

CENTRAIS ELÉTRICAS MATOGROSSENSSES S.A. - CEMAT

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

REFERENTES AOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E 2010

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

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. – CEMAT (Companhia ou CEMAT), é uma sociedade por ações de capital aberto, brasileira, com sede na cidade de Cuiabá – MT, atuando na área de distribuição de energia elétrica, além da geração própria por meio de usinas térmicas para o atendimento a sistemas isolados em sua área de concessão legal que abrange todo o Estado de Mato Grosso com 903.358 km², atendendo 1.100.686 consumidores em 141 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.

2. DAS CONCESSÕES

Conforme Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 03/1997, assinado em 11/12/1997, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 11/12/2027, renovável por igual período.

Além do contrato de distribuição acima mencionado, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração nº 04/1997 de 5 Usinas Termelétricas, com as respectivas subestações associadas, com vencimento em 10/12/2027. De acordo com tais contratos, as concessões nas atividades de geração de energia elétrica da Companhia são as seguintes:

Concessão de usinas térmicas	Capacidade total instalada MW	Capacidade total utilizada MW	Data da concessão	Data de vencimento
Concessão de 5 Usinas Termelétricas, são elas: Colniza, Comodoro, Guariba, Paranorte e Rondolândia.	13,35	7,26	10/12/1997	10/12/2027

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 5 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 0,37% 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. Também 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 8 de abril:

- Reajuste tarifário anual: Objetiva restabelecer anualmente o poder de compra da receita obtida pela Companhia. Representa um ajuste referente as flutuações dos custos da Parcela “A” e a inflação (IGP-M) da Parcela “B” decrescido ou acrescido do Fator “X” (meta de eficiência para o próximo período).
- Revisão tarifária extraordinária: Pode ocorrer a qualquer momento quando acontecer um desequilíbrio econômico-financeiro no acordo de concessão.
- Revisão tarifária periódica: Objetiva analisar, a cada 5 anos, o equilíbrio financeiro-econômico da concessão. O processo se dá por meio da revisão da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados com prudência.

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

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

Parcela "A"	Parcela "B"
Encargos setoriais	Receita irrecuperável
Reserva Global de Reversão – RGR (a)	
Conta de Consumo Combustível – CCC (b)	Despesas de operação e manutenção (g)
Taxa de Fiscalização – TFSEE (c)	Pessoal
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	Material
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (e)	Serviços de terceiros
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (f)	Despesas gerais e outras
Operador Nacional do Sistema (ONS)	
Encargos de transmissão	Despesas de capital
Uso das instalações de transmissão	Cotas de depreciação (h)
Uso das instalações de conexão	Remuneração do capital (i)
Uso das instalações de distribuição	
Transporte de energia proveniente de Itaipu	
Compra de energia elétrica para revenda	
Contratos bilaterais de longo prazo e leilões	
Energia de Itaipu	
Contratos iniciais	

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

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

- (c) Encargo que tem a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura de suas despesas administrativas e operacionais. Este é fixado anualmente e pago mensalmente.
- (d) Encargo para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais elétricas e biomassa. Calculado anualmente pela ANEEL, e pago mensalmente pela Companhia.
- (e) Encargo com finalidade de prover recursos para o desenvolvimento e competitividade energética dos estados, bem como, a universalização do serviço de energia elétrica. Seu valor é fixado anualmente pela ANEEL.
- (f) Referente à aplicação de 1% da receita operacional líquida anual, sendo no mínimo 0,75% em pesquisa e desenvolvimento e 0,25% em eficiência energética no setor elétrico.
- (g) Refere-se à parcela da receita destinada à cobertura dos custos diretamente vinculados à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.
- (h) Representa 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 ANEEL, bem como a energia proveniente de leilões efetuados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL / Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, vinculados ao Ministério de Minas e Energia - MME. Seu parque gerador, composto por usinas termelétricas localizadas em sistemas isolados, contribui com aproximadamente 0,27% da totalidade da energia distribuída.

Para a prestação dos serviços, objeto das concessões acima mencionadas, a Companhia possui um quadro próprio de 1920 funcionários, 1.099 prestadores de serviços e 57 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)

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 emissão 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 22.

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 CIRCULANTE			
Consumidores (a)	402.327	316	402.643
Títulos a receber (a)	9.344	(316)	9.028
Total do circulante	665.147	-	665.147
ATIVO NÃO CIRCULANTE			
Realizável a longo prazo			
Cauções e Depósitos Vinculados (b)	26.249	(26.049)	200
Total do realizável a longo prazo	1.038.308	(26.049)	1.012.259
Total do ativo não circulante	2.663.182	(26.049)	2.637.133
TOTAL DO ATIVO	3.328.329	(26.049)	3.302.280
PASSIVO NÃO CIRCULANTE			
Empréstimos e Financiamentos (b)	663.985	(58.280)	605.705
Financiamento por arrendamento mercantil (b)	-	32.231	32.231
Total do passivo não circulante	1.273.468	(26.049)	1.247.419
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.328.329	(26.049)	3.302.280

(a) Reclassificação de parte de perda do valor recuperável da rubrica “Consumidores” para “Títulos a Receber” para melhor apresentação do saldo.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Receita e custo de construção: O custo de construção das obras relativas a distribuição de energia elétrica, é baseado na 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, financiamentos e debêntures, 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	81	-
Salvos bancários	39.446	36.536
Outros investimentos	119.369	72.840
Total	158.896	109.376

6.1. Outros investimentos

Agente financeiro	Tipo de aplicação	Vencimento	Taxas %	31/12/2011	31/12/2010
Banco do Brasil	Fundo de investimento	(*)	(**)	351	307
Banco da Amazônia (BASA)	Título de capitalização	(*)	TR + 6,00 a.a.	655	-
Banco Bradesco	CDB	(*)	20,00 CDI	7.156	472
Banco Daycoval	CDB	(*)	100,00 CDI	93.436	58.425
Banco Itaú	CDB	(*)	98,00 CDI	12.362	23
Banco Safra	CDB	(*)	10,00 CDI	1.175	9.818
Banco Máxima	CDB	(*)	105,00 CDI	4.234	3.794
Banco HSBC	CDB	(*)	100,00 CDI	-	1
Total				119.369	72.840

(*) 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	569.562	456.847	143.005	166.638
(-) Perda no valor recuperável (Provisão para crédito de liquidação duvidosa)	(31.844)	(54.204)	-	-
Total	537.718	402.643	143.005	166.638

