

CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A. – CELPA (em Recuperação Judicial)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS REFERENTES AOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E 2010 (Valores expressos em milhares de reais, 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 km², 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 28/2/2012, 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 possuía 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:

UTE	Capacidade total instalada MW	Capacidade total 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 do 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:

- a) pelo advento do termo final do contrato;
- b) pela encampação do serviço;
- c) pela caducidade;
- d) pela rescisão;
- e) pela anulação decorrente de vício ou irregularidade constatados no procedimento ou no ato de sua outorga; e
- f) em caso de falência ou extinção da concessionária.

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

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

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

- Parcela “A”: Compreende os custos “não-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"
Encargos setoriais 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 Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (e) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (f) Operador Nacional do Sistema (ONS)	Receita irrecuperável Despesas de operação e manutenção (g) Pessoal Material Serviços de terceiros Despesas gerais e outras
Encargos de transmissão Uso das instalações de transmissão Uso das instalações de conexão Uso das instalações de distribuição Transporte de energia proveniente de Itaipu	Despesas de capital Cotas de depreciação (h) Remuneração do capital (i)
Compra de energia elétrica para revenda Contratos bilaterais de longo prazo e leilões Energia de Itaipu Contratos iniciais	

(a) Encargo pago mensalmente, no montante anual equivalente a 2,5% dos investimentos efetuados pela Companhia em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitando-se a 3% da receita anual. Tem finalidade principal de prover recursos para reversão/encampação dos serviços de energia elétrica, não se limitando a esses objetivos.

(b) Encargo que visa cobrir os custos anuais de geração termelétrica, cujo montante anual é fixado para cada empresa em função do seu mercado e necessidade do uso das usinas termelétricas.

(c) Encargo que tem a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura de suas despesas administrativas e operacionais. Este é fixado anualmente e pago mensalmente.

(d) Encargo para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais elétricas e biomassa. Calculado anualmente pela ANEEL, e pago mensalmente pela Companhia.

(e) Encargo com finalidade de prover recursos para o desenvolvimento e competitividade energética dos estados, bem como, a universalização do serviço de energia elétrica. Seu valor é fixado anualmente pela ANEEL.

- (f) Referente à aplicação 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 as 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 descritos 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
ATIVO NÃO CIRCULANTE			
Realizável a longo prazo			
Cauções e Depósitos Vinculados (a)	18.227	(18.218)	9
Total do realizável a longo prazo	782.750	(18.218)	764.532
Total do ativo não circulante	2.861.740	(18.218)	2.843.522
TOTAL DO ATIVO	4.219.247	(18.218)	4.201.029
PASSIVO NÃO CIRCULANTE			
Empréstimos e Financiamentos (a)	1.024.432	(24.994)	999.438
Financiamento por arrendamento mercantil (a)	-	6.776	6.776
Total do passivo não circulante	1.950.220	(18.218)	1.932.002
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	4.219.247	(18.218)	4.201.029

(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 sítio eletrônico da Companhia (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 conversíveis em um montante conhecido de caixa estando sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor. A mesma definição é utilizada na Demonstração do Fluxo de Caixa.

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

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

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

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

A Companhia utiliza o valor em uso como métrica de cálculo do valor recuperável, pois em sua maioria, os testes de recuperabilidade são realizados no nível de concessão, onde esta representa a menor unidade geradora de caixa. As projeções do fluxo de caixa se baseiam nos orçamentos e planos de negócios aprovadas pela Companhia para um período de 5 anos, posteriormente são utilizadas taxas constantes. A taxa de desconto utilizada 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 limitados 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 OCPC 05 - Contratos de concessão. Ele é reconhecido pelo custo residual não amortizado e o valor somente é alterado por meio de atualizações, adições, baixas e transferências ao longo do prazo de concessão.

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

Subvenção e assistência governamental: 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 não monetários denominados em moedas estrangeiras que são mensurados pelo valor justo são reconvertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio na data em que o valor justo foi apurado.

Instrumentos financeiros derivativos: A Companhia firmou contratos derivativos com o objetivo de administrar os riscos associados a variações nas taxas cambiais e de juros. Os referidos contratos derivativos são contabilizados pelo regime de competência e estão mensurados a valor justo por meio de resultados. Os diferenciais a receber e a pagar referentes aos instrumentos financeiros derivativos, ativos e passivos, são registrados em contas patrimoniais de “Operações de *swap*” e o resultado apurado na conta “Receitas e Despesas Financeiras” (resultado) e/ou intangível em curso (quando da construção do 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.

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

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

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

A contribuição da Companhia para o plano de contribuição definida é reconhecida na demonstração do resultado como custo e/ou despesas com pessoal, sendo que nenhum ativo ou passivo é reconhecido.

O plano de benefício definido tem sua contabilização baseada em avaliações atuárias sendo o valor presente das obrigações calculado pelo Método Unitário Projetado. A Companhia se utiliza de atuários qualificados independentes anualmente.

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

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

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

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

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

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

Novas normas e interpretações ainda não adotadas: Diversas normas, emendas e interpretações IFRSs emitidas pelo IASB (*International Accounting Standards Board*) ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31/12/2011, sendo elas:

- 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 enquadrem 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:

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

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

- a) Construção: o resultado é reconhecido proporcionalmente à execução da obra, de acordo com o CPC 17 – Contratos de Construção; e
- b) Operação e manutenção: A receita é reconhecida de acordo com o CPC 30 – Receitas, no momento em que os riscos e benefícios são transferidos. Os gastos com manutenção são reconhecidos como despesas e, com ampliação capitalizados.

A ICPC 01 define o modelo de contabilização, conforme quem remunera o concessionário:

- a) Usuário: Aplica o modelo do ativo intangível, onde os bens da concessão são reconhecidos como tal, representando o valor justo do direito de cobrar os usuários. 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
Total	208.756	457.209

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
Caixa Econômica Federal	Fundo de investimento	(*)	(**)	50	235.137
Banco do Nordeste	CDB	(*)	99,20 CDI	5.582	5.002
Banco Itaú	CDB	(*)	20,00 CDI	3.110	-
Banco Daycoval	CDB	(*)	100,00 CDI	25.994	-
Banco Safra	CDB	(*)	10,00 CDI	72	39.406
Total				161.057	329.980

(*) 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)	-	-
Total	627.559	607.711	20.458	26.715

7.1. Consumidores

Classe de consumidores	Saldos vencidos					Total	
	Saldos vencidos	até 90 dias	de 91 até 360 dias	mais de 361 dias	Total	31/12/2011	31/12/2010
Circulante							
Residencial	110.343	84.306	66.999	126.200	277.505	387.848	319.868
Industrial	40.455	16.368	14.122	33.754	64.244	104.699	115.933
Comércio, Serviços e Outras Atividades	55.899	29.554	17.782	39.025	86.361	142.260	127.930
Rural	5.473	5.210	6.916	12.976	25.102	30.575	25.069
Poder Público:							
Federal	4.345	909	213	188	1.310	5.655	5.744
Estadual	4.099	3.605	191	35	3.831	7.930	14.649
Municipal	15.396	9.423	2.725	4.448	16.596	31.992	35.344
Iluminação Pública	16.785	505	123	284	912	17.697	13.197
Serviço Público	5.100	2.704	1.646	1.792	6.142	11.242	22.705
(-) Ajuste a valor presente (c)	(206)	-	-	-	-	(206)	(133)
Redução de Uso Sistema de Distribuição	-	-	-	-	-	-	11.273
Subtotal - Consumidores	257.689	152.584	110.717	218.702	482.003	739.692	691.579
Participação financeira do consumidor	623	227	708	435	1.370	1.993	1.203
Comercialização na CCEE (a)	3.860	-	-	-	-	3.860	1.848
Programa emergencial de redução do consumo	-	-	-	66	66	66	67
Encargos de capacidade emergencial	-	-	-	370	370	370	453
Concessionárias e permissionárias	10	-	-	-	-	10	10
Encargos de uso da rede elétrica	6.553	-	-	-	-	6.553	5.204
Outros	1.844	4.491	3.139	4.309	11.939	13.783	11.716
Total	270.579	157.302	114.564	223.882	495.748	766.327	712.080
Não circulante							
Consumidores	15.992	-	-	-	-	15.992	23.681
(-) Ajuste a valor presente (c)	(2.087)	-	-	-	-	(2.087)	(1.613)
Participação financeira do consumidor	650	-	-	-	-	650	652
Redução de Tarifa - Irrigação e Aquicultura (b)	41	-	-	-	-	41	20
Redução de Uso Sistema de Distribuição	4.763	-	-	-	-	4.763	-
Comercialização na CCEE (a)	879	-	-	-	-	879	3.651
Outros	220	-	-	-	-	220	324
Total	20.458	-	-	-	-	20.458	26.715

Do valor total de contas a receber em 31/12/2011, R\$ 154.974 (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 liquidados nas datas programadas deverão ser negociados bilateralmente entre os agentes de mercado.

As operações de compra e venda de energia elétrica praticadas no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, após os ajustes divulgados pela CCEE, tiveram seu processo de liquidação concluído em julho de 2003. 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”, dispõe no artigo 6º que “o valor financeiro resultante dos descontos estabelecido nesta Resolução configura direito da concessionária ser compensada no primeiro reajuste ou revisão tarifária após a correspondente apuração”.

	Circulante	Não circulante
Saldo em 31/12/2010	-	20
Apropriado no período	-	22
Atualizado no período	-	8
Amortizado no período	(9)	-
Transferências entre contas	9	(9)
Saldo em 31/12/2011	-	41

(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 omitido, uma vez que o efeito líquido do AVP não é relevante.

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

	<u>31/12/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
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)
Total	<u>(138.768)</u>	<u>(104.369)</u>

Movimentação:	<u>31/12/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
Saldo no início do exercício	(104.369)	(89.030)
Perdas no exercício	21.482	987
Recuperação de perdas	(1.009)	(1.028)
Complemento / reversão de provisão	(54.872)	(15.298)
Saldo no final do exercício	<u>(138.768)</u>	<u>(104.369)</u>

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.

