avaliar a qualidade e a possibilidade de recuperação dos créditos em atraso referente ao fornecimento de energia para os diversos segmentos de clientes.

a) Usuário: Aplica o modelo do ativo intangível, onde os bens da concessão são reconhecidos como tal, representando o valor justo do direito de cobrar os usuários. Este ativo é amortizado durante o prazo de concessão, pela maneira que melhor represente o consumo dos benefícios econômicos;

b) 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

c) 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 2 maneiras:

a) Direito de cobrar os usuários pela energia consumida (fatura); e

b) 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. 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 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

	31/12/2011	31/12/2010
Caixa.....	24	66
Saldo bancários.....	47.675	127.163
Outros investimentos.....	161.057	329.980
<b>Total.....</b>	<b>208.756</b>	<b>457.209</b>

### 6.1. Outros investimentos

Agente financeiro	Tipo de aplicação	Vencimento	Taxas %	31/12/2011	31/12/2010
Banco Bradesco.....	CDB	(*)	100,00 CDI	17.490	6.894
Banco Basa.....	CDB	(*)	100,00 CDI	3.336	4.585
Banco Basa.....	Capitalização	(*)	6,00 a.a. + TR	8.332	5.186
Banco do Brasil.....	CDB	(*)	100,00 CDI	-	902
Banco do Brasil.....	Fundo de investimento	(*)	(**)	97.033	32.809
Banco do Brasil.....	Poupança	(*)	6,00 a.a. + TR	58	59
Banco do Nordeste.....	CDB	(*)	99,20 CDI	50	235.137
Banco Itaú.....	CDB	(*)	20,00 CDI	5.582	5.002
Banco Daycoval.....	CDB	(*)	100,00 CDI	3.110	-
Banco Safra.....	CDB	(*)	10,00 CDI	25.994	-
				72	39.406
<b>Total.....</b>				<b>161.057</b>	<b>329.980</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.

(\*\*) Os fundos de investimentos estão concentrados em fundos de renda fixa e compostos por títulos públicos federais e títulos de emissores de baixo risco de crédito, com tendência de variação das taxas de juros pós-fixadas (CDI).

## 7. CONSUMIDORES

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Consumidores.....	766.327	712.080	20.458	26.715
(-) Perda no valor recuperável (Provisão para crédito de liquidação duvidosa).....	(138.768)	(104.369)	-	-
<b>Total.....</b>	<b>627.559</b>	<b>607.711</b>	<b>20.458</b>	<b>26.715</b>

### 7.1. Consumidores

Classe de consumidores	Saldos vencidos				Total	
	até 90 dias	de 91 até 360 dias	mais de 361 dias	Total	31/12/2011	31/12/2010
<b>Circulante</b>						
Residencial.....	110.343	84.306	66.999	126.200	277.505	387.848
Industrial.....	40.455	16.368	14.122	33.754	64.244	104.699
Comércio, Serviços e Outras Atividades.....	55.899	29.554	17.782	39.025	86.361	142.260
Rural.....	5.473	5.210	6.916	12.976	25.102	30.575
<b>Poder Público:</b>						
Federal.....	4.345	909	213	188	1.310	5.655
Estadual.....	4.099	3.605	191	35	3.831	7.930
Municipal.....	15.396	9.423	2.725	4.448	16.596	31.992
Iluminação Pública.....	16.785	505	123	284	912	17.697
Serviço Público.....	5.100	2.704	1.646	1.792	6.142	11.242
(-) Ajuste a valor presente (c).....	(206)	-	-	-	-	(206)
Redução de Uso Sistema de Distribuição.....	-	-	-	-	-	11.273
<b>Subtotal - Consumidores.....</b>	<b>257.689</b>	<b>152.584</b>	<b>110.717</b>	<b>218.702</b>	<b>482.003</b>	<b>739.692</b>
Participação financeira do consumidor.....	623	227	708	435	1.370	1.993
Comercialização na CCEE (a).....	3.860	-	-	-	-	3.860
Programa emergencial de redução do consumo.....	-	-	-	66	66	67
Encargos de capacidade emergencial.....	-	-	-	370	370	453
Concessionárias e permissionárias.....	10	-	-	-	-	10
Encargos de uso da rede elétrica.....	6.553	-	-	-	-	6.553
Outros.....	1.844	4.491	3.139	4.309	11.939	13.783
<b>Total.....</b>	<b>270.579</b>	<b>157.302</b>	<b>114.564</b>	<b>223.882</b>	<b>495.748</b>	<b>766.237</b>
<b>Não circulante</b>						
Consumidores.....	15.992	-	-	-	-	15.992
(-) Ajuste a valor presente (c).....	(2.087)	-	-	-	-	(2.087)
Participação financeira do consumidor.....	650	-	-	-	-	650
Redução de Tarifa - Irrigação e Aquicultura (b).....	41	-	-	-	-	41
Redução de Uso Sistema de Distribuição.....	4.763	-	-	-	-	4.763
Comercialização na CCEE (a).....	879	-	-	-	-	879
Outros.....	220	-	-	-	-	220
<b>Total.....</b>	<b>20.458</b>	-	-	-	-	<b>20.458</b>

## 8. TÍTULOS A RECEBER

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2		

(a) Refere-se as desativações relativas as 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 ativo intangível ou realização.

(b) Em 31/12/2011 o saldo foi reclassificado para a rubrica de "tributos a recuperar" (vide nota explicativa nº 9).

(c) Refere-se a juros sobre parcelamentos de contas de energia elétrica e atualização monetária de contas de energia elétrica em atraso.

(d) De acordo com o Artigo 3º da Medida Provisória nº 466 de 29/7/2009, convertida em Lei nº 12.111 de 9/12/2009, o reembolso dos custos de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, deve considerar a apropriação dos custos relativos à contratação de energia e de potência associada, geração própria para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica, aos encargos e impostos do Setor Elétrico e aos investimentos realizados, além de ser considerado, como forma de reembolso, os demais custos diretamente associados à prestação dos serviços de energia elétrica em regiões remotas dos Sistemas Isolados, caracterizadas por grande dispersão de consumidores e ausência de economia de escala, conforme especificados na Lei. Conforme permitido, a Companhia pode diferir estes custos e pleitear por meio de revisão tarifária, cabendo a ANEEL, homologar os custos apresentados e definir os critérios de ressarcimento.

#### 14. 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") e a Empresa de Eletricidade de Vale Parapanema S.A. ("EEVP"), ambas controladoras indiretas da Companhia, prevê cláusulas que requerem a manutenção de determinados limites operacionais dentro de parâmetros pré-estabelecidos envolvendo a Companhia.

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

Em 31/12/2011, a Companhia atingiu o limite operacional de captações por novas operações e não atendeu o indicador de Dívida líquida/(Divida Líquida + Patrimônio Líquido) menor que 0,55. As captações posteriores ao não atendimento do indicador foram efetuadas após obtenção de anuência do FI-FGTS. Os demais limites operacionais do acordo foram atendidos.

As operações com o acionista não controlador, Eletrobrás, estão detalhadas na nota explicativa nº 19 - Empréstimos e financiamentos.

#### 14.1. Transações e saldos com empresas relacionadas

Relacionamento	31/12/2011	31/12/2010
Receitas financeiras	7.836	34.199
Despesas financeiras	(15.170)	(12.024)
<b>Custo de prestação de serviços:</b>		
Rede Elétrica e Serviços S.A.	Coligada (4.480)	(3.644)
<b>SALDOS ATIVOS</b>		
<b>Não circulante</b>		
<b>Valores a recuperar:</b>		
Emp. de Distrib. de Energia Vale Parapanema S.A. - EDEVP	Coligada -	34
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	Coligada -	92
		<b>126</b>
<b>Alienação de bens e direitos (b):</b>		
Rede Power do Brasil S.A.	Coligada 115.463	107.927
<b>Total</b>	<b>115.463</b>	<b>108.053</b>

#### SALDOS PASSIVOS

Circulante	31/12/2011	31/12/2010
<b>Fornecedores:</b>		
Rede Elétrica e Serviços S.A.	Coligada 792	372
<b>Não circulante</b>		
<b>Valores a reembolsar:</b>		
Caiúá Distribuição de Energia S.A.	Coligada 2.047	2.283
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	Coligada -	92
Emp. de Distrib. de Energia Vale Parapanema S.A. - EDEVP	Coligada -	51
Empresa Elétrica Bragantina S.A. - EEB	Coligada -	29
	<b>2.047</b>	<b>2.455</b>

#### Conta corrente (a):

	31/12/2011	31/12/2010
Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	Coligada 22.796	30.986
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	Coligada 65.099	28.833
Emp. de Distrib. de Energia Vale Parapanema S.A. - EDEVP	Coligada 37.338	22.889
Companhia Nacional de Energia Elétrica - CNEE	Coligada 18.279	10.412
Companhia Força e Luz do Oeste - CFLO	Coligada 19.048	18.246
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	Coligada 11.581	22.594
	<b>174.141</b>	<b>133.960</b>
<b>Total</b>	<b>176.188</b>	<b>136.415</b>

#### (a) 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, com remuneração sobre o saldo devedor calculado com base em 100% do CDI. Cada empresa tem um limite máximo para o saldo credor, as Distribuidoras, por sua vez, somente poderão realizar operações de conta corrente na condição de tomadoras dos empréstimos perante as Geradoras e Não Concessionárias.