7.1. Consumidores

Classe de consumidores	SalDOS vincendos	SalDOS vencidos				Total	
		até 90 dias	de 91 até 360 dias	mais de 361 dias	Total	31/12/2011	31/12/2010
Circulante							
Residencial	74.635	49.739	8.021	24.178	81.938	156.573	131.090
Industrial	49.818	13.711	6.624	11.153	31.488	81.306	75.849
Comércio, serviços e outras atividades	53.466	21.860	3.889	15.047	40.796	94.262	78.779
Rural	23.152	7.203	1.562	3.617	12.382	35.534	23.090
Poder público:							
Federal	1.566	1.477	17	301	1.795	3.361	3.022
Estadual	6.280	654	32	26	712	6.992	3.879
Municipal	10.905	5.231	2.021	23.295	30.547	41.452	37.968
Iluminação pública	5.549	1.225	62	10.542	11.829	17.378	17.050
Serviço público	13.404	11.373	10.809	53.041	75.223	88.627	66.897
(-) Ajuste a valor presente (c)	(107)	-	-	-	-	(107)	(61)
Redução de tarifa irrigação e aquicultura (b)	504	-	-	-	-	504	1.531
Redução de uso do sistema de distribuição	19.206	-	-	-	-	19.206	475
Subtotal - Consumidores	258.378	112.473	33.037	141.200	286.710	545.088	439.569
Participação financeira do consumidor	1.518	140	2	180	322	1.840	1.649
Comercialização na CCEE (a)	7.727	-	-	-	-	7.727	291
Programa emergencial de redução do consumo	-	-	-	162	162	162	289
Encargos de capacidade emergencial	-	-	-	2.258	2.258	2.258	2.392
Concessionários/permissionários	746	-	-	-	-	746	746
Encargos de uso da rede elétrica	2.433	-	-	-	-	2.433	2.682
Outros	2.175	3.116	892	3.125	7.133	9.308	9.229
Total	272.977	115.729	33.931	146.925	296.585	569.562	456.847
Não circulante							
Consumidores	79.326	-	-	-	-	79.326	93.381
(-) Ajuste a valor presente (c)	(1.234)	-	-	-	-	(1.234)	(1.119)
Participação financeira do consumidor	39.553	-	-	-	-	39.553	48.090
Comercialização na CCEE (a)	5.796	-	-	-	-	5.796	2.962
Redução de tarifa irrigação e aquicultura (b)	1.964	-	-	-	-	1.964	-
Redução de uso do sistema de distribuição	16.360	-	-	-	-	16.360	21.952
Outros	1.240	-	-	-	-	1.240	1.372
Total	143.005	-	-	-	-	143.005	166.638

Do valor total de contas a receber em 31/12/2011, R\$ 137.476 (R\$ 139.432 em 31/12/2010) se referem a renegociações.

(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\$ 13.523, 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	1.531	-
Apropriado no período	561	3.775
Amortizado no período	(2.982)	(488)
Atualizado no período	35	36
Valor transferido circulante - não circulante	1.359	(1.359)
Saldo em 31/12/2011	504	1.964

(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>
Circulante		
Residencial	(12.976)	(11.935)
Industrial	(2.310)	(22.098)
Comércio, serviços e outras atividades	(7.252)	(11.530)
Rural	(902)	(1.263)
Poder Público	(1.337)	(1.284)
Iluminação Pública	(596)	(675)
Serviço Público	(3.005)	(2.291)
Outras receitas	(3.466)	(3.128)
Total	<u>(31.844)</u>	<u>(54.204)</u>
 Movimentação:	 <u>31/12/2011</u>	 <u>31/12/2010</u>
Saldo do início do exercício	(54.204)	(45.495)
Perdas no exercício	30.358	669
Recuperação de perdas	(383)	(383)
Complemento de provisão	(7.615)	(8.995)
Saldo do final do exercício	<u>(31.844)</u>	<u>(54.204)</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, cuja perda não é considerada como incorrida.

O valor de recebíveis vencidos e não provisionados em 31/12/2011 é de R\$ 123.367 (R\$ 109.010 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
Faturas parceladas	8.294	8.262	-	-
Outros títulos a receber	793	1.082	-	-
Processo execução de precatórios P.M. de Cuiabá (a)	-	-	50.258	49.751
Valor de aquisição dos créditos fiscais (b)	-	-	28.030	28.030
(-) Perda no valor recuperável (b)	(316)	(316)	(28.030)	(28.030)
Total	8.771	9.028	50.258	49.751

(a) Refere-se a Processo de Ação de Execução de Precatório nº 383/2001 contra a Prefeitura de Cuiabá – MT. Atualmente o processo evoluiu do 52º lugar em 2006, para 45º lugar em 2011 na listagem de precatórios pendentes de pagamento por parte da Prefeitura de Cuiabá.

(b) 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
Impostos de renda e contribuição social:				
Imposto de renda (a)	8.245	4.166	4.692	4.611
Contribuição social (a)	803	1.854	1.572	1.545
Subtotal	9.048	6.020	6.264	6.156
Outros impostos e contribuições a compensar:				
ICMS (b)	26.653	31.489	20.587	25.766
(-) Ajuste a valor presente (b)	(1.350)	(1.775)	(4.345)	(5.293)
ICMS ajustado	25.303	29.714	16.242	20.473
INSS	1.034	306	-	-
ISS - DEMANDA	-	-	90	-
Outros	-	375	-	-
Subtotal	26.337	30.395	16.332	20.473
Total	35.385	36.415	22.596	26.629

(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.

O ICMS a compensar apurado na aquisição de bens do ativo intangível 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.

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	(30.284)	(12.355)	(2.889)	(957)
Impostos diferidos - variação líquida	(17.609)	(6.710)	(12.614)	(4.337)
	(47.893)	(19.065)	(15.503)	(5.294)

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				
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social (ajustado)	197.138	197.138	27.799	27.799
Adições(exclusões) Permanentes				
Despesas Inedutíveis	624	624	703	703
Multas Inedutíveis	1.364	-	7.034	-
Gratificações / Participações Administradores	563	-	526	-
Efeitos da Lei 11.638/2007	(10.970)	(10.970)	6.427	6.427
Multas regulatórias	(15.693)	-	-	-
Componente financeiro	23.728	23.728	-	-
Outras	(1.794)	1.317	20.469	23.893
Subtotal	(2.178)	14.699	35.159	31.023
Base de cálculo dos impostos	194.960	211.837	62.958	58.822
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Saldo apurado	(48.740)	(19.065)	(15.740)	(5.294)
Créditos sobre incentivos fiscais	847	-	237	-
Receita(despesa) com impostos	(47.893)	(19.065)	(15.503)	(5.294)
Taxa efetiva	24,29%	9,67%	55,77%	19,04%

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.

	Não circulante			
	31/12/2011		31/12/2010	
Natureza	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Provisão para contingências trabalhistas e cíveis (a)	2.430	2.430	2.524	2.524
Provisão para crédito de liquidação duvidosa (a)	60.190	60.190	82.550	82.550
Prejuízos fiscais e base negativa (b)	187.743	413.651	241.887	471.926
Ajustes da Lei 11.638/2007 (c)	16.606	16.606	5.636	5.636
Base de cálculo dos impostos diferidos	266.969	492.877	332.597	562.636
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Impostos diferidos não circulante	66.742	44.359	83.149	50.637

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 até o ano de 2019 conforme demonstrado abaixo:

2012	2013	2014	2015	2016	Após 2016	Total
21.800	22.191	20.480	8.699	4.856	33.075	111.101

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:				
Passivos regulatórios (a)	37.999	37.999	-	-
Base de cálculo dos impostos diferidos	37.999	37.999	-	-
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Impostos diferidos não circulante (outros)	9.500	3.420	-	-

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

(a) Realização dos lucros

	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	839.154	839.154	839.154	839.154
(-) Reversão de reavaliação anterior	(189.560)	(189.560)	(189.559)	(189.559)
(-) Depreciação / baixas	(286.313)	(286.313)	(253.119)	(253.119)
Base de cálculo	363.281	363.281	396.476	396.476
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Encargos tributários sobre reserva de reavaliação	90.820	32.695	99.118	35.683
Total dos tributos diferidos	100.320	36.115	99.118	35.683

10.5. Movimentação dos tributos diferidos

	31/12/2010	Reconhecidos no resultado	31/12/2011
Imposto de renda:			
Provisão para contingências trabalhistas e cíveis	631	(23)	608
Perda no valor recuperável	20.638	(5.591)	15.047
Prejuízos fiscais	60.471	(13.535)	46.936
Outros ativos regulatórios	-	(9.500)	(9.500)
Encargos de reavaliação	(99.118)	8.298	(90.820)
Ajustes da Lei 11.638/2007	1.409	2.742	4.151
Total	(15.969)	(17.609)	(33.578)

	31/12/2010	Reconhecidos no resultado	31/12/2011
Contribuição social:			
Provisão para contingências trabalhistas e cíveis	227	(8)	219
Perda no valor recuperável	7.429	(2.012)	5.417
Base negativa	42.473	(5.244)	37.229
Outros ativos regulatórios	-	(3.420)	(3.420)
Encargos de reavaliação	(35.683)	2.988	(32.695)
Ajustes da Lei 11.638/2007	508	986	1.494
Total	14.954	(6.710)	8.244

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	3.703
Valor provisionado	2.371
Valor homologado	2.714
Valor recebido	(5.236)
Saldo em 31/12/2011	3.552

12. SUB-ROGAÇÃO DA CCC

Em conformidade com as disposições da Resolução ANEEL nº 784, de 24/12/2002, e Resolução Autorizativa - ANEEL nº 81, de 9/3/2004, a Companhia foi enquadrada na sub-rogação do direito de uso da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC, devido à implantação de projetos elétricos que proporcionaram a redução do dispêndio da CCC, que contribui para a modicidade das tarifas aos consumidores finais, relativo ao sistema de transmissão Brasnorte/Juara/Juína.