8. TÍTULOS A RECEBER

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Créditos adquiridos de terceiros (a)	-	-	76.592	76.592
(-) Deságio (a)	-	-	(39.696)	(39.696)
(-) Perda no valor recuperável (a)	-	-	(36.896)	(36.896)
Outros títulos a receber	4.224	5.366	1.925	1.925
Total	4.224	5.366	1.925	1.925

(a) Com a finalidade de compensação de impostos e contribuições administrados pela Secretaria da Receita Federal, a Companhia adquiriu, em 2003, créditos de origem não tributária decorrentes da condenação da União Federal em ação indenizatória, reconhecidos por decisão judicial transitada em julgado. A Companhia ingressou na ação com pedido de assistência o que foi indeferido pelo Juiz. Contra a referida decisão, foi apresentado recurso, que aguarda apreciação pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região. Com a adesão ao Parcelamento Excepcional – PAEX, nos termos da Medida Provisória nº 303/2006, em 15/12/2006, a Companhia desistiu da compensação tributária de referidos créditos e mantém a discussão judicial visando à sua satisfação. A realização do crédito depende do sucesso da ação atualmente em fase de execução, sendo considerado provável o êxito da ação pelos assessores jurídicos da Companhia. A Administração da Companhia reconheceu provisão para perda no valor recuperável desse ativo.

9. TRIBUTOS A RECUPERAR

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Imposto de renda e contribuição social:				
Imposto de renda (a)	10.104	14.194	33.855	33.028
Contribuição social (a)	1.712	1.609	7.777	7.585
Subtotal	11.816	15.803	41.632	40.613
Outros impostos e contribuições a recuperar:				
ICMS (b)	43.224	47.965	43.024	47.367
(-) Ajuste a valor presente (b)	(2.238)	(2.592)	(8.849)	(10.270)
ICMS ajustado	40.986	45.373	34.175	37.097
PIS	113	-	-	-
COFINS (c)	-	-	10.023	-
FINSOCIAL (d)	-	-	4.585	4.585
Outros	855	641	-	-
Subtotal	41.954	46.014	48.783	41.682
Total	53.770	61.817	90.415	82.295

(a) Saldos negativos de imposto de renda e contribuição social apurados no Ano Calendário de 2011 e Anos-Calendários anteriores, decorrentes de estimativas pagas à maior e parceladas, que serão utilizados para compensação de tributos administrados pela Receita Federal do Brasil - RFB e à medida que forem sendo pagas as prestações do parcelamento da Lei nº 11.941/2009 (vide nota explicativa nº 18), e desde que o montante já pago exceda o valor do imposto ou da contribuição, determinados com base no resultado apurado nos respectivos períodos.

(b) O ICMS a compensar apurado na aquisição de bens do ativo imobilizado será recuperado em até 48 meses. A Companhia procedeu ao cálculo do AVP – Ajustes a Valor Presente utilizando a 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. Tendo em vista a natureza, complexidade e volume da recuperação, não foram divulgados o fluxo de caixa e sua temporalidade, uma vez que o efeito líquido do AVP não é relevante.

(c) Refere-se a crédito tributário originário do pedido de revisão do REFIS pendente de decisão administrativa referente a depósitos judiciais relativos ao período de setembro/1998 a janeiro/1999, não convertidos em renda na consolidação do REFIS liquidado em setembro/2006.

(d) Processo Administrativo nº 10280.013060/99-14 referente a Pedido de Restituição de Finsocial recolhido na alíquota superior a 0,5% no período de novembro/1989 a março/1993 conforme Leis nº 7.787/1989, 7.894/1989 e 8.147/1990. Contra a última decisão que reconheceu como parcialmente o crédito, a Companhia interpôs recurso voluntário que aguarda distribuição no Conselho Administrativo de Recursos Fiscais.

10. TRIBUTOS DIFERIDOS

10.1. Composição das despesas com impostos

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

	31/12/2011		31/12/2010	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Composição da receita (despesa) com impostos:				
Impostos correntes	1.262	(64)	1.857	-
Impostos diferidos - variação líquida	27.677	(1.440)	12.998	12.260
	28.939	(1.504)	14.855	12.260

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

	31/12/2011		31/12/2010	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Reconciliação para taxa efetiva				
Prejuízo antes do imposto de renda e contribuição social (ajustado)	(406.709)	(406.709)	(114.465)	(114.465)
Adições(exclusões) permanentes				
Gratificações	711	-	795	-
Doações	1.009	1.009	3.081	3.081
Multas indedutíveis	-	-	79.128	-
Despesas indedutíveis	243	197	(8.888)	(8.888)
Multas regulatórias	(127.459)	-	-	-
Efeitos da Lei 11.638/2007	(11.927)	(11.927)	(11.449)	(15.762)
Reversão reserva sobre intangível	-	-	(67.647)	(67.647)
Outras	(5.055)	706	60.024	67.454
Subtotal	(142.478)	(10.015)	55.044	(21.762)
Base de cálculo dos impostos	(549.187)	(416.724)	(59.421)	(136.227)
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Receita(despesa) com impostos	137.297	37.505	14.855	12.260
Créditos fiscais não constituídos	(108.358)	(39.009)	-	-
Receita(despesa) com impostos	28.939	(1.504)	14.855	12.260
Alíquota efetiva	7,12%	-0,37%	12,98%	10,71%

10.3. Ativo fiscal diferido

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

Natureza	Não circulante			
	31/12/2011		31/12/2010	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Provisão para contingências trabalhistas e cíveis (a)	48.245	48.245	15.577	15.577
Provisão para crédito de liquidação duvidosa (a)	128.956	128.956	104.369	104.369
Provisão para outros créditos (a)	-	-	36.896	36.896
Provisão de benefícios a empregados Del. CVM 600 (a)	14.335	14.335	13.983	13.983
Prejuízos fiscais e base negativa (b)	55.870	9.091	57.498	137.420
Provisão para perdas não operacionais	19.508	19.508	-	-
Ajustes da Lei 11.638/2007 (c)	9.556	9.556	14.608	14.608
Base de cálculo dos impostos diferidos	276.470	229.691	242.931	322.853
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Impostos diferidos não circulante	69.118	20.672	60.733	29.057

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

- (a) Efetivação da perda
- (b) Realização dos lucros
- (c) Realização dos efeitos da Lei 11.638/2007

Realização do imposto de renda e da contribuição social diferidos

Baseada no estudo técnico das projeções de resultados tributáveis computados de acordo com a Instrução CVM nº 371/2002, a Companhia estima recuperar o crédito tributário a partir de 2014 até o ano de 2021, conforme demonstrado abaixo:

2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018	Total
20.476	24	6.548	11.338	13.412	37.992	89.790

10.4. Passivo fiscal diferido

	Não circulante			
	31/12/2011		31/12/2010	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Diferenças temporárias:				
Provisão para passivos regulatórios	1.795	1.795	11.280	11.280
Ajustes da Lei 11.638/2007	-	-	16.979	16.979
Base de cálculo dos impostos diferidos	1.795	1.795	28.259	28.259
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Impostos diferidos não circulante (outros)	449	162	7.065	2.543

	Não circulante			
	31/12/2011		31/12/2010	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Encargos tributários sobre reserva de reavaliação:				
Reserva de reavaliação	1.345.140	1.345.140	1.345.140	1.345.140
(-) Reversão de reavaliação anterior	(320.430)	(320.430)	(320.430)	(320.430)
(-) Depreciação / baixas	(494.865)	(494.865)	(444.159)	(444.159)
Base de cálculo	529.845	529.845	580.551	580.551
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Encargos tributários sobre reserva de reavaliação	132.461	47.686	145.137	52.250
Total dos tributos diferidos	132.910	47.848	152.202	54.793

10.5. Movimentação dos tributos diferidos

Imposto de renda:	31/12/2010	Reconhecidos no resultado	31/12/2011
Provisão para contingências trabalhistas e cíveis	3.897	8.164	12.061
Perda no valor recuperável	35.316	(3.077)	32.239
Provisão para perdas não operacionais	-	4.877	4.877
Provisão de benefícios a empregados Del. CVM 600	3.496	88	3.584
Prejuízos fiscais	14.374	(407)	13.967
Outros ativos regulatórios	(2.820)	2.371	(449)
Encargos de reavaliação	(145.137)	12.676	(132.461)
Ajustes da Lei 11.638/2007	(595)	2.985	2.390
Total	(91.469)	27.677	(63.792)

Contribuição social:	31/12/2010	Reconhecidos no resultado	31/12/2011
Provisão para contingências trabalhistas e cíveis	1.403	2.939	4.342
Perda no valor recuperável	12.714	(1.108)	11.606
Provisão para perdas não operacionais	-	1.756	1.756
Provisão de benefícios a empregados Del. CVM 600	1.258	32	1.290
Base negativa	12.368	(11.550)	818
Outros ativos regulatórios	(1.015)	853	(162)
Encargos de reavaliação	(52.250)	4.564	(47.686)
Ajustes da Lei 11.638/2007	(214)	1.074	860
Total	(25.736)	(1.440)	(27.176)

11. REDUÇÃO DE RECEITA - BAIXA RENDA

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

Segue abaixo a movimentação no exercício:

Saldo em 31/12/2010	15.061
Valor provisionado	5.156
Valor homologado	32.590
Valor recebido	(30.487)
Saldo em 31/12/2011	22.320

12. SUB-ROGAÇÃO DA CCC

Em conformidade com as disposições da Resolução ANEEL nº 784, de 24/12/2002, e Resolução Autorizativa - ANEEL nº 1.999, de 7/7/2009, a Companhia foi enquadrada na sub-rogação dos benefícios do rateio da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC, referente a implantação do projeto elétrico de interligação da Ilha do Marajó ao Sistema Interligado Nacional – SIN, proporcionando a redução do dispêndio da CCC, que contribui para a modicidade das tarifas aos consumidores finais.

O valor do Investimento reconhecido e aprovado pela ANEEL para a sub-rogação é de R\$ 473.617, correspondente a 100% do montante aprovado.

O benefício foi dividido em 2 fases distintas. Na 1ª fase, a Companhia tem um valor aprovado de sub-rogação de R\$ 184.660 e, na 2ª fase, um valor aprovado de R\$ 288.957.

O Despacho ANEEL nº 4.722, de 18/12/2009, para aplicação nas publicações do exercício de 2009 trata nos itens 53 e 54, a respeito da contabilização do subsídio recebido pela concessionária oriundo do fundo da CCC em virtude de obras que visam à desativação de usinas térmicas e consequente redução de óleo diesel no processo de geração de energia em nosso país.