As mutuantes podem realizar operações de empréstimos financeiros entre si.

A remuneração sobre o saldo devedor é calculada com base em 100% do CDI com prazo de 36 meses, vencendo em 31/8/2011, nos termos de contratos de mútuo na modalidade de conta corrente, podendo ser prorrogado por iguais e sucessivos períodos. 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 informações 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, tomarão ou darão em empréstimos, recursos financeiros, de forma sucessiva e contínua, assumindo, respectivamente, a posição de devedora ou credora conforme o caso, dentro dos limites para os saldos credores estabelecidos no contrato. A Companhia foi incluída no contrato na condição de mutuária, somente podendo receber recursos das demais distribuidoras.

A remuneração sobre o saldo devedor é calculada com base em 100% do CDI com prazo de 36 meses vencendo em 31/8/2011, nos termos de contratos de mútuo na modalidade de conta corrente, podendo ser prorrogado por iguais e sucessivos períodos. 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 informações não havia sido publicada a anuência da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira.

#### (b) Alienação de bens e direitos

Corresponde ao valor a receber da Rede Power do Brasil S.A. relativo à alienação da participação societária na Companhia Rede Lajeado Energia S.A., de acordo com o Instrumento Particular de Venda e Compra de Ações, no valor de R\$ 76.124, com a anuência da ANEEL, dada por meio do Despacho nº 2.147 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira de 20/12/2005 e Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE de acordo com o Instrumento Particular de Venda e Compra de Ações com a anuência da ANEEL, dada por meio do Despacho nº 683 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira de 3/4/2006.

Em novembro de 2007, por meio do primeiro termo aditivo ao Instrumento Particular de Venda e Compra de ações da Rede Lajeado Energia S.A. foi renegociada a remuneração e forma de pagamento adequando o respectivo encargo para IGP-M mais 2% a.a. e o pagamento em 10 parcelas anuais vencendo a 1ª em 30/6/2008. Este aditamento tem a anuência da ANEEL, dada por meio do Despacho nº 3.458 de 21/11/2007 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira publicado no DOU de 23/11/2007.

#### 14.2. Remuneração dos Administradores

A remuneração dos administradores, para o exercício findo em 31/12/2011, que corresponde a benefícios de curto prazo, foi de R\$ 3.355 (R\$ 3.736 em 31/12/2010) e, o valor correspondente a benefícios pós-emprego, foi de R\$ 56 (R\$ 6 em 31/12/2010).

No exercício findo em 31/12/2011 não houve benefícios de longo prazo, de rescisão de contrato de trabalho nem remuneração baseada em ações.

#### 14.3. 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 aeronave:** Instrumento Particular de Contrato de Uso Compartilhado de Aeronaves e Outras Avenças firmado entre as empresas Caiúá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT, CELPA e ENERSUL, no qual todas as despesas incorridas na manutenção e operações são apuradas e suportadas na Caiúá Distribuição, detentora da aeronave, e repassadas mensalmente às demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é indeterminada e possui anuência da ANEEL por meio do Ofício nº 1.955/2003. Os gastos totais da Companhia relativos a este contrato, no exercício de 2011, foram de R\$ 1.408 (R\$ 1.049 em 2010).

• **Compartilhamento de escritório comercial:** Contrato firmado entre as empresas Caiúá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT, CELPA e ENERSUL, no qual os custos referentes ao escritório são apurados e suportados pela EDEVP e repassados mensalmente para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 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 2011, foram de R\$ 58 (R\$ 65 em 2010).

• **Compartilhamento de serviços e infraestrutura de telefonia e comunicação:** Contrato firmado entre as empresas Caiúá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT, CELPA e ENERSUL, no qual os custos mensais estimados de R\$ 39 referentes a infraestrutura de telefonia e comunicação são suportados pela Caiúá Distribuição e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 21/11/2014 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 2011, foram de R\$ 6 (R\$ 217 em 2010).

• **Compartilhamento de infraestrutura para os processos de faturamento e arrecadação em Bragança Paulista:** Contrato firmado entre as empresas Caiúá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT, CELPA e ENERSUL, no qual os custos referentes aos processos de faturamento e arrecadação são apurados e suportados pela EEB e repassados mensalmente para as demais empresas pelo critério de proporcio-

nalidade 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 2011, foram de R\$ 52 (R\$ 34 em 2010).

#### 15. INVESTIMENTOS

Propriedades para investimentos avaliadas a custo:	31/12/2011	31/12/2010
Edificações, obras civis e benfeitorias (a)	21.712	20.199
Terrenos (a)	1.554	1.423
Outros investimentos (a)	4.043	4.160
(-) Perda no valor recuperável (b)	(19.508)	-
<b>Total</b>	<b>7.801</b>	<b>25.782</b>

(a) Refere-se aos bens destinados a uso futuro, em conformidade com o processo de desverticalização adotado pela Companhia e de acordo com a proposta apresentada à ANEEL.

(b) Parte das geradoras termelétricas operadas pela Companhia para a geração de energia elétrica, foram desativadas quando da interligação do sistema "Tramoeste". Esses equipamentos foram desativados e transferidos como "propriedade para investimentos", de acordo com a Deliberação CVM nº 584/2009, mantidos para auferir aluguel ou para valorização do capital. A Administração fez uma nova avaliação do estado físico e o local onde se encontram esses equipamentos e, em atendimento a Deliberação CVM nº 639/2010, decidiu registrar uma provisão para perda no valor recuperável (*impairment*) no montante de R\$ 19.508 em 31/12/2011.

#### 16. ATIVO FINANCEIRO E ATIVO INTANGÍVEL DO CONTRATO DE CONCESSÃO

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

	31/12/2011	31/12/2010
Ativo financeiro	458.056	275.831
Ativo intangível	2.219.057	2.053.208
<b>Total</b>	<b>2.677.113</b>	<b>2.329.039</b>

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

Em serviço:	31/12/2011		31/12/2010	
	Valor líquido	31/12/2011	Valor líquido	31/12/2010
<b>(-) Amortização acumulada</b>				
Terrenos	-	19.702	-	19.483
Edificações, obras civis e benfeitorias	(43.116)	53.246	20.811	47.659
Máquinas e equipamentos	(1.163.375)	2.636.230	438.969	2.378.203
Veículos	(10.489)	13.312	-	5.176
Móveis e utensílios	(8.689)	2.465	-	3.505
Serviços (a)	-	10.204	-	5.048
Softwares (b)	-	17.091	-	181
(-) Obrigações vinculadas à concessão	(1.081.867)	122.000	(928.056)	(31.811)
<b>Subtotal</b>	<b>(1.116.636)</b>	<b>1.781.140</b>	<b>458.056</b>	<b>1.623.815</b>
<b>Em curso:</b>				
Terrenos	-	803	-	1.015
Edificações, obras civis e benfeitorias	-	9.249	-	1.872
Máquinas e equipamentos	-	527.321	-	580.039
Veículos	-	-	-	5.274
Móveis e utensílios	-	912	-	1.362
Material em depósito	-	90.563	-	104.379
Serviços (a)	-	1.398	-	258
Softwares (b)	-	16.954	-	10.925
Outros	-	89.610	-	107.710
(-) Obrigações vinculadas à concessão	-	(298.893)	-	(383.441)
<b>Subtotal</b>	<b>437.917</b>	<b>437.917</b>	<b>429.393</b>	<b>429.393</b>
<b>Total</b>	<b>3.793.749</b>	<b>(1.116.636)</b>	<b>458.056</b>	<b>2.053.208</b>

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

O intangível em curso de contratos de concessão refere-se substancialmente às obras de expansão em andamento do sistema de distribuição de energia elétrica. Incluem itens incorporados 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.