Para fins de cálculo do benefício, o empreendimento foi dividido em 2 fases distintas.

Na 1ª Fase denominada de Transmissão Campo Novo / Brasnorte, foram aplicados recursos na ordem de R\$ 12.094, fiscalizada e aprovada pela ANEEL. A Companhia recebeu como sub-rogação o valor de R\$ 3.045 em 2004 e R\$ 6.026 em 2005, o que equivale a 75% do custo da obra.

Na 2ª Fase denominada Linha de Transmissão Juara / Juína foi aplicado o montante de R\$ 55.904 para a conclusão da obra. O valor de sub-rogação desta obra é de R\$ 41.928, mais a correção do IGP-M para o período, no montante de R\$ 244, totalizando R\$ 42.172, dos quais R\$ 32.623 foram recebidos em 2006 e R\$ 9.549 em 2007, o que corresponde a 75% do investimento.

Foram ainda homologados os seguintes projetos:

- Sistema de Transmissão Sapezal, aprovado pela Resolução Autorizativa nº 320, de 19/9/2005, alterado pela Resolução Autorizativa nº 1.698, de 2/12/2008, teve o investimento total de R\$ 17.386 e sub-rogação de R\$ 13.040, a ser recebido em 103 parcelas a partir de janeiro de 2006. Já foram recebidos em 2006 o montante de R\$ 549, R\$ 2.459 em 2007 e R\$ 1.364 em 2008, R\$ 5.925 em 2009, R\$ 1.221 em 2010 e R\$ 1.328 em 2011, totalizando R\$ 12.846;
- Sistema Tabaporã, aprovado pela Resolução Autorizativa nº 512 de 11/4/2006, num investimento total de R\$ 3.078 e valor sub-rogado de R\$ 2.132 recebido integralmente em 2006;
- Sistema de Transmissão Nova Monte Verde, com subsídio aprovado de R\$ 56.542 por meio da Resolução Autorizativa nº 897 de 2/5/2007, com previsão de início do recebimento em 2009 em 48 parcelas, a partir de abril de 2009. Foram recebidos em 2009 o montante de R\$ 8.330, R\$ 11.888 em 2010 e R\$ 16.830 em 2011, totalizando R\$ 37.048;
- Sistema de Transmissão Baixo Araguaia, com subsídio aprovado no valor de R\$ 152.916 por meio da Resolução Autorizativa nº 906 de 2/5/2007 com previsão de recebimento em 48 parcelas, a partir de janeiro de 2009. Foram recebidos em 2009 o montante de R\$ 27.065, R\$ 47.058 em 2010 e R\$ 43.524 em 2011, totalizando R\$ 117.647;
- Sistema de Transmissão Juruena, com projeto e subsídio aprovado no montante de R\$ 40.310, por meio da Resolução Autorizativa nº 1.371 de 20/5/2008. Foram recebidos em 2011 o montante de R\$ 6.557;
- Sistema de Transmissão Sapezal / Comodoro, com projeto e subsídio aprovado no montante de R\$ 32.254, por meio da Resolução Autorizativa nº 1.877 de 7/4/2009, com recebimento, a partir de 2011, em 82 parcelas. Foram recebidos em 2011, o montante de R\$ 3.973;

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.

A CEMAT tem registrado os valores referentes a esse subsídio da seguinte forma:

Obra	Status	Valor	Valor	Recebido	A receber	
		aplicado	sub-rogado		31/12/2011	31/12/2010
Sistema Brasnorte/Juara/Juína-Trecho Campo Novo/Brasnorte	em serviço	12.094	9.071	9.071	-	-
Sistema Brasnorte/Juara/Juína-Trecho Juara/Juína	em serviço	55.904	42.172	42.172	-	-
Sistema de Transmissão Sapezal	em serviço	17.386	13.040	12.846	194	286
Sistema de Transmissão Tabaporã	em serviço	3.078	2.132	2.132	-	-
Sistema de Transmissão Nova Monte Verde	em serviço	62.917	56.542	37.048	19.494	36.324
Sistema de Transmissão Baixo Araguaia	em serviço	184.932	152.916	117.647	35.269	78.793
Sistema de Transmissão Juruena	em serviço	52.135	40.310	6.557	33.753	40.310
Sistema de Transmissão Sapezal / Comodoro	em curso	38.796	32.254	3.973	28.281	32.254
Total		427.242	348.437	231.446	116.991	187.967
Circulante					98.118	22.300
Não circulante					18.873	165.667

Do montante pendente de recebimento as obras do sistema Sapezal/Comodoro encontram-se em curso e, pela regra estabelecida pela ANEEL, os valores do benefício só serão repassados à Concessionária após a sua efetiva energização.

13. OUTROS ATIVOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Adiantamento a fornecedores	2.958	2.090	-	-
Valores a recuperar de empregados	2.786	3.020	-	-
Alienação de bens e direitos	3.299	1.898	-	-
Cheques em cobrança especial	1.508	1.518	-	-
Despesas pagas antecipadamente	1.500	874	-	-
Plano de Universalização	4.575	-	-	-
Desativações em curso (a)	2.514	4.422	-	-
Títulos e valores mobiliários	164	648	-	-
Créditos de conta de energia elétrica	287	1.166	-	-
ICMS - Aquisição de crédito terceiros	-	-	11.136	11.136
Ativos mantidos para venda	3.245	14	-	-
Outros créditos a receber	593	176	789	789
Total	23.429	15.826	11.925	11.925

(a) Refere-se às 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 intangível ou realização.

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. As captações posteriores ao não atendimento do indicador foram efetuadas após obtenção de anuência do FI-FGTS. Os demais limites operacionais do acordo foram atendidos.

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

14.1. Transações e saldos com empresas relacionadas

	Relacionamento	31/12/2011	31/12/2010
Transações de mútuos:			
Receitas financeiras	-	12.391	11.893
Despesas financeiras	-	(19)	(1.374)
Receita de uso da rede elétrica (a):			
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	Coligada	1.815	1.492
Custo na compra de energia elétrica (a):			
Tangará Energia S.A.	Coligada	(82.585)	(76.194)
Custo de prestação de serviços:			
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	Coligada	(2.588)	(1.707)
SALDOS ATIVOS			
Circulante (a)			
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	Coligada	59	190
Total		59	190
Não circulante			
Valores a recuperar:			
Rede Energia S.A.	Controladora	1.124	1.124
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	Coligada	-	144
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A. - EDEVP	Coligada	60	59
Cia Nacional de Energia Elétrica - CNEE	Coligada	-	1
		1.184	1.328
Conta corrente (b):			
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Coligada	10.922	15.575
Empresa Elétrica Bragantina S.A. - EEB	Coligada	9.168	5.017
Cia Nacional de Energia Elétrica - CNEE	Coligada	3.318	-
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	Coligada	16.106	-
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	Coligada	65.099	28.833
		104.613	49.425
Alienações de bens e direitos (c):			
Rede Power do Brasil S.A.	Coligada	53.143	49.561
Total		158.940	100.314

SALDOS PASSIVOS

Circulante

Fornecedores (a):

Rede Eletricidade e Serviços S.A.
Tangará Energia S.A.