O mencionado despacho determina que todos os valores já recebidos ou aprovados sejam registrados no grupo de contas “223 - Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica”. Dentro desse grupo é feita a segregação dos valores já efetivamente recebidos e dos valores pendentes de recebimento que já foram aprovados pelo órgão regulador.

Do valor sub-rogado, foram aplicados até 31/12/2011, relativos a 1ª fase, o valor de R\$ 175.829 (R\$ 138.509 em 31/12/2010), sendo que a 2ª fase ainda não foi iniciada.

13. OUTROS ATIVOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Valores a recuperar de empregados	4.959	4.481	-	-
Desativações em curso (a)	49.234	34.773	-	-
Adiantamentos a fornecedores	609	3.453	-	-
Alienação de bens e direitos	839	282	-	-
Recolhimento a maior COFINS (b)	-	9.732	-	-
Rendas a receber (c)	19.773	9.150	-	-
Títulos e valores mobiliários	1.920	24.047	1.226	1.226
Créditos em conta de energia elétrica	3.139	3.695	-	-
Custos de geração térmica (d)	19.489	-	-	11.951
Despesas pagas antecipadamente	1.835	381	-	-
Outros	2.039	2.046	1	893
Total	103.836	92.040	1.227	14.070

(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 31/3/2011 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 Vale Paranapanema S.A. ("EEVP"), ambas controladoras indiretas da Companhia, prevê cláusulas que requerem a manutenção de determinados limites operacionais dentro de parâmetros pré-estabelecidos envolvendo a Companhia.

A Administração da Companhia acompanha 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 para novas operações e não atendeu o indicador de Dívida Líquida/(Dívida 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

	<u>Relacionamento</u>	<u>31/12/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
Receitas financeiras	-	7.836	34.199
Despesas financeiras	-	(15.170)	(12.024)
Custo de prestação de serviços:			
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	Coligada	(4.480)	(3.644)
SALDOS ATIVOS			
Não circulante			
Valores a recuperar:			
Emp. de Distrib. de Energia Vale Paranapanema S.A. - EDEVP	Coligada	-	34
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	Coligada	-	92
		<u>-</u>	<u>126</u>
Alienação de bens e direitos (b):			
Rede Power do Brasil S.A.	Coligada	115.463	107.927
Total		<u>115.463</u>	<u>108.053</u>
SALDOS PASSIVOS			
Circulante			
Fornecedores:			
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	Coligada	792	372
Não circulante			
Valores a reembolsar:			
Caiuá 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 Paranapanema S.A. - EDEVP	Coligada	-	51
Empresa Elétrica Bragantina S.A. - EEB	Coligada	-	29
		<u>2.047</u>	<u>2.455</u>
Conta corrente (a):			
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 Paranapanema 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
		<u>174.141</u>	<u>133.960</u>
Total		<u>176.188</u>	<u>136.415</u>

(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 das 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 Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT, CELPA e ENERSUL, no qual todas as despesas incorridas na manutenção e operação são apuradas e suportadas na Caiuá Distribuição, detentora da aeronave, e repassadas mensalmente às demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é indeterminada e possui anuência da ANEEL 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 em Brasília:** Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT, CELPA e ENERSUL, no qual os custos referentes ao escritório são apurados e suportados pela EDEVP e repassados mensalmente para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 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 Caiuá 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 Caiuá Distribuição e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 28/8/2014 e foi dispensada a anuência da ANEEL por meio do Ofício nº 1.706/2007 e nº 994/2009. Os gastos totais da Companhia relativos a este contrato, no exercício de 2011, foram de R\$ 124 (R\$ 123 em 2010).
- **Compartilhamento de link de dados:** Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT, CELPA e ENERSUL, no qual os custos mensais, referentes ao link de dados, são suportados pelas Companhias Caiuá Distribuição, EDEVP e EEB e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 21/1/2014 e foi dispensada a anuência da ANEEL por meio do Ofício nº 342/2008. Os gastos totais da Companhia relativos a este contrato, no exercício de 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 Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT, CELPA e ENERSUL, no qual os custos referentes aos processos de faturamento e arrecadação são apurados e suportados pela EEB e repassados mensalmente para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 8/3/2013 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)	-
Total	7.801	25.782

(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
Total	2.677.113	2.329.039

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

	31/12/2010	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2011
Em serviço:					
Custo					
Geração	25.755	-	(7.689)	8.668	26.734
Distribuição	3.701.423	-	(183.366)	778.429	4.296.486
Comercialização	20.862	-	-	411	21.273
Administração	80.489	-	-	12.717	93.206
Subtotal	3.828.529	-	(191.055)	800.225	4.437.699
(-) Obrigações vinc. à concessão	(924.738)	(101)	-	(157.028)	(1.081.867)
Total do custo	2.903.791	(101)	(191.055)	643.197	3.355.832
(-) Amortização					
Geração	(6.990)	(1.095)	2.668	(141)	(5.558)
Distribuição	(1.022.133)	(184.601)	33.359	(38)	(1.173.413)
Comercialização	(7.468)	(841)	-	1	(8.308)
Administração	(44.706)	(6.829)	-	178	(51.357)
Subtotal	(1.081.297)	(193.366)	36.027	-	(1.238.636)
Obrigações vinc. à concessão	77.152	44.848	-	-	122.000
Total da amortização	(1.004.145)	(148.518)	36.027	-	(1.116.636)
Total em serviço	1.899.646	(148.619)	(155.028)	643.197	2.239.196
Em Curso:					
Geração	4.484	6.603	(410)	(7.714)	2.963
Distribuição	789.197	737.542	(32.745)	(778.245)	715.749
Comercialização	230	489	(85)	(410)	224
Administração	18.924	15.410	(2.604)	(13.856)	17.874
Subtotal	812.835	760.044	(35.844)	(800.225)	736.810
Obrigações vinc. à concessão	(383.442)	(108.967)	36.488	157.028	(298.893)
Total em curso	429.393	651.077	644	(643.197)	437.917
Total	2.329.039	502.458	(154.384)	-	2.677.113

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

		31/12/2011		31/12/2010		
		Valor líquido		Valor líquido		
	Custo	(-) Amortização acumulada	Ativo intangível	Ativo financeiro	Ativo intangível	Ativo financeiro
Em serviço:						
Terrenos	19.702	-	-	19.702	-	19.483
Edificações, obras civis e benfeitorias	117.173	(43.116)	53.246	20.811	47.659	16.140
Máquinas e equipamentos	4.238.574	(1.163.375)	2.636.230	438.969	2.378.203	261.895
Veículos	23.801	(10.489)	13.312	-	5.176	-
Móveis e utensílios	11.154	(8.689)	2.465	-	3.505	-
Servidões (a)	10.204	-	-	10.204	5.048	10.124
Softwares (b)	17.091	(12.967)	3.943	181	-	-
(-) Obrigações vinculadas à concessão	(1.081.867)	122.000	(928.056)	(31.811)	(815.776)	(31.811)
Subtotal	3.355.832	(1.116.636)	1.781.140	458.056	1.623.815	275.831
Em curso:						
Terrenos	803	-	803	-	1.015	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	9.249	-	9.249	-	1.872	-
Máquinas e equipamentos	527.321	-	527.321	-	580.039	-
Veículos	-	-	-	-	5.274	-
Móveis e utensílios	912	-	912	-	1.362	-
Material em depósito	90.563	-	90.563	-	104.379	-
Servidões (a)	1.398	-	1.398	-	258	-
Softwares (b)	16.954	-	16.954	-	10.925	-
Outros	89.610	-	89.610	-	107.710	-
(-) Obrigações vinculadas à concessão	(298.893)	-	(298.893)	-	(383.441)	-
Subtotal	437.917	-	437.917	-	429.393	-
Total	3.793.749	(1.116.636)	2.219.057	458.056	2.053.208	275.831

(a) Servidões: são direitos de passagem para linhas de transmissão associadas à distribuição na área de concessão da Companhia, e em áreas urbanas e rurais particulares, constituídos por indenização em favor do proprietário do imóvel. Como estas têm vida útil indefinida não são amortizadas, apenas sujeitas a teste de recuperabilidade econômica anualmente.

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

O intangível em curso de contratos de concessão refere-se substancialmente às obras de expansão em andamento do sistema de distribuição de energia elétrica. Incluem itens incorporados por meio de arrendamentos mercantis financeiros, cujos valores são imateriais. O arrendamento financeiro reconhecido na transição da Lei nº 11.638/2007 encontra-se totalmente depreciado.

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

						31/12/2011	31/12/2010
	Taxas médias de amortização (*)	Custo	(-) Ativo financeiro líquido	(-) Amortização acumulada	Subtotal	(-) Obrigações vinculadas à concessão líquida	Valor líquido
Em serviço:							
Geração	4,27%	26.734	(4.857)	(5.558)	16.319	(52)	15.063
Distribuição	4,59%	4.296.486	(441.511)	(1.173.413)	2.681.562	(959.361)	1.572.351
Comercialização	4,01%	21.273	(5.666)	(8.308)	7.299	(229)	7.490
Administração	7,84%	93.206	(6.022)	(51.357)	35.827	(225)	28.911
Subtotal		4.437.699	(458.056)	(1.238.636)	2.741.007	(959.867)	1.781.140
Em curso:							
Geração		2.963	-	-	2.963	-	4.484
Distribuição		715.749	-	-	715.749	(298.893)	405.755
Comercialização		224	-	-	224	-	230
Administração		17.874	-	-	17.874	-	18.924
Subtotal		736.810	-	-	736.810	(298.893)	429.393
Total		5.174.509	(458.056)	(1.238.636)	3.477.817	(1.258.760)	2.053.208

(*) 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 %
Geração:		Comercialização:	
Equipamento geral	10,00	Equipamento geral	10,00
Reservatórios, barragens e adutoras	2,00	Edificações	4,00
Turbina hidráulica	2,50		
Distribuição:		Administração central:	
Barra de capacitores	5,00 - 6,70	Veículos	20,00
Chave de distribuição	3,30 - 6,70	Equipamento geral	10,00
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		

Dos bens vinculados à concessão

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26/2/1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição, inclusive comercialização, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/1999 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do serviço público de energia elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

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

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

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

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

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

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

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

	Ativo intangível		Ativo financeiro		Total	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Participação do consumidor	(347.924)	(184.104)	(728)	(728)	(348.652)	(184.832)
Participação da União	(6.098)	(6.365)	(237)	(237)	(6.335)	(6.602)
Participação do Estado	(3.310)	(2.789)	(101)	(101)	(3.411)	(2.890)
Participação dos Municípios	(58.424)	(60.561)	(2.005)	(2.005)	(60.429)	(62.566)
Doações e subv. destinadas a invest. do serv. concedido	(2.344)	(2.427)	(99)	(99)	(2.443)	(2.526)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(36)	(50)	(4)	(4)	(40)	(54)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(114)	(86)	(3)	(3)	(117)	(89)
Universalização do serviço público de energia elétrica	(930.077)	(942.254)	(28.634)	(28.634)	(958.711)	(970.888)
Outros	(581)	(581)	-	-	(581)	(581)
Total	(1.348.908)	(1.199.217)	(31.811)	(31.811)	(1.380.719)	(1.231.028)

Reavaliação

Em atendimento à Deliberação CVM nº 183/1995, item 15, a Companhia procedeu a uma nova avaliação dos bens reavaliados em 2001, como forma de dar continuidade à prática contábil estabelecida para os bens do imobilizado.