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

Em serviço:	Taxas médias de amortização (*)		(-) Ativo financeiro líquido		(-) Amortização acumulada		(-) Obrigações vinculadas à concessão líquido		31/12/2011	31/12/2010
	Custo		financieiro líquido	Subtotal	Subtotal	Subtotal	Valor líquido	Valor líquido		
Geração	4,27%	26.734	(4.857)	(5.558)	16.319	(52)	16.267	15.063		
Distribuição	4,59%	4.296.486	(441.511)	(1.173.413)	2.681.562	(959.361)	1.722.201	1.572.351		
Comercialização	4,01%	21.273	(5.666)	(8.308)	7.299	(229)	7.070	7.490		
Administração	7,84%	93.206	(6.022)	(51.357)	35.827	(225)	35.602	28.911		
<b>Subtotal</b>		<b>4.437.699</b>	<b>(458.056)</b>	<b>(1.238.636)</b>	<b>2.741.007</b>	<b>(959.867)</b>	<b>1.781.140</b>	<b>1.623.815</b>		
<b>Em curso:</b>										
Geração	2,96%	9.249	-	-	2.963	-	2.963	4.484		
Distribuição	715.749	-	-	-	715.749	(298.893)	416.856	405.755		
Comercialização	224	-	-	-	224	-	224	230		
Administração	17.874	-	-	-	17.874	-	17.874	18.924		
<b>Subtotal</b>	<b>736.810</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>736.810</b>	<b>(298.893)</b>	<b>437.917</b>	<b>429.393</b>	<b>429.393</b>		
<b>Total</b>	<b>5.174.509</b>	<b>(458.056)</b>	<b>(1.238.636)</b>	<b>3.477.817</b>	<b>(1.258.760)</b>	<b>2.219.057</b>	<b>2.053.208</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 ANEEL nº 367/2009, sendo as seguintes:

	Taxas anuais de amortização %	Taxas anuais de amortização %
<b>Geração:</b>		
Equipamento geral	10,00	
Reservatórios, barragens e adutoras	2,00	
Turbina hidráulica	2,50	
<b>Distribuição:</b>		
Barra de capacitores	5,00 - 6,70	
Chave de distribuição	3,30 - 6,70	
Condutor do sistema	2,50 - 5,00	
Estrutura do sistema	2,50 - 5,00	
Regulador de tensão	3,50 - 4,80	
Transformador de distribuição	5,00	

#### Dois 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 curso 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 11/1/1996, essas obrigações não estão sendo mais atualizadas pelos efeitos da inflação, tendo a seguinte composição:

	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	Total
Participação do consumidor	(347.924)	(184.104)	(728)	(728)	(348.652)
Participação da União	(6.098)	(6.365)	(237)	(237)	(6.335)
Participação do Estado	(3.310)	(2.789)	(101)	(101)	(3.411)
Participação dos Municípios	(58.424)	(60.561)	(2.005)	(2.005)	(60.429)
Doações e subv. destinadas a invest. do serv. concedido	(2.344)	(2.427)	(99)	(99)	(2.443)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(36)	(50)	(4)	(4)	(54)
Pesquisa e Desenvolvimento -					

18. OBRIGAÇÕES FISCAIS	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
<b>Obrigações fiscais Federais:</b>	<b>31/12/2011</b>	<b>31/12/2010</b>	<b>31/12/2011</b>	<b>31/12/2010</b>
IRRF.....	2.614	-	-	-
Previdência social.....	5.447	4.147	-	-
FGTS.....	949	818	-	-
PIS.....	10.219	6.144	-	-
COFINS.....	46.932	28.300	-	-
Outros.....	1.035	2.251	-	-
<b>Subtotal</b> .....	<b>67.196</b>	<b>41.660</b>	-	-
<b>Parcelamentos:</b>				
Parcelamento Lei 11.941/2009 (b).....	56.381	63.024	117.724	145.807
Parcelamento ordinário - PIS (c).....	5.097	3.507	16.352	9.810
Parcelamento ordinário - COFINS (c).....	23.476	16.020	75.964	45.228
Parcelamento ordinário - CPMF(c).....	1.239	1.595	9.046	9.203
Outros.....	-	-	175	175
<b>Subtotal</b> .....	<b>86.193</b>	<b>84.146</b>	<b>219.261</b>	<b>210.223</b>
<b>Total de obrigações fiscais Federais</b> .....	<b>153.389</b>	<b>125.806</b>	<b>219.261</b>	<b>210.223</b>
<b>Obrigações fiscais Estaduais:</b>				
ICMS.....	89.781	42.974	-	-
<b>Parcelamentos:</b>				
ICMS (a).....	105.226	41.816	45.907	52.749
<b>Total de obrigações fiscais Estaduais</b> .....	<b>195.007</b>	<b>84.790</b>	<b>45.907</b>	<b>52.749</b>
<b>Obrigações fiscais Municipais:</b>				
ISS.....	2.039	666	-	-
<b>Total de obrigações fiscais Municipais</b> .....	<b>2.039</b>	<b>666</b>	-	-
<b>Total de obrigações fiscais</b> .....	<b>350.435</b>	<b>211.262</b>	<b>265.168</b>	<b>262.972</b>

(a) Parcelamentos concedidos pela Secretaria Executiva de Estado da Fazenda do Estado do Pará com prazos de amortização de 36 meses, iniciado em maio/2010 e encerramento previsto para abril/2013; 40 meses iniciado em julho/2011 e com encerramento previsto para outubro/2014; e em 60 meses iniciado em agosto/2011 com encerramento previsto para julho/2016. Os parcelamentos são corrigidos pelo Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC mais 1%. Em novembro/2011, a Companhia firmou novo parcelamento junto a Procuradoria Geral do Estado do Pará, com prazo de amortização em 4 meses, iniciado em novembro/2011 e com encerramento previsto em fevereiro/2012. Para este parcelamento, foram oferecidos em garantia bens do ativo intangível.

(b) Refere-se a saldos remanescentes do Parcelamento Excepcional - PAEX e Dividas não parceladas anteriormente com vencimentos até 30/11/2008, mantidos junto a Receita Federal do Brasil, Procuradoria Geral da Fazenda Nacional e Previdência Social, em função da adesão da Companhia, em setembro de 2009, às novas modalidades de parcelamentos instituídas pela Lei nº 11.941/2009. O valor de cada prestação será acrescido de juros correspondentes à variação da taxa SELIC - Sistema Especial de Liquidação e Custódia. Em 29/6/2011, a Companhia concluiu a etapa final da consolidação das modalidades de parcelamento previstas nos artigos 1º e 3º da Lei nº 11.941/2009, com as informações dos montantes de prejuízos fiscais e base negativa da contribuição social utilizados para a liquidação de multas e juros, indicação dos débitos passíveis de parcelamento e do número de parcelas.

Saldo consolidado em 31/12/2010	Tributos		Social	Total
	RFB	PGFN		
Encargos.....	3.461	10.869	292	14.622
Amortizações.....	(34.681)	(14.300)	(367)	(49.348)
<b>Saldo consolidado em 31/12/2011</b> .....	<b>88.818</b>	<b>70.761</b>	<b>14.526</b>	<b>174.105</b>

(c) Parcelamento ordinário - Parcelamento concedido pela Secretaria da Receita Federal do Brasil - RFB - referente saldo devedor de PIS, COFINS e CPMF, protocolado em 25/11/2009, o qual será pago em 60 parcelas mensais, corrigidas pelo Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC, cujo primeiro pagamento ocorreu em 25/11/2009 e o último está previsto para ser liquidado em 30/10/2014.

## 19. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

### 19.1. Composição

Moeda nacional:	31/12/2011		31/12/2010	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
BNDES - URTJLP.....	194.775	-	454	193.946
BNDES - PRE.....	46.531	-	56	46.440
Eletrobrás.....	74.843	341.501	34.447	293.900
FINAME.....	2.135	3.367	1.608	2.228
Capital de giro - CDI.....	274.494	239.100	417.085	241.230
Capital de giro - IPCA.....	17.789	9.722	16.667	26.389
Capital de giro - PRE.....	37.559	-	45.410	-
FNO.....	5.718	77.450	341	62.598
FDE.....	838	877	795	1.546
<b>Subtotal</b> .....	<b>654.682</b>	<b>672.017</b>	<b>516.863</b>	<b>874.777</b>
(-) Custo de transação.....	(1.233)	(1.621)	-	-
<b>Total moeda nacional</b> .....	<b>653.449</b>	<b>670.396</b>	<b>516.863</b>	<b>874.777</b>
<b>Moeda estrangeira:</b>				
BID.....	111.283	-	53.622	97.735
Units Notes.....	11.724	-	10.774	10.053
Tesouro Nacional.....	3.043	36.851	3.519	35.111
Capital de Giro.....	472.643	-	-	-
<b>Subtotal</b> .....	<b>598.693</b>	<b>36.851</b>	<b>67.915</b>	<b>142.899</b>
(-) Custo de transação.....	(1.678)	(5.672)	(169)	(20)
(-) Cauções.....	-	(25.654)	-	(18.218)
<b>Total moeda estrangeira</b> .....	<b>597.015</b>	<b>5.525</b>	<b>67.746</b>	<b>124.661</b>
<b>Total geral</b> .....	<b>1.250.464</b>	<b>675.921</b>	<b>584.609</b>	<b>999.438</b>
Principal.....	1.224.577	683.214	569.724	999.458
Encargos.....	25.887	(7.293)	14.885	(20)