<u>Relacionamento</u>	<u>31/12/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
Coligada	228	236
Coligada	9.284	6.985
	<u>9.512</u>	<u>7.221</u>

Dividendos

Rede Energia S.A.

Total

Controladora	6.012	-
	<u>6.012</u>	<u>-</u>

Juros sobre capital próprio:

Rede Energia S.A.

Total

Controladora	7.614	1.986
	<u>7.614</u>	<u>1.986</u>

Não circulante

Valores a reembolsar:

Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A. - EDEVP
Empresa Elétrica Bragantina S.A. - EEB

Total

Coligada	-	9
Coligada	-	24
	<u>-</u>	<u>33</u>

(a) Contratos relacionados ao setor elétrico

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

(b) Conta corrente

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

As empresas Geradoras e Não Concessionárias (mutuantes) darão em empréstimos, recursos financeiros dentro dos limites para os saldos credores estabelecidos no contrato, às Distribuidoras (mutuarias), 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 Centrais Elétricas do Pará S.A. – CELPA foi incluída no contrato na condição de mutuária, somente podendo receber recursos das demais distribuidoras.

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

(c) Alienação de bens e direitos

Corresponde ao valor a receber da Rede Power do Brasil S.A. relativo à alienação das participações societárias na Rede Lajeado Energia S.A. e Juruena Energia S.A., de acordo com Instrumento Particular de Venda e Compra de Ações no valor total de R\$ 37.414, a ser pago em 60 parcelas mensais e sucessivas com carência de 3 anos vencendo a 1ª parcela em 23/12/2008 com remuneração de CDI mais 2% de juros a.a. Essa alienação tem a anuência da ANEEL, dada por meio do Despacho nº 2.146 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira de 20/12/2005.

Em novembro/2007, por meio do primeiro termo aditivo ao Instrumento Particular de Venda e Compra de ações foi renegociada a remuneração e forma de pagamento adequando o respectivo encargo para IGP-M + 2% a.a. e o pagamento em 10 parcelas anuais vencendo a 1ª em 30/6/2008. Esse aditamento tem a anuência da ANEEL, dada por meio da Despacho nº 3.457 de 21/11/2007 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira publicada 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\$ 2.843 (R\$ 3.089 em 31/12/2010) e, o valor correspondente a benefícios pós-emprego, foi de R\$ 103.

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 onde 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\$ 1.196 (R\$ 891 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\$ 49 (R\$ 55 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\$ 105 (R\$ 105 em 2010).

- **Compartilhamento de link de dados:**

- a. Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS e CEMAT, no qual os custos mensais estimados de R\$ 13 referentes ao link de dados são suportados pela CEMAT e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 16/4/2012 e foi dispensada a anuência da ANEEL por meio do Ofício nº 920/2008. Os gastos totais da Companhia relativos a este contrato, no exercício de 2011, foram de R\$ 15 (R\$ 74 em 2010).

- b. Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS CEMAT e CELPA, no qual os custos mensais estimados de R\$ 23, 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\$ 5 (R\$ 184 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\$ 76 (R\$ 50 em 2010).

15. INVESTIMENTOS

Propriedades para investimentos avaliadas a custo:

	31/12/2011	31/12/2010
Edificações, obras civis e benfeitorias	4.168	4.122
Terrenos	1.385	1.439
Outros investimentos	875	882
Total	6.428	6.443

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.

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	436.081	346.770
Ativo intangível	1.649.830	1.618.431
Total	2.085.911	1.965.201

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

	<u>31/12/2010</u>	<u>Adições</u>	<u>Baixas</u>	<u>Transferências</u>	<u>31/12/2011</u>
Em serviço:					
Custo					
Geração	13.342	-	(159)	-	13.183
Distribuição	3.341.353	-	(39.020)	344.885	3.647.218
Comercialização	6.027	-	(31)	32	6.028
Administração	113.398	-	(980)	23.502	135.920
Subtotal	3.474.120	-	(40.190)	368.419	3.802.349
(-) Obrigações vinc. à concessão	(590.913)	-	-	(84.056)	(674.969)
Total do custo	2.883.207	-	(40.190)	284.363	3.127.380
(-) Amortização					
Geração	(6.098)	(566)	127	-	(6.537)
Distribuição	(899.087)	(149.989)	18.646	-	(1.030.430)
Comercialização	(3.063)	(392)	-	-	(3.455)
Administração	(38.549)	(12.532)	1.011	-	(50.070)
Subtotal	(946.797)	(163.479)	19.784	-	(1.090.492)
Obrigações vinc. à concessão	38.501	19.677	-	-	58.178
Total da amortização	(908.296)	(143.802)	19.784	-	(1.032.314)
Total em serviço	1.974.911	(143.802)	(20.406)	284.363	2.095.066
Em Curso:					
Geração	750	1.214	(19)	(1.033)	912
Distribuição	392.769	277.363	(5.421)	(325.929)	338.782
Comercialização	3	-	(3)	-	-
Administração	22.117	27.583	(90)	(41.457)	8.153
Subtotal	415.639	306.160	(5.533)	(368.419)	347.847
Obrigações vinc. à concessão	(425.349)	(90.804)	75.095	84.056	(357.002)
Total em curso	(9.710)	215.356	69.562	(284.363)	(9.155)
Total	1.965.201	71.554	49.156	-	2.085.911

Os bens referentes aos contratos de concessão estão constituído 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	13.463	-	-	13.463	-	13.463
Edificações, obras civis e benfeitorias	75.169	(28.823)	34.492	11.854	35.649	11.053
Máquinas e equipamentos	3.611.815	(1.027.928)	2.131.315	452.572	2.054.598	368.057
Veículos	65.769	(23.583)	42.186	-	37.642	-
Móveis e utensílios	4.112	(2.737)	1.375	-	1.547	-
Servidões (a)	22.186	(2)	105	22.079	104	1.601
Softwares (b)	9.835	(7.419)	2.416	-	3.609	-
(-) Obrigações vinculadas à concessão	(674.969)	58.178	(552.904)	(63.887)	(505.008)	(47.404)
Subtotal	3.127.380	(1.032.314)	1.658.985	436.081	1.628.141	346.770
Em curso:						
Terrenos	341	-	341	-	341	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	4.379	-	4.379	-	2.234	-
Máquinas e equipamentos	271.977	-	271.977	-	341.727	-
Veículos	-	-	-	-	7.713	-
Móveis e utensílios	2	-	2	-	-	-
Material em depósito	56.342	-	56.342	-	39.072	-
Servidões (a)	7.702	-	7.702	-	6.127	-
Softwares (b)	5.426	-	5.426	-	13.642	-
Outros	1.678	-	1.678	-	4.783	-
(-) Obrigações vinculadas à concessão	(357.002)	-	(357.002)	-	(425.349)	-
Subtotal	(9.155)	-	(9.155)	-	(9.710)	-
Total	3.118.225	(1.032.314)	1.649.830	436.081	1.618.431	346.770