A reavaliação abrangeu as usinas hidrelétricas, usinas térmicas, linhas e redes de transmissão, linhas e redes de distribuição, subestações e equipamentos em geral.

A Assembleia Geral Extraordinária realizada em 29/7/2005 aprovou a nomeação das empresas especializadas Moore Stephens Lima Lucchesi Auditores Independentes e Stima Engenharia Ltda. e o respectivo Laudo de Avaliação apresentado pelas empresas, em que constam os novos valores dos bens do imobilizado na data-base de 31/5/2005, conforme detalhado a seguir:

	Laudo de avaliação	Valor residual	Incremento
Geração	22.819	15.709	7.110
Distribuição	1.497.612	934.207	563.405
Comercialização	13.870	8.982	4.888
Administração	52.726	43.160	9.566
Total	1.587.027	1.002.058	584.969
Impostos diferidos			(196.055)
Reavaliação anterior			295.652
Provisão de impostos sobre reserva de reavaliação de bens não depreciables			(3.021)
Realização da reserva de reavaliação - líquida de impostos diferidos (depreciação/baixas)			(326.611)
Reserva de reavaliação registrada no Patrimônio Líquido em 31/12/2011			354.934

O efeito no resultado do período findo em 31/12/2011, oriundo das amortizações, baixas e alienações, foi de R\$ 33.466, líquido dos efeitos tributários (R\$ 33.805 no período findo em 31/12/2010).

Teste de recuperabilidade econômica

Por ocasião do encerramento das demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31/12/2011, a Companhia procedeu ao teste de recuperabilidade econômica dos ativos intangível e financeiro dos contratos de concessão de acordo com o CPC 01 - R1 (Redução ao valor recuperável de ativos). O ativo intangível foi testado com base no seu valor em uso, utilizando o modelo de fluxo de caixa para o período de vigência da concessão. O ativo financeiro, resultante da adoção do OCPC 05 - Contratos de Concessão, teve como principal parâmetro a base de remuneração da última revisão tarifária ajustada. Para as projeções do modelo de fluxo de caixa, utilizou-se as seguintes principais premissas:

- Relação histórica entre o crescimento da energia vendida (MWh) e o da economia, dado pelo PIB;
- Para o cenário econômico futuro e variáveis macroeconômicas, utilizou-se estudos desenvolvidos por meio de modelos econométricos e outros dados de mercado disponíveis;
- Os fluxos de caixa foram trazidos a valor presente por meio de uma taxa média, representativa do custo médio ponderado de capital.

Os valores apurados no teste acima citado, mostraram-se suficientes para a cobertura dos ativos intangível e financeiro.

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

A ANEEL, por meio da Resolução nº 223 de 29/4/2003, com as alterações contidas na Resoluções nº 52 de 25/3/2004, nº 73 de 9/7/2004, nº 79 de 30/8/2004 e nº 175 de 28/11/2005 alterada pela Resolução nº 365 de 19/5/2009, estabeleceu as condições gerais para a elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando ao atendimento de novas unidades consumidoras, regulamentando o disposto nos artigos 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26/4/2002, com as alterações contidas na Lei nº 10.762, de 11/11/2003 e fixou as responsabilidades das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, no atendimento à parcela da população localizada nas áreas urbanas e rurais, que não tinham acesso a esse serviço público.

Ainda com o objetivo de promover a universalização do acesso à energia elétrica, o Governo Federal iniciou em 2003, por força do Decreto Presidencial nº 4.873, de 11/11/2003, o Programa Luz para Todos, com o objetivo de levar energia elétrica para mais de 12 milhões de pessoas até 2008. A partir dessa data todas as solicitações para o atendimento de novas ligações na área urbana com a carga instalada até 50 kW, em qualquer município da concessão passaram a ser atendidas pela Concessionária sem custo para o consumidor. Em função do crescimento das demandas em todo o Brasil, o Governo Federal prorrogou o programa até o ano de 2010 por meio do Decreto nº 6.442 de 25/4/2008. Em 8/7/2011, por meio do Decreto nº 7.520 instituiu o Programa de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – “Luz para Todos”, para o período de 2011 a 2014, destinado a propiciar o atendimento em energia elétrica à população do meio rural que ainda não possui acesso a esse serviço.

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

A Companhia participa dos Programas em vários contratos no total de R\$ 1.987.092, para atendimento a 330.082 ligações. Dos contratos já concluídos, cujo montante contratado é de R\$ 1.530.914, o total realizado é de R\$ 1.343.117 até 31/12/2011. Do contrato em andamento, o montante já realizado no mesmo período é de R\$ 251.485, estando em curso para finalização até 31/12/2012 o montante de R\$ 204.693.

16.2. Encargos financeiros e efeitos inflacionários

Os juros, as variações monetárias, e os demais encargos financeiros do exercício findo em 31/12/2011, relativamente aos financiamentos obtidos de terceiros para aplicação no intangível em curso, estão registrados como custo desse ativo, no montante de R\$ 26.265 (R\$ 26.835 em 31/12/2010). As obras receberão capitalização enquanto estiverem dentro do prazo de execução estabelecido pelo órgão regulador.

17. FORNECEDORES

	31/12/2011	31/12/2010
Suprimento de energia elétrica	145.599	91.416
Energia livre - CCEE	9.237	9.237
Aquisição de combustível	93.046	67.856
Encargos de uso da rede elétrica	7.403	4.231
Materiais e serviços	70.173	69.793
Total	325.458	242.533

18. OBRIGAÇÕES FISCAIS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Obrigações fiscais Federais:				
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	-	-
Subtotal	67.196	41.660	-	-
Parcelamentos:				
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
Subtotal	86.193	84.146	219.261	210.223
Total de obrigações fiscais Federais	153.389	125.806	219.261	210.223
Obrigações fiscais Estaduais:				
ICMS	89.781	42.974	-	-
Parcelamentos:				
ICMS (a)	105.226	41.816	45.907	52.749
Total de obrigações fiscais Estaduais	195.007	84.790	45.907	52.749
Obrigações fiscais Municipais:				
ISS	2.039	666	-	-
Total de obrigações fiscais Municipais	2.039	666	-	-
Total de obrigações fiscais	350.435	211.262	265.168	262.972

(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 com encerramento previsto para abril/2013; 40 meses iniciado em julho/2011 e com encerramento previsto para outubro/2014; 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 Dívidas 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.

	Tributos		
	RFB	PGFN	Previdência Social
			Total
Saldo consolidado em 31/12/2010	120.038	74.192	14.601
Encargos	3.461	10.869	292
Amortizações	(34.681)	(14.300)	(367)
Saldo consolidado em 31/12/2011	88.818	70.761	14.526

(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

	31/12/2011		31/12/2010	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Moeda nacional:				
BNDES - URTJLP	194.775	-	454	193.946
BNDES - PRÉ	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 - PRÉ	37.559	-	45.410	6.500
FNO	5.718	77.450	341	62.598
FDE	838	877	795	1.546
Subtotal	654.682	672.017	516.863	874.777
(-) Custo de transação	(1.233)	(1.621)	-	-
Total moeda nacional	653.449	670.396	516.863	874.777
Moeda estrangeira:				
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	-	-	-
Subtotal	598.693	36.851	67.915	142.899
(-) Custo de transação	(1.678)	(5.672)	(169)	(20)
(-) Cauções	-	(25.654)	-	(18.218)
Total moeda estrangeira	597.015	5.525	67.746	124.661
Total geral	1.250.464	675.921	584.609	999.438
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

	31/12/2011	%	31/12/2010	%
Moeda nacional:				
URTJLP	199.767	15,06	194.400	13,97
UFIR	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
	1.326.699	100,00	1.391.640	100,00
Custo de transação	(2.854)		-	
Subtotal	1.323.845		1.391.640	
Moeda estrangeira:				
Dólar norte-americano				
LIBOR	15.091	2,37	65.393	31,02
PRÉ-FIXADO	620.453	97,63	145.421	68,98
	635.544	100,00	210.814	100,00
Custo de transação	(7.350)		(189)	
Cauções	(25.654)		(18.218)	
Subtotal	602.540		192.407	
Total	1.926.385		1.584.047	

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 ECFS-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 TLJP; 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 contemplam 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
Total	2.854

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 9/8/2007, a Companhia antecipou pagamentos no montante de US\$ 31.899, correspondentes a R\$ 61.231.

Esta operação tem uma taxa efetiva de juros de 10,06% 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\$ 169.