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

Moeda nacional:	31/12/2011		31/12/2010	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
URTJLP.....	199.767	15,06	194.400	13,97
UFJF.....	416.344	31,38	328.348	23,59
CDI.....	513.595	38,71	658.315	47,30
IPCA.....	27.511	2,07	43.056	3,09
TJLP.....	1.716	0,13	6.176	0,44
PRÉ-FIXADO.....	167.766	12,65	161.345	11,59
<b>1.326.699</b>	<b>100,00</b>	<b>1.391.640</b>	<b>100,00</b>	
Custo de transação.....	(2.854)	-	-	-
<b>Subtotal</b> .....	<b>1.323.845</b>	-	<b>1.391.640</b>	-
<b>Moeda estrangeira:</b>				
Dólar norte-americano				
LIBOR.....	15.091	2,37	65.393	31,02
PRÉ-FIXADO.....	620.453	97,63	145.421	68,98
<b>635.544</b>	<b>100,00</b>	<b>210.814</b>	<b>100,00</b>	
Custo de transação.....	(7.350)	-	(189)	-
Cauções.....	(25.654)	-	(18.218)	-
<b>Subtotal</b> .....	<b>602.540</b>	-	<b>192.407</b>	-
<b>Total</b> .....	<b>1.926.385</b>	-	<b>1.584.047</b>	-

### 19.3. Detalhamento dos empréstimos e financiamentos

**Moeda nacional:**

**a. Eletrobrás:** recursos destinados à investimentos no ativo imobilizado para expansão do Programa Nacional Luz no Campo. O empréstimo é datado de 29/2/2000, a data de vencimento da última parcela ocorrerá em agosto/2014, conforme aditivo contratual, a forma de amortização é mensal, e a taxa de juros é de 5% a.a.

**b. Eletrobrás:** 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 dos contratos será em 120 parcelas mensais e sucessivas, com carência de 24 meses, vencendo a última parcela em maio/2022, com encargos de 6% a.a.. Até dezembro/2011, foi liberado o montante de R\$ 86.196 por meio do contrato ECF-2812/2010 e ECF-2870/2010 com carência de 36 meses e vencimento da última parcela em agosto/2024 com encargos de 7% a.a..

**c. BNDES:** em dezembro/2009 foi firmado contrato com a finalidade de financiamento de obras de Distribuição e Transmissão em sua área de concessão no valor de R\$ 449.277, com taxa média de 4,07% a.a. acima da variação da TJLP e taxa pré-fixada de 4,5% a.a., vencendo a primeira parcela de amortização em janeiro/2012 e a última em dezembro/2019. Até dezembro/2011 foram liberados R\$ 240.385.

**d. FNO:** em dezembro/2008 e agosto/2009 foram firmados contratos para financiamento de obras com recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Norte - FNO, por meio do Banco da Amazônia no valor total de R\$ 118.067, ao custo de 8,5% a.a.; com prazo máximo de 180 meses, sendo 38 meses de carência e 142 para amortização do principal, vencendo a última parcela em janeiro/2024. Até dezembro/2011 foram liberados R\$ 82.789.

**e. FDE:** em dezembro/2003 e março/2004 foram firmados contratos para financiamento de obras com recursos do Fundo de Desenvolvimento Econômico do Estado do Pará - FDE, por meio do Banco do Estado do Pará no valor total de R\$ 2.627, ao custo de 6% a.a. acima da TJLP, com prazo máximo de 120 meses, sendo 36 meses de carência e 84 para amortização do principal, vencendo a última parcela em março/2014.

**f. Tesouro nacional:** Banco do Brasil S.A. - reestruturação de dívida externa, contrato inicial assinado em 31/12/1997, com taxas de juros pré que variam de 6% a 8% a.a., e taxas que variam de 0,81% a 0,88% a.a. mais taxa Libor semestral acrescida da variação cambial, com amortização semestral, e vencimento da última parcela 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 31/12/2011 era de R\$ 25.653.

**g. Capital de giro:** As operações de capital de giro são indexadas a CDI e IPCA e pré-fixadas, com amortização mensal, e vencimento da última parcela em agosto/2015.

• Operações indexadas a CDI com taxa média ponderada de 5,04% a.a.

• Operações indexadas a IPCA com taxa média ponderada de 11% a.a.

• Operações pré-fixadas com taxa média ponderada de 20,45% a.a.

Dentro destas operações existe contrato com taxa de juros efetiva de 7,5% a.a. que contempla os custos de transação que são apropriados ao resultado mensalmente, conforme CPC 08 - R1 (Custos de Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários). Durante o exercício findo em 31/12/2011 foram amortizados R\$ 404.

Os custos de transação a serem amortizados são:

Vencimento:	31/12/2011
2012.....	1.233
2013.....	965
2014.....	544
2015.....	112
<b>Total</b> .....	<b>2.854</b>

### Moeda estrangeira:

**a. Empréstimo Unit Notes:** em fevereiro/2006, a Companhia efetuou a emissão de US\$ 50.000 relativos a Unit Notes, com prazo total para liquidação de 6 anos, sendo 3 anos de carência e 3 anos para amortização do principal e com taxa de juros nominal de 9,5% a.a. O montante do principal dessa operação foi protegido contra as oscilações da variação cambial, por meio de instrumentos derivativos (vide nota explicativa nº 21). Em 09/8/2007, a Companhia antecipou pagamentos no montante de US\$ 31.899, correspondentes a R\$ 61.231.

**b. Empréstimo - BID:** em junho/2006, a Companhia assinou contrato de US\$ 135.000 provenientes de empréstimos aprovados pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), sendo US\$ 75.000 provenientes de recursos próprios do BID (denominados como "A Loan" ou parte "A"); e US\$ 60.000 de um sindicato de bancos (*clubdeal*) composto pelo Banco Societé Générale e Banco Itaú Europa, ou parte "B". A parte "A" do financiamento terá o prazo total de 9 (nove) anos para liquidação, sendo 3 (três) anos de carência e mais 6 (seis) para amortização do principal. A parte "B" terá o prazo total de 6 (seis) anos para liquidação, sendo 3 (três) anos de carência e mais 3 (três) anos para amortização. As amortizações serão pagas trimestralmente e durante o período de carência ocorrerão pagamentos trimestrais dos encargos. O custo da parte A é de Libor acrescida de *spread* de 3,87% a.a. e a parte B de Libor acrescida de *spread* de 3,5% a.a.. O principal referente a primeira liberação da operação foi protegido contra as oscilações da variação cambial por meio de instrumentos derivativos (vide nota explicativa nº 21).

**c. Capital de Giro - BOND'S:** em junho/2011 foi emitido papel no mercado externo no montante de US\$ 250.000 com taxa de 10,5% a.a., com pagamentos dos juros semestrais e o principal com pagamento único em junho/2016. Os BOND'S são negociados na *Irish Stock Exchange* (Bolsa de Valores da Irlanda). Os recursos desta operação serão utilizados para pagamentos de operações de curto prazo e com custos mais altos. A utilização dos recursos até dezembro/2011 foi a seguinte:

Valor liberado	395.987
Comissão de estruturação.....	(8.286)
Liquidação antecipada de contratos.....	(224.882)
Pagamentos de parcelas com vencimento em jun/2011.....	(28.037)
Antecipação de parcelas com vencimento em jul/2011.....	(13.191)
Pagamentos de parcelas com vencimento em ago/2011.....	(42.389)
Pagamentos de parcelas com vencimento em set/2011.....	(26.632)
Pagamentos de parcelas com vencimento em out/2011.....	(21.243)
Pagamentos de parcelas com vencimento em nov/2011.....	(22.808)
Pagamentos de parcelas com vencimento em dez/2011.....	(8.519)
<b>Saldo disponível</b> .....	<b>-</b>

Esta operação possui uma taxa de juros efetiva de 10,92% a.a. que contempla os custos de transação que são apropriados ao resultado mensalmente, conforme CPC 08 - R1 (Custos de Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários). Durante o exercício findo em 31/12/2011 foram amortizados R\$ 958.

Os custos das transações da *Unit Notes* e *Bond's* a serem amortizados são:

Vencimento:	31/12/2011		31/12/2010	
	Unit Notes	Bond's	Total	Total
2011.....	-	-	-	169
2012.....	20	1.658	1.678	20
2013.....	-	1.658	1.658	-
2014.....	-	1.657	1.657	-
2015.....	-	1.657	1.657	-
2016.....	-	700	700	-
<b>Total</b> .....	<b>20</b>	<b>7.330</b>	<b>7.350</b>	<b>189</b>

### 19.4. Garantias

Os empréstimos e financiamentos estão garantidos por notas promissórias, avais do acionista controlador e receitas futuras de fornecimento de energia elétrica.