(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	4,25%	13.183	(1.010)	(6.537)	5.636	(200)	5.436
Distribuição	4,35%	3.647.218	(406.983)	(1.030.430)	2.209.805	(618.489)	1.591.316
Comercialização	6,56%	6.028	(389)	(3.455)	2.184	2.174	4.358
Administração	10,43%	135.920	(27.699)	(50.070)	58.151	(276)	57.875
Subtotal		3.802.349	(436.081)	(1.090.492)	2.275.776	(616.791)	1.658.985
Em curso:							
Geração		912	-	-	912	-	912
Distribuição		338.782	-	-	338.782	(356.927)	(18.145)
Comercialização		-	-	-	-	(55)	(55)
Administração		8.153	-	-	8.153	(20)	8.133
Subtotal		347.847	-	-	347.847	(357.002)	(9.155)
Total		4.150.196	(436.081)	(1.090.492)	2.623.623	(973.793)	1.649.830

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

A amortização reflete o padrão de consumo dos bens em relação aos benefícios econômicos dos ativos da concessão, que é representado pela depreciação definida na Resolução ANEEL nº 367/2009, conforme segue:

	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	(490.590)	(463.020)	(7.613)	(7.608)	(498.203)	(470.628)
Participação da União	(17.432)	(18.369)	(1.600)	(1.600)	(19.032)	(19.969)
Participação do Estado	(3.123)	(1.955)	-	-	(3.123)	(1.955)
Participação dos Municípios	(4.202)	(4.213)	(20)	(20)	(4.222)	(4.233)
Doações e subv. destinadas a invest. do serv. concedido	(90.389)	(97.607)	(8.592)	(8.592)	(98.981)	(106.199)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(325)	(341)	(34)	(34)	(359)	(375)
Universalização do serviço público de energia elétrica	(303.825)	(344.832)	(46.028)	(29.551)	(349.853)	(374.383)
Outros	(20)	(20)	-	-	(20)	(20)
Total	(909.906)	(930.357)	(63.887)	(47.405)	(973.793)	(977.762)

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, no qual 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 (redução)
Geração	183.051	112.947	70.104
Transmissão	1.795	2.677	(882)
Distribuição	1.208.244	815.424	392.820
Administração	43.444	37.265	6.179
Total	1.436.534	968.313	468.221
Impostos diferidos			(156.358)
Reavaliação anterior			150.728
Provisão de impostos sobre reserva de reavaliação de bens não depreciables			(3.494)
Realização da reserva de reavaliação líquida de impostos diferidos (depreciação/baixas/reversão)			(216.219)
Reserva de reavaliação própria registrada no patrimônio líquido em 31/12/2011			242.878

O efeito no resultado do exercício findo em 31/12/2011, oriundo das amortizações e baixas foi de R\$ 21.909 (R\$ 24.480 em 31/12/2010), líquido dos efeitos tributários.

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\$ 994.915, para atendimento a 121.884 ligações. Dos contratos já concluídos, cujo montante é de R\$ 1.032.710 e foram ligados 115.367 consumidores. Dos contratos em andamento no montante R\$ 112.254, serão ligados 6.517 consumidores até 31/12/2012.

Está em fase de contratação e assinatura junto a ELETROBRÁS a 6ª Tranche do Programa, que prevê a ligação de mais 5.227 consumidores.

16.2. Encargos financeiros e efeitos inflacionários

Os juros, as variações monetárias, e os demais encargos financeiros e as receitas auferidas 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\$ 24.391 (R\$ 18.457 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	122.499	84.850
Energia livre	6.508	6.508
Aquisição de combustível	135	5.423
Encargos de uso da rede elétrica	3.910	3.356
Materiais e serviços	50.453	26.895
Total	183.505	127.032

18. OBRIGAÇÕES FISCAIS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Obrigações fiscais Federais:				
Imposto de renda	5.139	4.895	-	-
Contribuição social	2.692	2.564	-	-
Subtotal	7.831	7.459	-	-
Outras obrigações fiscais Federais:				
IRRF	4.027	1.623	-	-
Previdência social	3.266	2.703	-	-
FGTS	967	702	-	-
PIS	7.764	8.513	-	-
COFINS	35.762	40.264	-	-
IOF	-	24	-	-
Outros	508	-	-	-
Subtotal	52.294	53.829	-	-
Parcelamentos:				
Parcelamento Lei 11.941/2009 (a)	38.145	53.521	22.252	116.248
Parcelamento ordinário - PIS (b)	5.372	-	69.996	-
Parcelamento ordinário - COFINS (b)	24.744	-	15.197	-
Subtotal	68.261	53.521	107.445	116.248
Total de outras obrigações fiscais Federais	120.555	107.350	107.445	116.248
Total de obrigações fiscais Federais	128.386	114.809	107.445	116.248
Obrigações fiscais Estaduais:				
ICMS	91.747	49.662	587	587
Total de obrigações fiscais Estaduais	91.747	49.662	587	587
Obrigações fiscais Municipais:				
ISS	288	270	-	-
Total de obrigações fiscais Municipais	288	270	-	-
Total de outras obrigações fiscais	212.590	157.282	108.032	116.835
Total de obrigações fiscais	220.421	164.741	108.032	116.835

(a) Refere-se a saldos remanescentes do Parcelamento Excepcional - PAEX mantidos junto a Receita Federal do Brasil em função da adesão, em setembro de 2009, as 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
Saldo consolidado em 31/12/2010	169.769
Encargos	8.306
Reclassificação contábil (*)	(54.524)
Amortizações	(63.154)
Saldo consolidado em 31/12/2011	60.397

(*) A Companhia reclassificou o referido montante de parcelamento da Lei nº 11.941/2009 para parcelamento ordinário.

(b) Em Abril/2011 a Companhia firmou junto a Receita Federal do Brasil, Pedido de Parcelamento do PIS e da COFINS referente aos meses de Setembro/2010 a Fevereiro/2011 e renegociou parcelamento anterior referente aos meses de Setembro/2009 a Fevereiro/2010, o qual será quitado em 60 parcelas. O valor de cada parcela será acrescido de juros correspondentes a variação da taxa SELIC. A primeira parcela foi paga em Abril/2011.

19. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

19.1. Composição

	31/12/2011		31/12/2010	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Moeda nacional:				
Eletrobrás	61.422	298.660	48.716	356.579
FINAME	1.323	129	1.581	1.457
Investimento	41.004	53.321	80.626	25.797
Capital de giro - CDI	92.075	165.515	139.729	77.926
Capital de giro - IPCA	23.354	10.001	21.096	23.334
Capital de giro - TR	-	-	971	-
Subtotal	219.178	527.626	292.719	485.093
(-) Custo de transação	(3.293)	(4.573)	-	-
Total moeda nacional	215.885	523.053	292.719	485.093
Moeda estrangeira:				
BID	36.763	68.063	42.144	92.031
Unit Notes	11.724	-	10.775	10.053
Tesouro Nacional	3.368	40.538	3.969	38.643
Subtotal	51.855	108.601	56.888	140.727
(-) Cauções	-	(28.221)	-	(20.115)
Total moeda estrangeira	51.855	80.380	56.888	120.612
Total geral	267.740	603.433	349.607	605.705
Principal	253.270	608.006	324.259	605.705
Encargos	14.470	(4.573)	25.348	-

19.2. Composição do saldo devedor por moeda/indexador

	31/12/2011	%	31/12/2010	%
Moeda nacional:				
URTJLP	1.452	0,19	3.039	0,39
UFIR	360.082	48,22	404.355	51,99
CDI	351.915	47,12	324.078	41,67
IPCA	33.355	4,47	44.430	5,71
TR	-	-	971	0,12
FINEL	-	-	939	0,12
Subtotal	746.804	100,00	777.812	100,00
(-) Custo de transação	(7.866)		-	
Total moeda nacional	738.938		777.812	
Moeda estrangeira:				
Dólar norte-americano				
LIBOR	29.051	18,11	79.464	40,21
PRÉ-FIXADO	131.405	81,89	118.151	59,79
Subtotal	160.456	100,00	197.615	100,00
(-) Cauções	(28.221)		(20.115)	
Total moeda estrangeira	132.235		177.500	
Total	871.173		955.312	

19.3. Detalhamento dos empréstimos e financiamentos

Moeda nacional:

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

- empréstimos tomados para expansão dos sistemas de sub-transmissão, distribuição, comercialização, Programa Nacional de Irrigação e Programa Luz no Campo, sendo que a data de vencimento do último contrato ocorrerá em agosto/2022, com amortização mensal e trimestral, e as taxas de juros variam de 6% a 8% a.a., mais a variação do FINEL e UFIR, todos os contratos com carência de dois anos para o início das amortizações.