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 Société 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 antecipadas 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 jul/2011	(42.389)
Pagamentos de parcelas com vencimento em ago/2011	(26.632)
Pagamentos de parcelas com vencimento em set/2011	(21.243)
Pagamentos de parcelas com vencimento em out/2011	(22.808)
Pagamentos de parcelas com vencimento em nov/2011	(8.519)
Saldo disponível	-

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 Note* e *Bond’s* a serem amortizados são:

Vencimento:	31/12/2011			31/12/2010
	<i>Unit Notes</i>	<i>Bond’s</i>	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	-
Total	20	7.330	7.350	189

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	Moeda estrangeira	Custo de Transação	Cauções	31/12/2011	31/12/2010
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	49.989	-	-	-	49.989	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
Total	672.017	36.851	(7.293)	(25.654)	675.921	999.438

19.6. Movimentação

	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Saldo em 31/12/2010	516.863	874.777	67.746	124.661	1.584.047
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)
Saldo em 31/12/2011	653.449	670.396	597.015	5.525	1.926.385

20. FINANCIAMENTO POR ARRENDAMENTO FINANCEIRO

20.1. Composição

	31/12/2011		31/12/2010	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Moeda nacional:				
Arrendamento mercantil	6.198	4.071	4.056	6.776
Total moeda nacional	6.198	4.071	4.056	6.776
Principal	6.135	4.071	4.000	6.776
Encargos	63	-	56	-

20.2. Composição do saldo devedor por moeda e indexador

	31/12/2011	%	31/12/2010	%
Moeda nacional:				
CDI	9.557	93,07	10.774	99,46
PRÉ-FIXADO	712	6,93	58	0,54
Total	10.269	100,00	10.832	100,00

20.3. Detalhamento dos arrendamentos financeiros

Contratos de arrendamento mercantil em moeda nacional, com taxas pré-fixadas ou indexadas ao CDI, amortização mensal e vencimento da última parcela em abril/2014.

- Operações indexadas a CDI com taxa média ponderada de 3,2% a.a.
- Operações pré-fixadas com taxa média ponderada de 12,68% a.a.

A dívida total a valor presente dos arrendamentos mercantis em 31/12/2011 é de R\$ 10.269 e os valores de pagamentos futuros estão distribuídos da seguinte forma:

Vencimento:	31/12/2011	31/12/2010
2011	-	4.056
2012	6.198	4.144
2013	3.915	2.632
2014	156	-
Total	10.269	10.832

20.4. Movimentação

	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31/12/2010	4.056	6.776	10.832
Ingressos	-	4.061	4.061
Encargos	1.658	-	1.658
Transferências	6.766	(6.766)	-
Pagamentos de principal	(5.917)	-	(5.917)
Pagamentos de juros	(365)	-	(365)
Saldo em 31/12/2011	6.198	4.071	10.269

20.5. Arrendamentos mercantis operacionais

No exercício findo em 31/12/2011 a Companhia pagou um montante de R\$ 9.607 referente a arrendamentos mercantis operacionais, reconhecidos como despesa do exercício nas rubricas Outros Custos de Operações e Despesas Gerais e Administrativas. Os valores de pagamentos futuros estão distribuídos da seguinte forma:

Vencimento:	R\$
Até 1 ano	3.446
de 1 a 5 anos	8.688
mais que 5 anos	7.759
Total	19.893

21. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

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

a. Valor de mercado

Alguns instrumentos financeiros têm seu custo amortizado substancialmente próximo ao valor justo. Na rubrica consumidores (vide nota explicativa nº 7) foi apurado uma perda estimada no valor recuperável, assim, o valor recuperável pode ser considerado uma estimativa de seu valor justo. Os ativos financeiros – bens da concessão (vide nota explicativa nº 16) representa os investimentos não depreciados, assim a Companhia estima que o valor justo dos mesmos é próximo ao valor contábil. As operações com partes relacionadas estão a valor justo.

Os empréstimos e financiamentos, apresentados no quadro a seguir, incluem os valores de capital de giro em Reais (CDI, IPCA e pré), BNDES (URTJPL e Pré), *Unit Notes*, BID e Capital de Giro em moeda estrangeira (*bonds*), conforme demonstrados na nota explicativa nº 19.1. Na opinião da Administração os empréstimos e financiamentos, os quais estão mensurados pelo custo amortizados, não apresentam variações significativas em relação aos respectivos valores justos. Esses empréstimos e financiamentos estão atualizados monetariamente com bases nos índices e juros contratados até a data de fechamento das Demonstrações Financeiras, portanto o saldo devedor está reconhecido por um montante próximo

ao seu valor justo. Como não existe mercado ativo para tais instrumentos, as diferenças que poderiam ocorrer se tais valores fossem liquidados antecipadamente são muito baixas.

Para os instrumentos financeiros cotados em mercado ativo (*Unit Notes* e *Bonds*), sua cotação representa o valor justo.

			31/12/2011		31/12/2010	
	Nota	Categoria	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Ativos financeiros						
Caixa e equivalentes de caixa	6	Valor justo por meio de resultado	208.756	208.756	457.209	457.209
Consumidores	7	Empréstimos e recebíveis	648.017	648.017	634.426	634.426
Títulos a receber	8	Empréstimos e recebíveis	6.149	6.149	7.291	7.291
Partes relacionadas	14	Empréstimos e recebíveis	115.463	115.463	108.053	108.053
Ativo financeiro - bens da concessão	16	Empréstimos e recebíveis	458.056	458.056	275.831	275.831
Sub-rogação CCC	12	Empréstimos e recebíveis	175.829	175.829	138.509	138.509
Passivos financeiros						
Fornecedores	17	Mensurado pelo custo amortizado	325.458	325.458	242.533	242.533
Empréstimos e financiamentos	19	Mensurado pelo custo amortizado	1.926.385	1.926.561	1.584.047	1.580.923
Financiamento por arrendamento mercantil	20	Mensurado pelo custo amortizado	10.269	10.269	10.832	10.832
Partes relacionadas	14	Mensurado pelo custo amortizado	176.188	176.188	136.415	136.415
Operações de swap	19	Valor justo por meio de resultado	106.861	106.861	178.507	178.507

Hierarquia do valor justo:

	31/12/2011			31/12/2010		
	Valor contábil	Nível 1	Nível 2	Valor contábil	Nível 1	Nível 2
Ativos						
Caixa e equivalentes de caixa	208.756	47.699	161.057	457.209	127.229	329.980
Passivos						
Instrumentos financeiros derivativos	106.861	-	106.861	178.507	-	178.507

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

b. Política de utilização de instrumentos derivativos

A Companhia utiliza instrumentos financeiros derivativos, registrados em contas patrimoniais e de resultado, com o propósito de atender as suas necessidades no gerenciamento de riscos de mercado, decorrentes dos descasamentos entre moedas e indexadores. As operações com instrumentos derivativos são realizadas por intermédio da superintendência financeira de acordo com a estratégia previamente aprovada pelos gestores da Companhia.

A Companhia não possui instrumentos financeiros com derivativos embutidos.

c. Obrigações expostas a variação cambial

Por meio da aplicação de procedimentos de avaliação da estrutura do endividamento e sua exposição a variação cambial, foram contratados instrumentos financeiros derivativos, contratos de *swap*, objetivando mitigar significativamente os riscos de eventuais perdas financeiras nos empréstimos, *Unit Notes* e *BID*.

d. Composição dos saldos registrados em contas patrimoniais de operações com swap

Operações passivas				Valor justo	
Objetivo de <i>hedge</i> de risco de mercado (a)	Indexadores	Vencimento	Valor nocional 2011	31/12/2011	31/12/2010
Swap BID					
Banco Société Générale		Fev/12 a Mai/12	8.816	(8.125)	(22.749)
Ponta ativa	USD + 0%			7.564	20.693
Ponta passiva	IGPM + 4,88%			15.689	43.442
Banco Itaú BBA S.A.		Fev/12 a Mai/15	26.114	(23.596)	(46.796)
Ponta ativa	USD + 0%			22.932	44.115
Ponta passiva	IGPM + 4,41%			46.528	90.911
Unibanco S.A.		Fev/12 a Mai/15	44.308	(41.068)	(45.831)
Ponta ativa	USD + 0%			40.093	45.129
Ponta passiva	IGPM + 4,60%			81.161	90.960
Total BID				(72.789)	(115.376)
Swap UNIT NOTES (b)					
Unibanco S.A.		Fev/12	17.793	(18.428)	(33.692)
Ponta ativa	USD + 0%			15.680	28.516
Ponta passiva	IGPM + 5,70%			34.108	62.208
Merrill Lynch		Fev/12	17.817	(15.647)	(29.391)
Ponta ativa	USD + 0%			15.680	28.516
Ponta passiva	IGPM + 4,20%			31.327	57.907
Total UNIT NOTES				(34.075)	(63.083)
Swap CAPITAL DE GIRO					
Banco ABC S.A.				-	(48)
Ponta ativa	CDI + 4,2818%			-	5.574
Ponta passiva	CDI + 6,1677%			-	5.622
Total Capital de Giro				-	(48)
TOTAL GERAL				(106.864)	(178.507)
Passivo circulante				(68.499)	(81.769)
Passivo não circulante				(38.362)	(96.738)

(a) Para maiores informações sobre as dívidas em questão, vide nota explicativa nº 19.

(b) Devido ao pagamento antecipado da dívida, o valor nocional do *swap* é superior a dívida (vide nota explicativa nº 19).

Vencimento das parcelas do não circulante:

Vencimento:	31/12/2011	31/12/2010
2012	-	62.108
2013	14.592	12.942
2014	16.001	14.530
2015	7.769	7.158
Total	38.362	96.738

Movimentação das contas patrimoniais de operações com swap:

	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31/12/2010	(81.769)	(96.738)	(178.507)
Atualização	(13.924)	(1.378)	(15.302)
Transferências	(62.582)	62.582	-
Pagamentos	87.995	-	87.995
Ajuste marcação a mercado	1.781	(2.828)	(1.047)
Saldo em 31/12/2011	(68.499)	(38.362)	(106.861)

Resultado com derivativos

O resultado efetivo decorrente de operações de instrumentos financeiros derivativos é apresentado na nota explicativa nº 33 Resultado Financeiro.

e. Valor justo dos instrumentos derivativos

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

f. Exposição cambial sem contratação de instrumentos financeiros derivativos

Tesouro Nacional: Os administradores da Companhia não contrataram instrumentos financeiros derivativos por possuir garantias do principal da dívida em forma de caução em dinheiro (US\$) (vide nota explicativa nº 19.3). Esta garantia destina-se exclusivamente a liquidação do principal da dívida com vencimento em abril/2024, não se permitindo o ressarcimento de tais garantias em amortizações antecipadas.