### 19.5. Vencimentos das parcelas do não circulante (principal e encargos)

Vencimento	Moeda nacional		Custo de Transação	Cauções	31/12/2011	31/12/2010
	nacional	estrangeira				
2012.....	-	-	-	-	-	283.426
2013.....	217.158	1.716	(2.623)	-	216.251	205.463
2014.....	122.402	858	(2.201)	-	121.059	142.349
2015.....	66.836	-	(1.769)	-	65.067	92.655
2016.....	51.895	-	(700)	-	51.195	77.615
2017.....	49.889	-	-	-	49.889	75.981
2018.....	48.687	-	-	-	48.687	42.354
2019.....	39.218	-	-	-	39.218	34.998
2020.....	20.457	-	-	-	20.457	10.347
2021.....	18.755	-	-	-	18.755	8.645
2022.....	16.644	-	-	-	16.644	7.163
2023.....	15.012	-	-	-	15.012	5.779
2024.....	4.964	34.277	(25.654)	-	13.587	12.663
<b>Total</b> .....	<b>672.017</b>	<b>36.851</b>	<b>(7.293)</b>	<b>(25.654)</b>	<b>675.921</b>	<b>999.438</b>

### 19.6. Movimentação

Saldo em 31/12/2010	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Ingressos.....	317.025	361.742	-	395.987	1.074.754
Encargos.....	151.801	-	38.982	-	190.783
Variação monetária e cambial.....	4.093	1.873	17.858	75.030	98.854
Transferências.....	566.375	(566.375)	577.066	(577.066)	-
Pagamentos de principal.....	(759.487)	-	(65.431)	-	(824.918)
Pagamentos de juros.....	(141.988)	-	(37.698)	-	(179.686)
Custo de transação.....	-	(3.258)	(8.286)	(11.544)	-
Transferência de custo de transação.....	(1.637)	1.637	(2.635)	2.635	-
Apropriação de custo de transação.....	404	-	1.127	-	1.531
Atualização cauções.....	-	-	(7.436)	(7.436)	-
<b>Saldo em 31/12/2011</b> .....	<b>653.449</b>	<b>670.396</b>	<b>597.015</b>	<b>5.525</b>	<b>1.926.385</b>

Ativos financeiros	Nota		Categoria	Contábil	31/12/2011	31/12/2010
	Valor justo	Valor justo				
Caixa e equivalentes de caixa.....	6	6	Valor justo por meio de resultado	208.756		

Ativos Financeiros	Exposição e análise de sensibilidade para operações denominadas em dólar			
	Exposição líquida	Cenário provável	Cenário possível (alta de 25%)	Cenário remoto (alta de 50%)
Recebíveis.....	25.654	1.611	8.427	15.234
<b>Passivos Financeiros</b>				
Mensurado pelo valor justo através do resultado.....	(101.952)	6.402	33.491	60.580
Mensurado pelo custo amortizado.....	(635.544)	(39.911)	(208.775)	(377.639)
<b>Total</b> .....	<b>(711.842)</b>	<b>(31.898)</b>	<b>(166.857)</b>	<b>(301.825)</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.

Ativos Financeiros	Risco de indexadores			
	Cenário provável	Cenário possível (alta de 25%)	Cenário remoto (alta de 50%)	
CDI.....	(1.246)	2.521	6.288	
TR.....	-	30	59	
<b>Passivos Financeiros</b>				
TJLP.....	-	(3.146)	(6.292)	
CDI.....	4.559	(9.228)	(23.016)	
IPCA.....	433	45	(343)	
<b>Total</b> .....	<b>3.746</b>	<b>(9.778)</b>	<b>(23.304)</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 financeiros. A Companhia monitora o risco de liquidez mantendo caixa e investimentos prontamente convertíveis 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 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 19.5 e nº 20.5.

**d. Gerenciamento de risco de pagamento antecipado**

Condições Restritivas Financeiras (*covenants*): Determinados contratos de empréstimos e financiamentos da Companhia estão sujeitos a condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem a manutenção de determinados índices financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos. A Administração da Companhia acompanha mensalmente esses indicadores, como forma de monitoramento e remediação com as instituições financeiras envolvidas, quando necessário.

Em 31/12/2011, a Companhia não atendeu os indicadores:

- Dívida Total/EBITDA menor que 3,50; Dívida Total/(Dívida Total + Patrimônio Líquido) menor que 0,60; Dívida Total de Curto Prazo/EBITDA menor que 0,75, referentes ao contrato de empréstimo com o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) cujo montante é de R\$ 111.283 (vide nota explicativa nº 17), resultando na reclassificação da dívida do passivo não circulante para o circulante. A Companhia tomou providências imediatas, no entanto não recebeu a carta de consentimento (*waiver*), até o encerramento destas demonstrações.

- Dívida Líquida/EBITDA menor que 3,00; Dívida Líquida/(Dívida Líquida + Patrimônio Líquido) menor que 0,70, referentes ao contrato de empréstimo com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) cujo montante é de R\$ 241.306 (vide nota explicativa nº 17), resultando na reclassificação da dívida do passivo não circulante para o circulante. A Companhia tomou providências imediatas, no entanto não recebeu a carta de consentimento (*waiver*), até o encerramento destas demonstrações.

- Dívida Líquida/EBITDA menor que 4,00, referente aos *Bonds* cujo montante é de R\$ 472.643 (vide nota explicativa nº 17), resultando na reclassificação da dívida do passivo não circulante para o circulante.

**21.3. 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 dos rios, causando 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. Risco de não renovação das concessões**

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

## 22. TAXAS REGULAMENTARES

	31/12/2011	31/12/2010
Quota de Reserva Global de Reversão - RGR.....	17.584	875
Quota da Conta de Consumo de Combustível - CCC.....	35.743	6.512
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA.....	9.076	4.551
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.....	5.884	-
<b>Total</b> .....	<b>68.287</b>	<b>11.938</b>

## 23. OBRIGAÇÕES DO PROGRAMA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

O contrato de concessão da Companhia estabeleceu 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	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Fundo Nacional Desenv. Científico e Tecnológico - FNDCT.....	626	451	-	-
Ministério de Minas e Energia - MME.....	313	225	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D.....	7.156	13.087	17.538	12.705
Programa de Eficiência Energética - PEE.....	13.961	19.742	33.644	22.572
<b>Total</b> .....	<b>22.056</b>	<b>33.505</b>	<b>51.182</b>	<b>35.277</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 10/5/2008, e Ofício Circular nº 1644/2009-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 PEE. 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 ativos imobilizados tem como contrapartida o saldo de obrigações especiais.

## 24. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS - TRABALHISTAS

	31/12/2011	31/12/2010
Provisões sobre folha de pagamento (13º salário e férias).....	7.890	7.001
Provisão de encargos sociais sobre folha de pagamento (13º salário e férias).....	2.919	2.590
<b>Total</b> .....	<b>10.809</b>	<b>9.591</b>

## 25. PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

Está representada como segue:

	31/12/2011		31/12/2010	
	No exercício	Depósitos judiciais	No exercício	Depósitos judiciais
Cíveis - Consumidores (a).....	(113)	3.156	6.437	6.213
Trabalhistas (b).....	32.771	45.089	20.983	20.419
Fiscais e tributárias.....	-	-	-	-
PIS.....	-	-	-	703
<b>Total</b> .....	<b>32.658</b>	<b>48.245</b>	<b>27.420</b>	<b>27.335</b>

**Saldo em 31/12/2010:** Cíveis 3.269, Trabalhistas 12.318, Fiscais - 15.587, Total 34.403

Constituição: Cíveis 113, Trabalhistas 34.403, Fiscais/reversão (113), Total 34.403

Atualização: Cíveis - 113, Trabalhistas - 1.632, Fiscais - (1.745), Total - 3.510

**Saldo em 31/12/2011:** Cíveis 3.156, Trabalhistas 45.089, Fiscais - 48.245, Total 39.996

**Contingências passivas possíveis de perda (c):** Cíveis 3.175, Trabalhistas 4.683, Fiscais - 7.858, Total 10.116

31/12/11: Cíveis 3.063, Trabalhistas 4.044, Fiscais - 7.107, Total 10.214

(a) 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.

(b) 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 sobrevoo, 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.

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

(d) A Companhia também apresentou os valores de suas contingências passivas cujas chances de êxito são possíveis. Por entendermos razoáveis as chances de êxito, não houve provisionamento dos referidos valores e, caso as referidas contingências venham a representar perda, estimamos em cerca de 3 a 5 anos, em média, o prazo para que haja o desembolso pela Companhia. As ações judiciais de natureza trabalhista e cível cujas chances de êxito são possíveis referem-se, em sua grande maioria as discussões mencionadas nos itens (a) e (b) acima.