- houve a liberação da 1ª parcela no mês de agosto/2008, do contrato ECF nº 2.673/2007, provindo dos recursos da RGR e trata do Programa Nacional de Iluminação Pública Eficiente, datado de 4/6/2008, com vencimento em novembro/2014, com prazo de amortização de 60 meses e carência de 15 meses a partir da 1ª liberação à taxa de juros de 5% a.a..

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

b. Finame: investimentos no sistema de transmissão, distribuição e comercialização. A taxa média de juros de 4,35% a.a., acrescido da variação da TJLP, com amortização mensal e vencimento da última parcela ocorrendo em abril/2016.

c. Capital de giro: As operações de capital de giro são indexadas a CDI ou IPCA, com amortização mensal e vencimento da última parcela em março/2016.

- Operações indexadas a CDI, com taxa média ponderada de 3,92% a.a.
- Operações indexadas a IPCA, com taxa média ponderada de 10,75% a.a.

Dentro destas operações existe contrato com taxa de juros efetiva de 4,42% 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\$ 2.847.

Os custos de transação a serem amortizados são:

Vencimento:	31/12/2011
2012	3.293
2013	2.399
2014	1.517
2015	636
2016	21
Total	7.866

d. Investimentos: contratos firmados pela Companhia, cujos recursos destinam-se a investimentos conforme abaixo:

- contrato, empréstimo ponte com o Bradesco, assinado em julho/2007, com a finalidade de construção de linhas de transmissão e ampliação de subestações, conforme elenco de obras subrogados com recursos da CCC por meio da Resolução nº 906, de 2/5/2007, com taxas de juros de 2% a.a. mais a variação de CDI, com pagamentos de juros ocorrendo em abril, agosto e outubro de 2008, e amortização das parcelas de principal mais encargos em 42 meses vencendo a primeira em janeiro/2009 a última em junho/2012;
- contrato, empréstimo ponte com o Banco Santander, assinado em março/2008, com a finalidade de construção de linhas de transmissão e ampliação de subestações, conforme elenco de obras subrogados com recursos da CCC por meio da Resolução nº 897 de 2/5/2007, com taxas de juros de 1,55% a.a. mais a variação de CDI, com a amortização das parcelas de principal e encargos em 48 meses vencendo a primeira em janeiro/2009 a última em dezembro/2012;
- contrato, empréstimo ponte com o ITAÚ BBA, assinado em dezembro/2008 e março/2009, com a finalidade de interligação da região de Jurueña ao Sistema Interligado Nacional - SIN, com taxas de juros de 4,3% a.a. mais a variação de CDI, com pagamento único para quitação em junho/2010, no valor R\$ 40.000. Por meio de aditivos, a taxa passou a ser de 4,9% a.a. mais a variação de CDI e pagamentos mensais a partir de junho/2011 com vencimento da última parcela e junho/2016;
- contrato, empréstimo ponte com o Banco Fibra, assinado em agosto/2010, com a finalidade de construção de linhas de transmissão e ampliação de subestações, conforme elenco de obras subrogadas com recursos da CCC por meio da Resolução nº 1.877, de 7/4/2009 com taxas de juros de 4,43% a.a. mais a variação do CDI, com a amortização das parcelas de principal e encargos em 45 meses vencendo a primeira em dezembro/2011 e a última em agosto/2015.

Moeda estrangeira:

a. Empréstimo *Unit Notes*: em fevereiro/2006, a CEMAT efetuou a emissão de US\$ 50.000 relativos à *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 22). Em agosto de 2007, a Companhia antecipou pagamentos no montante de US\$ 31.899, correspondentes a R\$ 61.231.

b. Investimento - BID: a CEMAT, em junho/2006, tomou empréstimos junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID. Entre os anos de 2006 a 2008 foram liberados US\$ 114.500 dos recursos dos empréstimos aprovados. Do total liberado, US\$ 75.000 são provenientes de recursos próprios do BID (denominados como “A Loan” ou parte “A”) e US\$ 39.500 são provenientes de um sindicato de bancos (clubdeal) composto pelo Banco Soci  t   G  n  rale e Banco Ita   Europa, ou parte “B”. A parte “A” do financiamento ter   o prazo total de nove anos para liquida  o, sendo 3 anos de car  ncia e mais 6 para amortiza  o do principal. A parte “B” ter   o prazo total de 6 anos para liquida  o, sendo 3 anos de car  ncia e mais 3 anos para amortiza  o. As amortiza  es tanto do principal quanto dos encargos ser  o trimestrais. O custo da parte “A”    de Libor acrescida de spread de 4,3% a.a. e a parte “B” de Libor acrescida de spread de 3,9% a.a. mais varia  o cambial. O montante do principal dessa opera  o foi parcialmente protegido contra as oscila  es da varia  o cambial, por meio de instrumentos derivativos (vide nota explicativa n   22).

c. Tesouro nacional: Banco do Brasil S.A. – reestrutura  o da d  vida externa, com garantias do Tesouro Nacional, contratos assinados em 18/3/1998 e 22/9/1999 com taxas de juros pr   que variam de 6,2% a 8,2% a.a. e taxas que variam de 0,81% a 0,88% a.a. mais taxa Libor semestral e varia  o cambial, com amortiza  o semestral, e a data do   ltimo vencimento ser   em abril/2024, com garantias de aval do Governo do Estado, receita pr  pria e dep  sito cau  o de parte da d  vida, atualizado mediante aplica  o da m  dia ponderada das varia  es dos pre  os dos “B  nus de Zero Cupom do

Tesouro dos Estados Unidos da América” (“US\$ Treasury Zero Coupon Bond”) cujo saldo em 31/12/2011 era de R\$ 28.221.

19.4. Garantias

Os empréstimos e financiamentos estão garantidos por alienação fiduciária dos bens financiados, notas promissórias, avais de acionista controlador e receitas futuras de fornecimento de energia elétrica.