Capital de Giro – BOND’S: O Conselho de Administração da Companhia em reunião realizada no dia 13/6/2011, adiou a decisão de contratação ou não de mecanismos de proteção cambial (contratação de *hedge*) para esta operação, até que fosse integralmente internado o valor da emissão, bem como, até que a Diretoria Executiva da Companhia apresentasse estudos e análises de propostas em reunião que se realizaria no prazo máximo de 60 dias contados daquela data. Em reunião realizada no dia 8/11/2011 o Conselho de Administração, face a instabilidade e volatilidade do mercado financeiro naquele momento, deliberou pela não contratação de mecanismos de proteção cambial e estabeleceu que o assunto poderá ser recanalizado a qualquer tempo a pedido dos Conselheiros.

g. Garantias: As garantias dadas são mencionadas nas notas explicativas nº 18 e 19, e não existem garantias tomadas.

h. Análise de sensibilidade

Em consonância com a Instrução CVM nº 475/2008 é apresentado a seguir o quadro da análise de sensibilidade de todas as posições de instrumentos derivativos abertos dos contratos de *swap* em 31/12/2011. Os *swaps* da Companhia, em sua maioria, celebram uma troca de fluxos de caixa, na qual ela se compromete a pagar a variação do IGP-M, recebendo a variação do dólar.

Como estas operações visam proteger dívidas vinculadas a moeda estrangeira, a ponta cambial não apresenta riscos significativos, pois eventuais alterações serão compensadas pela dívida subjacente. Logo, a variável que pode gerar prejuízos e que será sensibilizada é o IGP-M, embora a liquidação, quando ocorrer, será pela diferença entre as pontas.

Devido a natureza, complexidade e isolamento de uma única variável, as estimativas apresentadas podem não representar fielmente o valor da perda, caso a variável em questão tenha a deterioração apresentada.

A Companhia definiu 3 cenários (provável, possível e remoto) a serem simulados. No provável foram definidas pela Administração as taxas divulgadas pela BM&F, e o cenário possível e o remoto, uma deterioração de 25% e 50% respectivamente nas variáveis. A base de cálculo utilizada é o valor justo apresentado no item d.

		31/12/2011		
Objetivo de <i>hedge</i> de risco de mercado	Risco	Cenário provável	Cenário possível (alta de 25%)	Cenário remoto (alta de 50%)
Swap BID				
Banco Société Générale	IGPM + 4,88%	(533)	(563)	(592)
Banco Itaú BBA S.A.	IGPM + 4,46%	(3.850)	(4.371)	(4.892)
Unibanco S.A.	IGPM + 4,60%	(12.539)	(14.524)	(16.505)
Total BID		(16.922)	(19.458)	(21.989)
Swap unit notes				
Unibanco S.A.	IGPM + 5,70%	(719)	(745)	(770)
Merril Lynch	IGPM + 4,20%	(660)	(684)	(708)
Total notes		(1.379)	(1.429)	(1.478)
Total geral		(18.301)	(20.887)	(23.467)

21.1. Gerenciamento dos instrumentos financeiros

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

21.2. Gerenciamento de risco financeiro

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

a. Gerenciamento dos riscos de crédito

Risco da Companhia incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. A exposição máxima ao risco de crédito da Companhia é o valor das contas a receber mencionadas anteriormente como consumidores (vide nota explicativa nº 7.1). O valor do risco efetivo de eventuais perdas encontra-se apresentado como perda no valor recuperável (vide nota explicativa nº 7.2). A mitigação desse risco ocorre com a aplicação de procedimentos analíticos de monitoramento das contas a receber de consumidores, ações de cobrança e corte no fornecimento de energia. Outro fator que minimiza o risco de crédito é o perfil da carteira de crédito, que é pulverizada em um número expressivo de consumidores.

b. Gerenciamento de risco de mercado

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

As operações de *hedge* cambial estão atreladas ao IGP-M. A Administração se utiliza desta estratégia de mitigação de risco de mercado devido ao IGP-M ser o índice de atualização da receita da Companhia. O risco cambial advindo da exposição ao dólar está com saldo menor que o *swap* cambial, isto se deve pelo pagamento antecipado de parte do *Unit Notes* (vide nota explicativa nº 19).

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

A Companhia definiu 3 cenários (provável, possível e remoto) a serem simulados. No provável foram definidas pela Administração as taxas divulgadas pela BM&F, e o cenário possível e o remoto, uma deterioração de 25% e 50% respectivamente nas variáveis. A base de cálculo utilizada é o valor apresentado nas notas explicativas nº 6, nº 19 e nº 20.

Para os ativos e passivos financeiros foi fixado um período de um ano para verificação do impacto no resultado financeiro, sendo desconsiderado os pagamentos do período. Com relação aos derivativos, representados por *swaps* que visam proteger dívidas em moeda estrangeira, a ponta passiva foi sensibilizada no item “f - teste de sensibilidade”, enquanto a ponta ativa se encontra sensibilizada no quadro a seguir:

• Risco cambial

Exposição e análise de sensibilidade para operações denominadas em dólar

	Exposição líquida	Cenário provável	Cenário possível (alta de 25%)	Cenário remoto (alta de 50%)
Ativos Financeiros				
Recebíveis	25.654	1.611	8.427	15.234
Passivos Financeiros				
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)
Total	(711.842)	(31.898)	(166.857)	(301.825)

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

- **Risco de indexadores**

	Cenário provável	Cenário possível (alta de 25%)	Cenário remoto (alta de 50%)
Ativos Financeiros			
CDI	(1.246)	2.521	6.288
TR	-	30	59
Passivos Financeiros			
TJLP	-	(3.146)	(6.292)
CDI	4.559	(9.228)	(23.016)
IPCA	433	45	(343)
Total	3.746	(9.778)	(23.304)

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 conversíveis para atender suas obrigações e compromissos e, também se antecipando para futuras necessidades de caixa.

Considerando que, com a exceção dos empréstimos e financiamentos, os saldos que representam riscos de liquidez naquela data estavam todos classificados no curto prazo e que esses valores em virtude do segmento e fluxo financeiro da Companhia não são significativos. A Administração abriu por faixa de vencimento somente as operações de empréstimos e financiamentos e arrendamento mercantil que estão sendo apresentados nas notas explicativas nº 19.5 e nº 20.3.

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 dessas usinas, trazendo como consequência o aumento no custo na aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação dos valores de Encargos de Sistema em decorrência do despacho das usinas termelétricas. Numa situação extrema poderá ser adotado um programa de racionamento, que implicaria em redução de receita. No entanto, considerando os níveis atuais dos reservatórios e as últimas simulações efetuadas, o Operador Nacional de Sistema Elétrico – ONS não prevê para os próximos anos um novo programa de racionamento.

b. 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	-
Total	68.287	11.938

23. OBRIGAÇÕES DO PROGRAMA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

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

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Fundo Nacional Desenv. Científico 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
Total	22.056	33.505	51.182	35.277

A atualização das parcelas referentes aos PEE e P&D é efetuada pela taxa de juros SELIC, de acordo com as Resoluções Normativas ANEEL nº 176, de 28/11/2005, nº 219, de 11/4/2006, nº 300, de 12/2/2008 e nº 316, de 13/5/2008, e Ofício Circular 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
Total	10.809	9.591

25. PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

Está representada como segue:

	31/12/2011			31/12/2010		
	Provisão		Depósitos judiciais	Provisão		Depósitos judiciais
	No exercício	Saldo		No exercício	Saldo	
Cíveis - Consumidores (a)	(113)	3.156	6.437	(17)	3.269	6.213
Trabalhistas (b)	32.771	45.089	20.983	(536)	12.318	20.419
Fiscais e tributárias: PIS	-	-	-	-	-	703
Total	32.658	48.245	27.420	(553)	15.587	27.335

	Cíveis	Trabalhistas	Fiscais	Total
Saldo em 31/12/2010	3.269	12.318	-	15.587
Constituição	-	34.403	-	34.403
Baixas/reversão	(113)	(1.632)	-	(1.745)
Atualização	-	-	-	-
Saldo em 31/12/2011	3.156	45.089	-	48.245

Contingências passivas possíveis de perda (c):	Cíveis	Trabalhistas	Fiscais	Total
31/12/2010	3.175	4.683	-	7.858
31/12/2011	3.063	4.044	-	7.107

(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 sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente no trabalho, bem como ações de ex-empregados de prestadores de serviços contratados pela Companhia reclamando responsabilidade solidária por verbas rescisórias.

- 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.

(c) 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

				Circulante
				Total
Vencimento	PCCS	Plano Bresser	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)
Total	20.043	98.414	118.457	78.096

				Não circulante
				Total
Vencimento	PCCS	Plano Bresser	31/12/2011	31/12/2010
2012	-	-	-	108.259
Ajuste a valor presente (a)	-	-	-	(10.248)
Total	-	-	-	98.011

(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\$ 13.629 (R\$ 13.287 em 31/12/2010).

Plano de Classificação de Cargos e Salários (PCCS)

Em 18/12/2008 foi homologado o acordo entre a Companhia e o Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas do Estado do Pará referente à ação judicial que transitava na 12ª Vara Trabalhista de Belém do Pará, movida pelo Sindicato que pleiteava a anulação das alterações feitas na estrutura do Plano de Classificação de Cargos e Salários (PCCS), homologado em todos os termos da petição.

O valor homologado no acordo corresponde ao montante de R\$ 75.000, sujeito a atualização anual pela variação acumulada do INPC/IBGE nos doze meses anteriores, pagáveis mensalmente até 20/12/2012.

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).

27. OUTROS PASSIVOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Convênios de arrecadação	2.436	3.207	-	-
Adiantamento de consumidores	19.992	16.935	-	6.225
Entidades seguradoras	150	609	-	-
Benefícios a aposentados	3.173	1.693	-	-
C.R.Almeida S.A . - Engenharia e Construções (a)	31.502	24.807	2.757	18.357
Encargos ex-isolados	838	2.340	-	-
Encargos tarifários	1.443	1.554	-	-
Subvenção PIS - CCC	-	-	9.810	5.731
Subvenção COFINS - CCC	-	-	45.185	26.398
Outros	3.830	3.409	3.098	3.099
Total	63.364	54.554	60.850	59.810

(a) Refere-se ao parcelamento da ação ordinária de indenização de autos nº 1993.1.002606-0 junto à C.R. Almeida S.A . – Engenharia e Construções, a ser pago em 50 parcelas mensais e sucessivas, corrigidas pelo IGP-M acrescidas de juros de 6% ao ano.