## 26. INDENIZAÇÕES TRABALHISTAS

Vencimento	PCCS	Plano Bresser	Circulante	
			31/12/2011	31/12/2010
2011.....	-	-	-	81.950
2012.....	20.784	99.666	120.450	-
Ajuste a valor presente (a).....	(741)	(1.252)	(1.993)	(3.854)
<b>Total</b> .....	<b>20.043</b>	<b>98.414</b>	<b>118.457</b>	<b>78.096</b>

Vencimento	PCCS	Plano Bresser	Não Circulante	
			31/12/2011	31/12/2010
2012.....	-	-	-	108.259
Ajuste a valor presente (a).....	-	-	-	(10.248)
<b>Total</b> .....	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>98.011</b>

(a) A Companhia procedeu ao cálculo do AVP projetando as parcelas da dívida pela taxa INPC/IBGE e descontando pela taxa SELIC projetada segundo a expectativa apresentada no boletim FOCUS. Foi elegida a taxa SELIC projetada como taxa de desconto por se considerar que esta reflete os juros compatíveis com a natureza, riscos da dívida, levando em conta as taxas de mercado praticadas na data da transição da Lei nº 11.638/2007. Tendo em vista a natureza e complexidade dos cálculos da indenização, a divulgação do fluxo de caixa e sua temporalidade foram omitidas, uma vez que o efeito líquido do AVP não é relevante.

**Plano Bresser**  
Em 21/12/2004 a Companhia e o Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas do Estado do Pará firmaram acordo referente à ação judicial que transitava na 4ª Vara Trabalhista de Belém do Pará, movida pelo Sindicato que pleiteava 26,06% de reajuste sobre os salários congelados em junho de 1987, denominado Plano Bresser, homologado em todos os termos da petição.

O valor homologado no acordo corresponde ao montante de R\$ 370.000, sujeito à atualização pela variação acumulada do INPC/IBGE, pagáveis mensalmente até 25/8/2012.

No exercício findo em 31/12/2011, o impacto no resultado da Companhia relativo à atualização monetária foi de R\$ 2.525 (R\$ 2.314 em 31/12/2010).

## 28. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

### 28.1. CAPITAL SOCIAL

O capital social da Companhia em 31/12/2011 é de R\$ 518.932 (R\$ 518.932 em 31/12/2010), e sua composição por classe de ações e principais acionistas é a seguinte:

Acionistas	Ordinárias	%	Número de ações				Total	%		
			A	B	C	Total				
QMRA.....	32.656.151	54,98	45.395	2,10	-	25.466	2,12	72.272,012	51,26	
Eletrobrás.....	20.664.721	34,79	121.339	5,60	1.074.634	99,01	-	21.860.694	34,24	
Rede Energia.....	6.061.329	10,20	300.617	13,87	2	-	90.347	7,53	6.452.385	10,11
Outros.....	15.295	0,03	1.699.465	78,43	10.737	0,99	1.085.346	90,35	2.810.843	4,39
<b>Total</b> .....	<b>59.397.496</b>	<b>100,00</b>	<b>2.166.816</b>	<b>100,00</b>	<b>1.085.373</b>	<b>100,00</b>	<b>1.201.249</b>	<b>100,00</b>	<b>63.850.934</b>	<b>100,00</b>

Os acionistas terão direito de receber com dividendos obrigatórios em cada exercício, no mínimo, 25% do lucro líquido ajustado. A distribuição dos dividendos será efetuada observando-se a preferência das ações preferenciais em relação às ordinárias, da seguinte forma:

a) Os titulares das ações preferenciais terão assegurado o recebimento dos dividendos mínimos previstos no artigo 8º do estatuto, se a porcentagem de 25% dos lucros líquidos, prevista no "caput" desse artigo, não permitir melhor remuneração às ações preferenciais;

b) Não haverá prioridade para recebimento dos dividendos mínimos para as classes de ações preferenciais, de forma que, se o valor disponível para distribuição for insuficiente para pagamento integral dos dividendos mínimos das três classes de ações preferenciais, as ações das três classes participarão igualmente da distribuição, no limite do percentual assegurado a cada classe;

c) Após o pagamento dos dividendos mínimos das ações preferenciais, e à medida que o saldo dos lucros líquidos permitir, os acionistas que possuem ações ordinárias receberão os mesmos dividendos mínimos das ações preferenciais, destinando-se o saldo dos dividendos, se houver, às ações ordinárias em igualdade de condições;

d) Os dividendos atribuídos às ações ordinárias não poderão ser superiores aos pagos a qualquer das classes das ações preferenciais. O estatuto estabelece distribuição de dividendos mínimo sobre o valor do capital representado pelas respectivas classes de ações nos seguintes percentuais:

Ações preferenciais classe "A" - 6%  
Ações preferenciais classe "B" - 10%  
Ações preferenciais classe "C" - 3%

## 28.2. Outros resultados abrangentes

	31/12/2011	31/12/2010
Reserva de reavaliação.....	354.934	388.400
<b>Total</b> .....	<b>354.934</b>	<b>388.400</b>

## 29. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO

<b>Dividendos:</b>	
Saldo em 31/12/2010.....	34.491
Dividendos pagos.....	(4.682)
<b>Saldo em 31/12/2011</b> .....	<b>29.809</b>

<b>Juros sobre capital próprio (JCP):</b>	
Saldo em 31/12/2010.....	334
JCP pagos.....	(100)
<b>Saldo em 30/12/2011</b> .....	<b>234</b>
<b>Total Dividendos e Juros sobre Capital Próprio em 31/12/2011</b> .....	<b>30.043</b>

## 30. RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS

	31/12/2011	31/12/2010
Reserva de reavaliação.....	354.934	388.400
<b>Total</b> .....	<b>354.934</b>	<b>388.400</b>

## 30.1. Receita bruta de vendas

	31/12/2011	31/12/2010
Fornecimento de energia elétrica.....	1.697.785	1.520.356
Disponibilização do sistema de distribuição.....	911.470	914.300
Suprimento de energia elétrica.....	12.966	12.126
Receita de construção (a).....	734.576	488.782
Outras receitas.....	19.551	16.488
<b>Total da receita bruta de vendas</b> .....	<b>3.376.348</b>	<b>2.952.054</b>

## DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA

<b>Tributos diretos:</b>	
ICMS.....	(551.277)
PIS.....	(43.735)
COFINS.....	(201.416)
ISS.....	(10)
<b>Subtotal</b> .....	<b>(796.428)</b>

<b>Encargos do consumidor:</b>	
Quota - Reserva Global de Reversão - RGR.....	(29.422)
Quota - Conta de Consumo de Combustível - CCC.....	(81.324)
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.....	(13.983)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D.....	(3.308)
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT.....	(3.308)
Estudo de Pesquisa de Eficiência Energética - EPE.....	(1.654)
Programa de Eficiência Energética - PEE.....	(8.270)
Ressarcimento de perdas de ICMS ex-SIN.....	(4.851)
<b>Subtotal</b> .....	<b>(146.120)</b>

**Total das deduções da receita bruta**..... (942.548) (841.093)

**RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS**..... 2.433.800 2.110.961

## RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS

	31/12/2011	31/12/2010
Residencial.....	1.550.854	1.475.157
Industrial.....	3.676	3.806
Comercial, serviços e outras atividades.....	139.529	136.404
Rural.....	122.802	128.179
Poder público.....	16.816	15.781
Iluminação pública.....	381	360
Serviço público.....	1.647	1.542

(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.

## 30.1. Receita bruta de vendas

	Nº de consumidores		MWh		R\$	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Residencial.....	1.550.854	1.475.157	2.460.203	2.411.246	1.109.850	1

**34. PREJUÍZO POR AÇÃO**

Cálculo de prejuízo por ação (em milhares, exceto valor por ação).

Resultado básico por ação	Exercícios findos em	
	31/12/2011	31/12/2010
<b>Numerador</b>		
<b>Prejuízo líquido do exercício</b>		
Para acionistas preferenciais classe A	(13.274)	(3.419)
Para acionistas preferenciais classe B	(6.649)	(1.712)
Para acionistas preferenciais classe C	(7.359)	(1.895)
Para acionistas ordinários	(363.880)	(93.709)
	<b>(391.162)</b>	<b>(100.735)</b>
<b>Denominador (em milhares de ações)</b>		
Média ponderada de número de ações preferencias classe A	2.167	2.167
Média ponderada de número de ações preferencias classe B	1.085	1.085
Média ponderada de número de ações preferencias classe C	1.201	1.201
Média ponderada de número de ações ordinárias	59.398	59.398
	<b>63.851</b>	<b>63.851</b>
<b>Resultado básico por ação</b>		
Ações preferencias classe A	(6,13)	(1,58)
Ações preferencias classe B	(6,13)	(1,58)
Ações preferencias classe C	(6,13)	(1,58)
Ações ordinárias	(6,13)	(1,58)

**35. PARTICIPAÇÃO NOS RESULTADOS**

A Companhia possui programa de participação dos empregados nos lucros ou resultados, com base em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidos. O montante dessa participação registrada como custo operacional e paga no exercício de 2011 foi de R\$ 8.203 (R\$ 6.002 em 2010).