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

Vencimento	Moeda nacional	Moeda estrangeira	Custo de transação	Cauções	31/12/2011	31/12/2010
2012	-	-	-	-	-	185.147
2013	138.237	25.394	(2.399)	-	161.232	103.172
2014	110.818	29.687	(1.517)	-	138.988	80.335
2015	103.139	15.813	(636)	-	118.316	62.207
2016	57.172	-	(21)	-	57.151	41.434
2017	39.145	-	-	-	39.145	39.219
2018	33.419	-	-	-	33.419	33.493
2019	22.035	-	-	-	22.035	22.109
2020	13.638	-	-	-	13.638	13.068
2021	9.232	-	-	-	9.232	9.080
2022	791	-	-	-	791	3.047
2024	-	37.707	-	(28.221)	9.486	13.394
Total	527.626	108.601	(4.573)	(28.221)	603.433	605.705

19.6. Movimentação

	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Saldo em 31/12/2010	292.719	485.093	56.888	120.612	955.312
Ingressos	-	265.122	-	-	265.122
Encargos	89.104	-	12.934	14.028	116.066
Variação monetária e cambial	2.047	281	3.901	-	6.229
Transferências	222.870	(222.870)	46.154	(46.154)	-
Pagamentos de principal	(292.344)	-	(54.367)	-	(346.711)
Pagamentos de juros	(95.219)	-	(13.655)	-	(108.874)
Custo de transação	-	(10.712)	-	-	(10.712)
Transferência de custo de transação	(6.139)	6.139	-	-	-
Apropriação de custo de transação	2.847	-	-	-	2.847
Atualização cauções	-	-	-	(8.106)	(8.106)
Saldo em 31/12/2011	215.885	523.053	51.855	80.380	871.173

20. FINANCIAMENTO POR ARRENDAMENTO FINANCEIRO

20.1. Composição

	31/12/2011		31/12/2010	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Moeda nacional:				
Arrendamento mercantil	5.490	2.819	5.190	7.557
Total moeda nacional	5.490	2.819	5.190	7.557
Moeda estrangeira:				
Arrendamento mercantil	3.268	31.479	4.050	30.608
Subtotal	3.268	31.479	4.050	30.608
Caução	-	(6.686)	-	(5.934)
Total moeda estrangeira	3.268	24.793	4.050	24.674
Total geral	8.758	27.612	9.240	32.231
Principal	8.601	27.612	9.017	32.231
Encargos	157	-	223	-

20.2. Composição do saldo devedor por moeda e indexador

	31/12/2011	%	31/12/2010	%
Moeda nacional:				
CDI	8.309	100,00	12.747	100,00
Total moeda nacional	8.309	100,00	12.747	100,00
Moeda estrangeira:				
Dólar norte-americano				
PRÉ-FIXADO	32.977	94,91	32.669	94,26
LIBOR	1.770	5,09	1.989	5,74
Subtotal	34.747	100,00	34.658	100,00
Cauções	(6.686)		(5.934)	
Total moeda estrangeira	28.061		28.724	
Total	36.370		41.471	

20.3. Detalhamento dos arrendamentos financeiros

Moeda nacional:

Contratos de arrendamento mercantil de veículos e equipamentos, contratados com taxa Pré e variação do CDI, amortização mensal e vencimento da última parcela em março/2014.

- Operações indexadas a CDI, com taxa média ponderada de 3,15% a.a.

Moeda estrangeira:

Arrendamento mercantil de aeronaves sendo uma com custo de Libor trimestral acrescido de 3,5% a.a. e a outra ao custo de 6,75% a.a., ambas acrescidas da variação cambial, com amortizações trimestrais de principal e juros, sendo que a data do último vencimento será em setembro/2020, com garantia de depósito caução de parte da dívida cujo saldo em 31/12/2011 era de R\$ 6.686

A dívida total a valor presente dos arrendamentos mercantis em 31/12/2011 é de R\$ 36.370 e os valores de pagamentos futuros estão distribuídos da seguinte forma:

Vencimento	Moeda Nacional	Moeda Estrangeira	Cauções	31/12/2011	31/12/2010
2011	-	-	-	-	9.240
2012	5.490	3.268	-	8.758	7.471
2013	2.819	3.419	-	6.238	5.769
2014	-	2.714	-	2.714	2.410
2015	-	2.901	-	2.901	2.577
2016	-	3.102	-	3.102	2.756
2017	-	3.317	-	3.317	2.946
2018	-	3.547	-	3.547	3.150
2019	-	3.792	-	3.792	3.369
2020	-	8.687	(6.686)	2.001	1.783
Total	8.309	34.747	(6.686)	36.370	41.471

20.4. Movimentação

	Moeda nacional		Moeda estrangeira		
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31/12/2010	5.190	7.557	4.050	24.674	41.471
Encargos	1.458	-	2.178	-	3.636
Variação monetária e cambial	-	-	448	3.600	4.048
Transferências	4.738	(4.738)	2.729	(2.729)	-
Pagamentos de principal	(5.433)	-	(3.888)	-	(9.321)
Pagamentos de juros	(463)	-	(2.249)	-	(2.712)
Atualização cauções	-	-	-	(752)	(752)
Saldo em 31/12/2011	5.490	2.819	3.268	24.793	36.370

20.5. Arrendamentos mercantis operacionais

No exercício findo em 31/12/2011 a Companhia pagou um montante de R\$ 5.845 referente a arrendamentos mercantis operacionais, reconhecidos como despesa do exercício na rubrica Outros Custos de Operações. Os valores de pagamentos futuros estão distribuídos da seguinte forma:

Vencimento	R\$
Até 1 ano	830
de 1 a 5 anos	1.237
Total	2.067

21. DEBÊNTURES

21.1. Composição

	31/12/2011		31/12/2010	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Moeda nacional:				
2ª Emissão	92.010	109.882	81.417	180.167
3ª Emissão	22.696	72.593	-	-
4ª Emissão	16.457	84.059	-	-
Subtotal	131.163	266.534	81.417	180.167
(-) Custo de transação	(2.050)	(4.462)	-	-
Total	129.113	262.072	81.417	180.167
Principal	119.852	266.534	65.071	180.167
Encargos	9.261	(4.462)	16.346	-

21.2. Composição do saldo devedor por moeda/indexador

	31/12/2011	%	31/12/2010	%
Moeda nacional:				
CDI	262.853	66,09	95.821	36,63
IPCA	134.844	33,91	165.763	63,37
Subtotal	397.697	100,00	261.584	100,00
(-) Custo de transação	(6.512)		-	
Total moeda nacional	391.185		261.584	

21.3. Detalhamento das debêntures

a. 2ª emissão: Em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 22/4/2010, a Companhia deliberou pela distribuição pública de debêntures simples da 2ª emissão, não conversíveis em ações, em 13 séries totalizando R\$ 250.000. A emissão foi composta de 250 debêntures simples com o valor nominal unitário de R\$ 1.000.

A emissão foi realizada nos termos da Instrução CVM nº 476/2009 (Oferta Restrita) e foi automaticamente dispensada de registro na CVM (Artigo 6º da referida Instrução).

O prazo de vencimento das debêntures é de 4 anos. A primeira série (série CDI) tem carência de pagamento de principal pelos primeiros seis meses e será liquidada a partir de então em 42 prestações mensais. As debêntures da segunda à décima terceira séries (séries IPCA) terão pagamentos nas suas respectivas datas de aniversário (a primeira delas, portanto, terá o seu primeiro pagamento no décimo segundo mês e assim sucessivamente para as demais séries) totalizando também 48 meses a partir da data de emissão, definida como 15/4/2010.

A remuneração das debêntures da 1ª série é de CDI mais 2,75% a.a. e das demais séries são de IPCA mais 9,15% a.a..

Em função da imaterialidade das despesas incorridas para emissão das Debêntures e pagas antecipadamente, as taxas contratadas se equiparam as taxas efetivas. Estas despesas já foram reconhecidas em sua totalidade no resultado da Companhia não tendo portanto nenhum valor a ser apropriado.

A amortização do principal, para a 1ª série, será mensal a partir do 7º mês da data de emissão. A primeira amortização do principal para as demais séries sucedem-se do 12º ao 23º meses a partir da data de emissão, repetindo-se assim sucessivamente para as demais séries IPCA. A amortização dos juros para a 1ª série será mensal a partir da data de emissão e as demais séries anualmente na mesma data da amortização do principal.

b. 3ª emissão: Em Reunião do Conselho de Administração, realizada em 31/3/2011, a Companhia deliberou pela distribuição pública de debêntures simples da 3ª emissão, não conversíveis em ações, em série única no montante de R\$ 98.000. A emissão foi composta de 98 debêntures simples com o valor nominal unitário de R\$ 1.000.