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	Número de ações									
	Preferenciais									
	Ordinárias	%	A	%	B	%	C	%	Total	%
QMRA	32.656.151	54,98	45.395	2,10	-	-	25.466	2,12	32.727.012	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	-	90.437	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
Total	59.397.496	100,00	2.166.816	100,00	1.085.373	100,00	1.201.249	100,00	63.850.934	100,00

Os acionistas terão direito de receber como 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 pagos às ações preferenciais, destinando-se o saldo dos dividendos, se houver, às ações ordinárias e preferenciais 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 dividendo 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
	354.934	388.400

29. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO

Dividendos:

Saldo em 31/12/2010	34.491
Dividendos pagos	(4.682)
Saldo em 31/12/2011	29.809

Juros sobre capital próprio (JCP):

Saldo em 31/12/2010	334
JCP pagos	(100)
Saldo em 30/12/2011	234
Total Dividendos e Juros sobre Capital Próprio em 31/12/2011	30.043

30. RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS

	<u>31/12/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
RECEITA BRUTA DE VENDAS		
Fornecimento de energia elétrica	1.697.785	1.520.356
Disponibilização do sistema de distribuição	911.470	914.302
Suprimento de energia elétrica	12.966	12.126
Receita de construção (a)	734.576	488.782
Outras receitas	19.551	16.488
Total da receita bruta de vendas	<u>3.376.348</u>	<u>2.952.054</u>
DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA		
Tributos diretos:		
ICMS	(551.277)	(506.862)
PIS	(43.735)	(40.474)
COFINS	(201.416)	(186.427)
ISS	-	(10)
Subtotal	<u>(796.428)</u>	<u>(733.773)</u>
Encargos do consumidor:		
Quota - Reserva Global de Reversão - RGR	(29.422)	(17.113)
Quota - Conta de Consumo de Combustível - CCC	(81.324)	(58.710)
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(13.983)	(11.416)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(3.308)	(3.086)
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	(3.308)	(3.090)
Estudo de Pesquisa de Energética - EPE	(1.654)	(1.547)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(8.270)	(7.714)
Ressarcimento de perdas de ICMS ex-SIN	(4.851)	(4.644)
Subtotal	<u>(146.120)</u>	<u>(107.320)</u>
Total das deduções da receita bruta	<u>(942.548)</u>	<u>(841.093)</u>
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	<u>2.433.800</u>	<u>2.110.961</u>

(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	1.000.464
Industrial	3.676	3.806	1.320.616	1.285.812	418.604	386.330
Comercial, serviços e outras atividades	139.529	136.404	1.396.763	1.338.407	651.107	597.565
Rural	122.802	128.179	191.826	189.629	58.882	54.611
Poder público	16.816	15.781	427.131	419.161	189.771	177.583
Iluminação pública	381	360	257.681	250.960	69.805	63.148
Serviço público	1.647	1.542	233.522	224.209	62.467	57.144
Consumo próprio	276	270	34.022	32.814	-	-
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	3.670	14.416
Receita do uso da rede	-	-	-	-	16.838	17.348
Redução da receita - Baixa renda	-	-	-	-	37.746	56.237
Fornec. não faturado - diferimento de TUSD	-	-	-	-	(9.517)	9.815
Provisão Redução Tarifa - Irrigação	-	-	-	-	32	(3)
Subtotal	1.835.981	1.761.499	6.321.764	6.152.238	2.609.255	2.434.658
Suprimentos - CCEE	-	-	417.144	132.647	12.966	12.126
Receita de construção	-	-	-	-	734.576	488.782
Outras receitas	-	-	-	-	19.551	16.488
Total	1.835.981	1.761.499	6.738.908	6.284.885	3.376.348	2.952.054

30.2. Reconciliação da alíquota efetiva de PIS e COFINS

	31/12/2011		31/12/2010	
	PIS	COFINS	PIS	COFINS
Fornecimento de energia elétrica	2.646.340	2.646.340	2.453.460	2.453.460
Alíquota	1,65%	7,60%	1,65%	7,60%
Subtotal	43.665	201.122	40.482	186.463
Outros	70	294	(8)	(36)
Valor da contribuição	43.735	201.416	40.474	186.427
(-) Créditos a descontar				
Energia elétrica comprada para revenda (a)	(10.410)	(47.951)	(9.076)	(41.805)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição	(2.256)	(10.391)	(1.838)	(8.464)
Materiais e serviços utilizados como insumos	(6.271)	(28.884)	(6.168)	(28.409)
Depreciação e amortização	(1.711)	(7.881)	(1.198)	(5.518)
Outros	(111)	(513)	(106)	(490)
Subtotal	(20.759)	(95.620)	(18.386)	(84.686)
Valor da contribuição líquida	22.976	105.796	22.088	101.741
Alíquota efetiva anual (b)	0,87%	4,00%	0,90%	4,15%

(a) Vide nota explicativa nº 31.

(b) Com a alteração na sistemática de cobrança pelo órgão regulador que excluiu o PIS e a COFINS da tarifa, a alíquota efetiva representa o valor médio a integrar o preço final a ser pago pelo consumidor pelo serviço público de distribuição de energia elétrica.

O PIS/PASEP e a COFINS são cobrados de acordo com as Leis nº 10.637/2002, 10.833/2003 e 10.865/2004, e a alteração na forma de cobrança trouxe a possibilidade de que seus valores sejam fiscalizados não apenas pela ANEEL, mas por cada um dos consumidores de energia elétrica, visto que passaram a ser cobrados de forma destacada nas suas faturas, a exemplo do que ocorre com o ICMS.

31. ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA

	MWh		R\$	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Energia de leilão	9.129.274	8.391.187	(852.644)	(744.544)
Energia bilateral	225.603	229.862	(24.871)	(33.011)
Energia de curto prazo - CCEE	-	-	(5.021)	(2.161)
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	162.295	162.846	(27.228)	(22.936)
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	58.361	50.881
Total	9.517.172	8.783.895	(851.403)	(751.771)

32. DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS

	Despesas com vendas		Despesas gerais e administrativas		Outras receitas operacionais		Outras despesas operacionais	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Despesas:								
Pessoal	(3.114)	(9.359)	(33.052)	(27.950)	-	-	-	-
Administradores	-	-	(3.477)	(3.742)	-	-	-	-
Material	(1.701)	(1.151)	(7.167)	(4.694)	-	-	-	-
Serviço de terceiros	(47.473)	(59.890)	(50.544)	(59.107)	-	-	-	-
Depreciação e amortização	-	-	(6.825)	(5.047)	-	-	(216)	(190)
Arrendamentos e aluguéis	(34)	(42)	(5.344)	(5.999)	-	-	-	-
Seguros	-	(31)	(480)	(1.295)	-	-	-	-
Tributos	-	-	(3.997)	(5.860)	-	-	(121)	(6)
Provisões (líquidas de reversão)	(34.399)	(15.339)	-	-	-	-	(33.010)	2.544
Taxa de fiscalização	-	-	-	-	-	-	(4.073)	(3.461)
Doações, contribuições e subvenções	-	-	(7)	-	-	-	(3.876)	(3.018)
Outros	(16.308)	(692)	(11.494)	(11.732)	-	-	(84)	-
Subtotal de despesas	(103.029)	(86.504)	(122.387)	(125.426)	-	-	(41.380)	(4.131)
Outros Resultados:								
Ganho na alienação de bens e direitos	-	-	-	-	548	7.660	-	-
Perdas na desativação de bens e direitos	-	-	-	-	-	-	(46.733)	(4.984)
Perdas na alienação de bens e direitos	-	-	-	-	-	-	(6)	(4.319)
Perda no valor recuperável	-	-	-	-	-	-	(19.508)	-
Outros	-	-	-	-	2.282	813	(585)	(330)
Subtotal de outros resultados	-	-	-	-	2.830	8.473	(66.832)	(9.633)
Total	(103.029)	(86.504)	(122.387)	(125.426)	2.830	8.473	(108.212)	(13.764)

	Despesas com vendas		Despesas gerais e administrativas	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Despesas com pessoal:				
Remuneração	(2.244)	(7.390)	(26.313)	(22.446)
Encargos sociais - INSS	(589)	(1.335)	(4.451)	(3.829)
Encargos sociais - FGTS	(182)	(452)	(1.276)	(1.123)
Contribuição como mantenedor da fundação	(85)	(139)	(756)	(467)
Indenização sobre o saldo do FGTS	(14)	(43)	(255)	(87)
(-) Transferências para ordens em curso	-	-	(1)	2
Total	(3.114)	(9.359)	(33.052)	(27.950)

33. RESULTADO FINANCEIRO

	31/12/2011	31/12/2010
Receitas financeiras:		
Renda de aplicação financeira	24.394	22.037
Mútuo com partes relacionadas	7.836	34.199
Juros ativos	24.545	37.456
Variação monetária	96.666	56.102
Acréscimos moratórios	46.443	38.113
Ajuste a valor presente	43.230	17.695
Ajuste marcação a mercado - <i>swap</i>	25.900	37.942
Operações de <i>swap</i>	19.343	40.362
Outras receitas financeiras	10.853	9.349
Total das receitas financeiras	299.210	293.255
Despesas financeiras:		
Encargos de dívidas		
Moeda nacional	(138.470)	(113.474)
Moeda estrangeira	(42.775)	(17.168)
Mútuo com partes relacionadas	(15.170)	(12.024)
Subtotal	(196.415)	(142.666)
Variações monetárias		
Moeda nacional	(29.794)	(34.168)
Moeda estrangeira	(180.593)	(42.811)
Subtotal	(210.387)	(76.979)
Juros / multas	(203.239)	(138.720)
Ajuste a valor presente	(54.111)	(34.633)
Ajuste marcação a mercado - <i>swap</i>	(26.946)	(34.316)
Operações de <i>swap</i>	(34.643)	(110.260)
Encargos financeiros - parcelamento Lei nº 11.941/2009	(18.428)	(22.809)
IOF	(13.715)	(16.019)
Outras despesas financeiras	(30.346)	(45.609)
Total das despesas financeiras	(788.230)	(622.011)
Resultado financeiro	(489.020)	(328.756)

34. PREJUÍZO POR AÇÃO

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

	Exercícios findos em	
	31/12/2011	31/12/2010
Resultado básico por ação		
Numerador		
Prejuízo líquido do exercício		
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)
	(391.162)	(100.735)
Denominador (em milhares de ações)		
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
	63.851	63.851
Resultado básico por ação		
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, participantes 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 ELÉTRICAS – 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 diferimento.