**36. REVISÃO TARIFÁRIA**

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 1.188 de 2/8/2011, prorrogou a vigência das tarifas de distribuição de energia elétrica da Resolução Homologatória nº 1.035 de 3/8/2010, que estariam vigentes até 6/8/2011. Esta prorrogação está prevista até o término em definitivo do processo da 3ª Revisão Tarifária da Companhia. A variação de receita decorrente da diferença entre as tarifas aplicadas no período provisório e as definidas na homologação dos resultados definitivos, será calculada e compensada retroativamente à data contratual. Até o encerramento destas informações, a situação permanece inalterada.

**37. PLANO DE APOSENTADORIA E PENSÃO**

A Companhia patrocina em conjunto com seus empregados em atividade, ex-empregados e respectivos beneficiários, planos de benefícios de aposentadoria e pensão com o objetivo de complementar e suplementar os benefícios pagos pelo sistema oficial da previdência social, cuja administração é feita por meio da Redeprev - Fundação Rede de Previdência, entidade fechada de previdência complementar, multipatrocinada, constituída como fundação, sem fins lucrativos, com autonomia administrativa e financeira. Os planos de benefícios instituídos pela Companhia junto à Redeprev são:

**a. Plano de Benefícios CELPA BD-I:**

Está estruturado na forma de Benefício Definido e é custeado pelos participantes ativos, patrocinantes assistidos e patrocinadora. Esse plano encontra-se em extinção para novas adesões desde 1/1/1998. Assegura benefícios suplementares à aposentadoria por tempo de serviço/velhice, aposentadoria por invalidez, auxílio-doença, pensão por morte e pecúlio por morte.

**b. Plano de Benefícios CELPA BD-II:**

Instituído em 1/1/1998, encontra-se em extinção desde 1/4/2000, quando foi bloqueada a adesão de novos participantes. O Plano está estruturado na forma de Benefício Definido e é custeado pelos participantes ativos, assistidos e pela patrocinadora. Assegura benefícios suplementares à aposentadoria por tempo de serviço/velhice, aposentadoria por invalidez, auxílio-doença, pensão por morte e pecúlio por morte.

**c. Plano de Benefícios R:**

Obteve autorização e aprovação para a aplicação do seu Regulamento por meio da Portaria nº 880, de 12/1/2007, emitida pelo Departamento de Análise Técnica da Secretaria de Previdência Complementar do MPS. O referido plano é resultante dos extintos Planos de Benefícios CELPA - R, CEMAT - R e ELETRICAS - R, cujos Regulamentos foram condensados em um único Regulamento, sem solução de continuidade. O plano está estruturado na forma de Benefício Definido.

Assegura os seguintes benefícios de risco estruturado: suplementação da aposentadoria por invalidez, suplementação do auxílio-doença, suplementação da pensão por morte e pecúlio por morte.

Os benefícios são custeados exclusivamente pela CELPA e de forma solidária com as demais patrocinadoras, Centrais Elétricas do Matogrossenses S.A. - CEMAT e as empresas do Grupo Rede Energia.

Antes da fusão os planos eram contabilizados em separado, e a partir de então as contas são prestadas de forma comum, em um único balancete, por conta da legislação que regula as entidades de previdência complementar. Todavia, especificamente para efeitos desta Avaliação e para o cumprimento do CPC 33 - Benefício a empregados, impõe-se a aferição compartimentada dos compromissos atuariais, das despesas com contribuições, dos custos e do Ativo do Plano de Benefícios R, por empresa patrocinadora.

**d. Plano de Benefícios CELPA-OP:**

Instituído em 1/4/2000 e assegura o benefício de Renda Mensal Vitalícia, após o prazo de deferimento.

Durante o prazo de deferimento do benefício, este plano está estruturado na modalidade de Contribuição Definida e o valor da Renda Mensal Vitalícia está sempre vinculado ao montante financeiro das contribuições acumuladas a favor do participante.

A Renda Mensal Vitalícia, uma vez iniciada, é atualizada monetariamente anualmente, sendo nesta fase considerada Benefício Definido.

O custeio do plano é feito pelos participantes ativos e pela patrocinadora. Os participantes contribuem, a sua escolha, com um percentual de 2% a 20% do salário contribuição e a patrocinadora, por sua vez, contribui com um adicional de 10% sobre o valor contribuído pelos participantes.

A contribuição da patrocinadora durante o exercício de 2011 foi de R\$ 441 (R\$ 393 em 2010).

**37.1. Situação Financeira dos Planos de Benefícios - Avaliação Atuarial - data base 31/12/2011**

Com base na avaliação atuarial elaborada por atuários independentes da Companhia em 31/12/2011, os planos de benefícios definidos, seguindo os critérios requeridos pelo CPC 33 - Benefício a empregados, são conforme segue:

**a. Número de participantes/beneficiários:**

	Planos de benefícios				
	CELPA BD-I	CELPA BD-II	R	CELPA-OP	Total
Número Participantes	-	173	2.055	4.103	4.103
Número Assistidos	269	13	30	30	507
Número Beneficiários	-	-	-	-	-
Pensionistas (famílias)	38	138	16	-	192
<b>Total</b>	<b>307</b>	<b>329</b>	<b>2.101</b>	<b>2.065</b>	<b>4.802</b>

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

	Taxa	
	Avaliação Atuarial 2011	Avaliação Atuarial 2010
1. Taxa de desconto para o cálculo do valor presente	5,5% - todos os planos	6,00% líquido - plano de risco 5,50% líquido - demais planos
2. Taxa de rendimento esperada sobre os ativos dos planos	5,5% - todos os planos	6,00% líquido - plano de risco 5,50% líquido - demais planos
3. Taxa de crescimento salarial futuro	4,81% (2% líquido)	4,08% (2% líquido)
4. Taxa de crescimento real dos benefícios: Da previdência Social	-	-
Do Plano	-	-
5. Taxa de inflação	2,81%	2,08%
6. Fator de capacidade: Dos salários	1,00	1,00
Dos benefícios	1,00	1,00
7. Tábua de mortalidade geral	AT 2000 - Male	AT 2000 - Male

**MEMBROS DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

<b>JORGE QUEIROZ DE MORAES JUNIOR</b> Presidente	<b>CARMEM CAMPOS PEREIRA</b> Conselheira Administrativa
<b>FREDERICO ARTHUR M. TAVARES DE LIMA</b> Conselheiro Vice-Presidente	<b>ALBERTO JOSÉ RODRIGUES ALVES</b> Conselheiro Administrativo
<b>PAULO EDUARDO CABRAL FURTADO</b> Conselheiro Administrativo	<b>DANIEL MACHADO</b> Conselheiro Administrativo
<b>OCTÁVIO TAVARES DE OLIVA FILHO</b> Conselheiro Administrativo	<b>AFRÂNIO BARREIRA DE ALENCAR MATOS FILHO</b> Conselheiro Administrativo
<b>JOSÉ ALBERTO ALVES CUNHA</b> Conselheiro Administrativo	

**PARECER DO CONSELHO FISCAL**

"Por votação da maioria dos membros do Conselho Fiscal da Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA, tendo examinado o Balanço Patrimonial encerrado em 31 de dezembro de 2011, e seus anexos correspondentes, bem assim o Relatório da Administração, concluímos que as peças refletem adequadamente a situação econômica e financeira da Companhia, e, assim, recomendamos aos Srs. Acionistas sua aprovação em Assembleia Geral. Conselho Fiscal."

<b>CARLOS SOUZA BARROS DE CARVALHOSA</b> Conselheiro Efetivo	<b>ANTONIO CARLOS DE PAULA</b> Conselheiro Efetivo
---	---

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

3. Ao Conselho de Administração e aos Acionistas da Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA - "Em Recuperação Judicial" Belém - PA

1. Fomos contratados para examinarmos as demonstrações financeiras da Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA - "Em Recuperação Judicial" ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2011 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

**Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras**

2. A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standard Board (IASB), assim como pelos controles internos que ela determinar como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

**Responsabilidade dos auditores independentes**

3. 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. Em decorrência dos assuntos descritos nos parágrafos Base para abstenção de opinião, não nos foi possível obter evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião de auditoria.