Durante o prazo de diferimento 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				Total
	CELPA BD-I	CELPA BD-II	R	CELPA-OP	
Número Participantes	-	13	2.055	2.035	4.103
Número Assistidos	269	178	30	30	507
Número Beneficiários Pensionistas (famílias)	38	138	16	-	192
Total	307	329	2.101	2.065	4.802

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
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.

c. Síntese da Avaliação Atuarial:

	Planos de benefícios				Total
	CELPA BD-I	CELPA BD-II	R	CELPA-OP	
1. Exigível atuarial	100.058	50.678	11.241	97.287	259.264
2. Benefícios concedidos					
Aposentadoria	93.671	32.734	-	8.348	134.753
Invalidez	1.046	2.009	7.785	-	10.840
Pensão	5.341	13.441	3.456	-	22.238
3. Benefícios a conceder					
Benefício definido	-	2.494	-	-	2.494
Contribuição definida	-	-	-	88.939	88.939

d. Conciliação da posição dos fundos de benefício definido:

	CELPA - BD-I		CELPA - BD-II		R		Total	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Valor presente da obrigação de benefício definido								
Saldo no início do exercício	96.600	94.924	49.154	47.943	9.692	8.202	155.446	151.069
Custo do serviço corrente	3.458	1.675	1.494	1.211	1.549	1.490	6.501	4.376
Custo dos juros	5.313	5.221	2.703	2.637	533	492	8.549	8.350
Benefícios pagos	(9.697)	(9.223)	(4.953)	(4.693)	(1.264)	(1.611)	(15.914)	(15.527)
(Ganhos)/Perdas atuariais	4.384	4.003	2.280	2.056	731	1.119	7.395	7.178
Saldo no final do exercício	100.058	96.600	50.678	49.154	11.241	9.692	161.977	155.446
Valor justo dos ativos do plano								
Saldo no início do exercício	134.279	124.754	67.218	62.784	11.457	9.537	212.954	197.075
Retorno esperado	7.385	6.861	3.697	3.453	630	572	11.712	10.886
Contrib. recebidas do empregador/participantes	-	-	31	24	1.709	1.276	1.740	1.300
Benefícios pagos	(9.697)	(9.223)	(4.953)	(4.693)	(1.264)	(1.611)	(15.914)	(15.527)
Ganho/(Perda) atuarial	13.008	11.887	5.962	5.650	(809)	1.683	18.161	19.220
Saldo no final do exercício	144.975	134.279	71.955	67.218	11.723	11.457	228.653	212.954
Posição líquida	44.917	37.679	21.277	18.064	482	1.765	66.676	57.508
Não reconhecida	44.917	37.679	21.277	18.064	482	1.765	66.676	57.508
Reconhecida	-	-	-	-	-	-	-	-

e. Composição dos ativos dos planos:

	CELPA - BD-I		CELPA - BD-II		CELPA - R		Total	
	31/12/2011	31/12/2010	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	1.085	2.624
Investimentos								
Títulos públicos	43.438	41.451	21.516	20.744	3.744	3.631	68.698	65.826
Créditos privados e depósitos	70.438	57.340	34.890	28.697	6.071	5.023	111.399	91.060
Ações	2.927	4.380	1.464	2.198	198	284	4.589	6.862
Fundos de investimento	20.217	25.106	10.053	12.569	1.598	2.111	31.868	39.786
Imobiliários	6.254	4.582	3.154	2.311	-	-	9.408	6.893
Empréstimos e financiamentos	1.864	1.519	945	820	100	78	2.909	2.417
Outros realizáveis	-	-	-	-	1	1	1	1
Total	145.271	135.844	72.472	68.129	12.214	11.496	229.957	215.469

37.2. Reconciliação contábil

	Passivo atuarial não coberto (a)	Confissão de dívida (b)	Contribuição corrente	Total
Saldo em 31/12/2009	16.015	4.941	1.240	22.196
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
Saldo em 31/12/2010	13.983	1.720	1.584	17.287
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
Saldo em 31/12/2011	14.335	-	3.217	17.552

(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 Resolução nº 10 de 4/8/1989, pela Administração da Companhia e passando a vigorar a partir de 11/6/1996, que conferiu direitos e benefícios previdenciários ao grupo de pessoas acima referido. A Companhia mantém provisionado integralmente o valor apurado deste passivo atuarial na rubrica "Plano de aposentadoria e pensão".

(b) Contas a pagar à Redeprev - Confissão de dívida: em 7/6/1996 foi assinado o Instrumento Particular de Confissão de Dívida, consolidando dívidas no montante de R\$ 12.727 naquela data. O valor contratado está sendo amortizado em 180 parcelas mensais, atualizadas monetariamente pela variação anual do Índice Nacional de Preços ao Consumidor - INPC e acrescidas de juros de 0,5% ao mês, com vencimento final em 30/6/2011.

38. SEGUROS

A Companhia mantém apólices de seguros, por montantes considerados suficientes, para cobrir prejuízos causados por eventuais sinistros em seu patrimônio, bem como por reparações em que seja civilmente responsável por danos involuntários, materiais e/ou corporais causados a terceiros decorrentes de suas operações, considerando a natureza de sua atividade.

As premissas de risco adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma auditoria das Demonstrações Financeiras, consequentemente, não foram analisadas pelos nossos auditores independentes.

As principais coberturas são:

Ramo de seguro	Vencimento	Importância segurada	Prêmio
RO Distribuição	30/11/2012	R\$ 20.000	R\$ 425
RCG	31/10/2012	R\$ 20.000	R\$ 289
D&O	30/9/2012	R\$ 45.000	R\$ 35
Automóvel Facultativo - Casco	30/11/2012	100% Tabela FIPE	R\$ 43
Responsabilidade Civil Facultativa - 1º Risco	30/11/2012	Danos Materiais e Corporais: R\$ 300 / Danos Morais R\$ 100	R\$ 107
Responsabilidade Civil Facultativa - 2º Risco	30/11/2012	RCF = R\$ 700	R\$ 53
Aeronáutico	15/10/2012	US\$ 1.053	US\$ 21
Transportes (Fatura dezembro)	1/9/2012	Até R\$ 1.500	R\$ 1
Vida em Grupo (Fatura Novembro)	30/11/2012	Capital Básico R\$ 26	R\$ 25
Vida em Grupo (Fatura Novembro)	30/11/2012	SP Capital Básico R\$ 27	R\$ 1

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. QUESTÕES AMBIENTAIS (*)

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 implantado.

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 tema foi a arborização. Este foi realizado por 60 crianças da Fundação Aquarela, também no bosque da empresa. Na oportunidade, as crianças, puderam assistir a uma peça de teatro encenada pelo Grupo de Teatro dos empregados próprios e terceiros, Energia em Cena, e ainda assistiram a um filme.

Na III Semana de Sustentabilidade, houve também a doação de mudas para os colaboradores, nas cidades de Castanhal e Altamira.

Ainda, a empresa tem como forma de recepcionar seus visitantes ilustres com um plantio de mudas nativas da Amazônia.

Em 2011 a CELPA participou na elaboração do Plano de Arborização para a cidade de Belém junto a outras instituições, tais como Museu Paraense Emílio Goeldi, Ministério Público, EMBRAPA, SEMMA, UFRA, SEURB, SEGE, SAGRI, CREA e ACP.

Outro ponto relevante é referente à visita escolar. No segundo semestre de 2011 a CELPA passou a receber escolas, com o intuito de orientar e informar, sobre consumo consciente, educação ambiental e segurança. Na palestra de educação ambiental, as crianças recebem informações e orientações sobre o local adequado para o plantio, sobre a importância de não plantar sob a rede de energia elétrica, sobre o risco de realizar podas, etc.

O sistema de Gestão Ambiental contribuiu muito para que as equipes de poda tenham consciência sobre a importância de realizar a poda de forma adequada, e de não deixar resíduos nas vias públicas.

(*) Informações não auditadas.

41. EVENTO SUBSEQUENTE

Fato relevante - Recuperação judicial

Conforme comunicado ao mercado em anúncio de “Fato Relevante” publicado em 28/2/2012, a Companhia, nos termos da Instrução CVM nº 358, de 3/1/2002, informou que ajuizou, perante a Comarca da Capital do Estado do Pará, pedido de recuperação judicial, nos termos dos artigos 47 e seguintes da Lei nº 11.101/2005, com o objetivo de viabilizar a superação de sua situação de crise

econômico-financeira, a fim de permitir a manutenção da fonte produtora, do emprego dos trabalhadores e dos interesses dos credores, promovendo, assim, a preservação da empresa, sua função social e o estímulo à atividade econômica.

Todos os créditos existentes contra a Companhia até a data do ajuizamento do pedido, ainda que não vencidos, ressalvadas as exceções legais, estão sujeitos à recuperação judicial, nos termos do artigo 49 da Lei nº 11.101/2005, e deverão ser pagos nos termos do plano de recuperação judicial.

O pedido de recuperação judicial da Companhia foi distribuído sob o nº 0005939-47.2012.814.0301, perante a 13ª Vara Cível da Comarca da Capital do Estado do Pará. O processamento da recuperação judicial, nos termos do artigo 52 da Lei nº 11.101/2005, foi deferido por meio de decisão judicial disponibilizada no Diário Oficial em 5/3/2012, que, ainda, nomeou o Sr. Mauro Cesar Lisboa dos Santos como administrador judicial. Com a publicação da referida decisão, teve início, nos termos dos artigos 52, III, e 53, da Lei nº 11.101/2005, o prazo de 60 (sessenta) dias para a Companhia apresentar, em juízo, o seu plano de recuperação judicial, que será submetido à deliberação da Assembleia Geral de credores caso sofra objeções de credores, e o período de 180 (cento e oitenta) dias de suspensão de todas as ações e execuções movidas em face da Companhia relativas aos créditos sujeitos à recuperação judicial.

Durante o procedimento de recuperação judicial, a Companhia permanece na condução da sua atividade empresarial, nos termos do artigo 64 da Lei nº 11.101/2005.

O impacto da recuperação judicial nas demonstrações financeiras da Companhia somente serão conhecidos após a aprovação do plano de recuperação judicial previsto na legislação.

* * *