**Base para abstenção de opinião**

4. Conforme nota explicativa nº 41 a Companhia teve seu pedido de Recuperação Judicial (RJ) deferido em 29 de fevereiro de 2012 nos termos da Lei nº 11.101/05. Conforme a referida Lei a Companhia deve apresentar em juízo no prazo improrrogável de 60 (sessenta) dias da publicação da decisão que deferiu o processamento da recuperação judicial, Plano de Recuperação que deverá conter: 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. Adicionalmente, conforme documento "Memória da 7ª Reunião Pública Ordinária

	Taxa	
	Avaliação Atuarial 2011	Avaliação Atuarial 2010
8. Tábua de mortalidade de inválidos	IBGE 2010, ambos os sexos.	IBGE 2009, ambos os sexos.
9. Tábua de entrada em invalidez	Nula	Nula
10. Tábua de rotatividade	Nula	Nula

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

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

	CELPA - BD-I		CELPA - BD-II		R	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
<b>Valor presente da obrigação de benefício definido</b>	<b>31/12/2011</b>	<b>31/12/2010</b>	<b>31/12/2011</b>	<b>31/12/2010</b>	<b>31/12/2011</b>	<b>31/12/2010</b>
Saldo no início do exercício	96.600	94.924	49.154	47.943	9.692	8.202
Custo do serviço corrente	3.458	1.675	1.494	1.211	1.549	1.490
Custo dos juros	5.313	5.221	2.703	2.637	533	492
Benefícios pagos	(9.697)	(9.223)	(4.953)	(4.693)	(1.264)	(1.611)
(Ganhos)/Perdas atuariais	4.384	4.003	2.280	2.056	731	1.119
<b>Saldo no final do exercício</b>	<b>100.058</b>	<b>96.600</b>	<b>50.678</b>	<b>49.154</b>	<b>11.241</b>	<b>9.692</b>
<b>Valor justo dos ativos do plano</b>						
Saldo no início do exercício	134.279	124.574	67.218	62.784	11.457	9.537
Retorno esperado	7.385	6.861	3.697	3.453	630	572
Contrib. recebidas do empregador/participantes	-	-	31	24	1.709	1.276
Benefícios pagos	(9.697)	(9.223)	(4.953)	(4.693)	(1.264)	(1.611)
Ganho/(Perda) atuarial	13.008	11.887	5.962	5.650	(809)	1.683
<b>Saldo no final do exercício</b>	<b>144.975</b>	<b>134.279</b>	<b>71.955</b>	<b>67.218</b>	<b>11.723</b>	<b>11.457</b>
<b>Posição líquida</b>	<b>44.917</b>	<b>37.679</b>	<b>21.277</b>	<b>18.064</b>	<b>482</b>	<b>1.765</b>
Não reconhecida	44.917	37.679	21.277	18.064	482	1.765
Reconhecida	-	-	-	-	-	-

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

	CELPA - BD-I		CELPA - BD-II		R	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Disponível, gestão previdencial e administrativa	133	1.466	450	790	502	368
Investimentos						
Títulos públicos	43.438	41.451	21.516	20.744	3.744	3.631
Créditos privados e depósitos	70.438	57.340	34.890	28.697	6.071	5.023
Ações	2.927	4.380	1.464	2.198	198	284
Fundos de investimento	20.217	25.106	10.053	12.569	1.598	2.111
Imobiliários	6.254	4.582	3.154	2.311	-	-
Empréstimos e financiamentos	1.864	1.519	945	820	100	78
Outros realizáveis	-	-	-	-	1	1
<b>Total</b>	<b>145.271</b>	<b>135.844</b>	<b>72.472</b>	<b>68.129</b>	<b>12.214</b>	<b>11.496</b>

**37.2. Reconciliação contábil**

	Passivo atuarial não coberto (a)	Confissão de dívida (b)	Contribuição corrente	Total
<b>Saldo em 31/12/2009</b>	<b>16.015</b>	<b>4.941</b>	<b>1.240</b>	<b>22.196</b>
Despesa do exercício	-	319	-	319
Pagamentos de contribuições/dívida	-	(3.540)	(1.240)	(4.780)
Baixa de passivo atuarial	(2.032)	-	-	(2.032)
Contribuição corrente	-	-	1.584	1.584
<b>Saldo em 31/12/2010</b>	<b>13.983</b>	<b>1.720</b>	<b>1.584</b>	<b>17.287</b>
Despesa do exercício	-	24	-	24
Pagamentos de contribuições/dívida	-	(1.744)	(1.584)	(3.328)
Constituição de passivo atuarial	352	-	-	352
Contribuição corrente	-	-	3.217	3.217
<b>Saldo em 31/12/2011</b>	<b>14.335</b>	<b>-</b>	<b>3.217</b>	<b>17.552</b>

(a) Passivo atuarial não coberto: tem origem em acordo firmado entre a Companhia e os ex-empregados e pensionistas da Companhia. Nos termos do acordo, deliberado pela

As principais coberturas são:

Ramo de Seguro	Vencimento
RO Distribuição	30/11/2012
RCG	31/10/2012
D&O	30/9/2012
Automóvel Facultativo - Casco	30/11/2012
Responsabilidade Civil Facultativa - 1º Risco	30/11/2012
Responsabilidade Civil Facultativa - 2º Risco	30/11/2012
Aeronáutico	15/10/2012
Transportes (Fatura dezembro)	1/9/2012
Vida em Grupo (Fatura Novembro)	30/11/2012
Vida em Grupo (Fatura Novembro)	30/11/2012

**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 nesta 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 (casco) e de danos materiais, corporais e morais causados a terceiros (RCF) em decorrência de acidentes automobilísticos.

**Aeronáutico casco/LUC:** casco: garantia ao segurado na perda e/ou avaria da aeronave. LUC - Limite Único Combinado: é o reembolso das obrigações que o segurado vier a ser obrigado a pagar judicialmente ou por acordo previamente autorizado pela seguradora, por danos pessoais e/ou materiais e transportados e/ou não transportados.

**Transportes:** cobertura garantindo os reparos e/ou 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 e/ou total por doença ocorrida com empregados.

**39. TERMO DE COMPROMISSO**

No processo de privatização, ocorrido em 1998, a Companhia celebrou um Termo de Compromisso com o Governo do Estado do Pará e, em sua cláusula 3ª, estabeleceu que 1,5% da receita líquida com vendas de energia elétrica seja investido em obras de interesse sócio-econômico do Estado. No exercício de 2011, a receita líquida ajustada com vendas de energia elétrica totalizou R\$ 1.643.342 (R\$ 1.538.155 em 2010), sendo que 1,5% desse montante totalizou R\$ 24.650 (R\$ 23.072 em 2010). A Companhia vem cumprindo os termos do referido compromisso.

**40. PLANO DE APOSENTADORIA E PENSÃO**

Para aumentar seus impactos positivos, a Companhia sistematiza suas ferramentas de atuação socioambiental. A Política de Sustentabilidade existente é parte da decisão corporativa de incluir a Dimensão Socioambiental no Planejamento Estratégico, assim como os Sistemas de Gestão Ambiental, de Saúde e Segurança do Trabalho implantados. Com a implantação efetiva dos Sistemas de Gestão Ambiental, Saúde e Segurança no Trabalho, programas de gestão adequada de resíduos, educação ambiental e adequação das instalações foram desenvolvidos e beneficiaram empregados próprios, terceirizados e escolas.

O ano de 2011 foi considerado o ano da arborização para a empresa. Mostrando o comprometimento com a questão ambiental, a empresa promoveu dois grandes plantios de mudas nativas da Amazônia, dentre elas, castanheiras, açaizeiros, mogno, andiroba, etc. O plantio foi realizado no bosque localizado dentro da empresa, em comemoração ao 395º aniversário da cidade de Belém.

O segundo plantio foi para marcar a abertura da III Semana de Sustentabilidade, cujo

**MEMBROS DA DIRETORIA**

<b>MAURO CHAVES DE ALMEIDA</b> Diretor Financeiro e Administrativo	<b>CARMEM CAMPOS PEREIRA</b> Diretora Presidente e de Relação com Investidores
<b>ALEXEI MACORIN VIVAN</b> Diretor Vice-Presidente	<b>SAMIR HAFEZ BAZZI</b> Diretor Gerente
<b>VALDIR JONAS WOLF</b> Diretor Vice-Presidente	<b>ÁLVARO ANTONIO BRESSAN</b> Diretor de Planejamento e Projetos Especiais
	<b>Reinaldo Teixeira do Amaral Mota</b> Contador - CRC - 1SP151271/O-2 "S" PA

**c. Síntese da Avaliação Atuarial:**

	CELPA BD-I		CELPA BD-II		R	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
1. Exigível atuarial	100.058	50.678	11.241	9.692	11.241	9.692
2. Benefícios concedidos						
Aposentadoria	93.671	32.734	-	-		