A emissão foi realizada nos termos da Instrução CVM nº 476/2009 (Oferta Restrita) e foi automaticamente dispensada de registro na CVM (Artigo 6º da referida Instrução).

O prazo de vencimento é de 5 anos. O valor nominal de cada uma das debêntures será pago em 54 parcelas mensais e sucessivas. As primeiras 53 parcelas, cada uma no valor correspondente a 1,8518% do valor nominal, têm a primeira parcela devida em 7/11/2011, com seis meses de carência, e a última em 7/3/2016. A 54ª parcela corresponde ao saldo devedor do valor nominal e será devida na data de vencimento das debêntures, ou seja, 7/4/2016.

O valor nominal de cada uma das debêntures não será atualizado. A remuneração das debêntures é de CDI mais 3,9% a.a. e será paga mensalmente a partir da data de emissão, ocorrendo o primeiro pagamento de encargos financeiros em 7/5/2011 e o último na data de vencimento.

Esta operação tem uma taxa de juros efetiva de 4,83% 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\$ 885.

Os custos de transação a serem amortizados são:

Vencimento:	31/12/2011
2012	1.077
2013	792
2014	519
2015	295
2016	50
Total	2.733

Os recursos obtidos por meio destas emissões serão destinados ao refinanciamento de obrigações financeiras, reforço do capital de giro e investimentos.

c. 4ª emissão: Em 5/10/2011 em Assembleia Geral Extraordinária, a Companhia deliberou pela distribuição pública de debêntures simples da 4ª emissão, não conversíveis em ações, em série única no montante total de no mínimo R\$ 50.000 e máximo R\$ 100.000. A emissão será composta de no mínimo 500 e no máximo 1.000 debêntures simples com o valor nominal unitário de R\$ 100.

Em 19/10/2011 foram emitidas 1.000 debêntures simples, com valor nominal unitário de R\$ 100, perfazendo um total de R\$ 100.000.

O prazo de vencimento das debêntures é de 6 anos a partir da data de emissão, vencendo-se, portanto em 19/10/2017. O pagamento será em 69 parcelas mensais e sucessivas, no dia 19 de cada mês, sendo as primeiras 68 parcelas no valor correspondente a 1,4492% do valor nominal de cada uma das debêntures, com vencimento da 1ª parcela em 19/2/2012 e a 69ª parcela, no valor correspondente ao saldo devedor do valor nominal de cada uma das Debêntures devida na data do vencimento, ou seja, em 19/10/2017.

A remuneração das debêntures é de 100% do CDI mais 3,75% a.a. e será paga mensalmente, a partir da data de emissão, no dia 19 de cada mês.

Esta operação tem uma taxa de juros efetiva de 5,54% 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\$ 212.

Os custos de transação a serem amortizados são:

Vencimento:	31/12/2011
2012	973
2013	1.007
2014	768
2015	574
2016	356
2017	101
Total	3.779

Os recursos obtidos por meio desta emissão serão destinados ao refinanciamento de obrigações financeiras, reforço do capital de giro e investimentos da Companhia.

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

Vencimento	Moeda nacional	Custo da transação	31/12/2011	31/12/2010
2012	-	-	-	77.071
2013	116.884	(1.799)	115.085	77.071
2014	71.333	(1.287)	70.046	26.025
2015	39.168	(869)	38.299	-
2016	24.652	(406)	24.246	-
2017	14.497	(101)	14.396	-
Total	266.534	(4.462)	262.072	180.167

21.5. Movimentação

	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31/12/2010	81.417	180.167	261.584
Ingressos	-	198.000	198.000
Encargos	31.512	-	31.512
Variação monetária	10.081	6.786	16.867
Transferências	118.419	(118.419)	-
Pagamentos de principal	(71.669)	-	(71.669)
Pagamentos de juros	(38.597)	-	(38.597)
Custo de transação	-	(7.609)	(7.609)
Transferência de custo de transação	(3.147)	3.147	-
Apropriação de custo de transação	1.097	-	1.097
Saldo em 31/12/2011	129.113	262.072	391.185

22. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

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

a. Valor de mercado

Alguns instrumentos financeiros têm seu custo amortizado substancialmente próximo ao valor justo. Na rubrica consumidores (vide nota explicativa nº 7) foi apurado uma perda estimada no valor recuperável, assim, o valor recuperável pode ser considerado uma estimativa de seu valor justo. Os ativos financeiros – bens da concessão (vide nota explicativa nº 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 TR), *Unit Notes* e BID, 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*), 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	158.896	158.896	109.376	109.376
Consumidores	7	Empréstimos e recebíveis	680.723	680.723	569.281	569.281
Títulos a receber	8	Empréstimos e recebíveis	59.029	59.029	58.779	58.779
Partes relacionadas	14	Empréstimos e recebíveis	158.940	158.940	100.314	100.314
Ativo financeiro - bens da concessão	16	Empréstimos e recebíveis	436.081	436.081	346.770	346.770
Sub-rogação CCC	12	Empréstimos e recebíveis	116.991	116.991	187.967	187.967
Passivos Financeiros						
Fornecedores	17	Mensurado pelo custo amortizado	183.505	183.505	127.032	127.032
Empréstimos e financiamentos	19	Mensurado pelo custo amortizado	871.173	871.349	955.312	952.188
Financiamento por arrendamento mercantil	20	Mensurado pelo custo amortizado	36.370	36.370	41.471	41.471
Debêntures	21	Mensurado pelo custo amortizado	391.185	391.185	261.584	261.584
Partes relacionadas	14	Mensurado pelo custo amortizado	-	-	33	33
Operações de Swap	22	Valor justo por meio de resultado	99.582	99.582	159.286	159.286

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	158.896	39.527	119.369	109.376	36.536	72.840
Passivos						
Instrumentos financeiros derivativos	99.582	-	99.582	159.286	-	159.286

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 das superintendências financeiras de acordo com a estratégia previamente aprovada pelos gestores da Companhia

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 outros ativos e passivos

Operações passivas				Valor justo	
Objetivo de <i>hedge</i> de risco de mercado (a)	Indexadores	Vencimento	Valor nacional 2011	31/12/2011	31/12/2010
Swap BID					
Banco Société Générale		Fev/2012	5.840	(5.380)	(14.994)
Ponta ativa	USD + 0%	a Mai/2012		5.013	13.641
Ponta passiva	IGPM + 4,88%			10.393	28.635
Banco Itaú BBA S.A.		Fev/2012	17.409	(15.735)	(31.281)
Ponta ativa	USD + 0%	a Mai/2015		15.342	29.437
Ponta passiva	IGPM + 4,41%			31.077	60.718
Unibanco S.A.		Fev/2012	5.717	(5.299)	(5.914)
Ponta ativa	USD + 0%	a Mai/2015		5.173	5.823
Ponta passiva	IGPM + 4,60%			10.472	11.737
J. P. Morgan S.A.		Fev/2012	42.879	(39.093)	(44.013)
Ponta ativa	USD + 0%	a Mai/2015		38.801	43.675
Ponta passiva	IGPM + 4,49%			77.894	87.688
Total BID				(65.507)	(96.202)
Swap UNIT NOTES (b)					
Unibanco S.A.		Fev/2012	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/2012	17.818	(15.647)	(29.392)
Ponta ativa	USD + 0%			15.680	28.516
Ponta passiva	IGPM + 4,20%			31.327	57.908
Total UNIT NOTES				(34.075)	(63.084)
TOTAL GERAL				(99.582)	(159.286)
Passivo Circulante				(58.100)	(68.809)
Passivo não Circulante				(41.482)	(90.477)

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

(b) Devido ao pagamento antecipado da dívida, o valor nominal do *swap* é superior a dívida (vide nota explicativa nº 22).

Vencimento das parcelas do não circulante:

Vencimento:	31/12/2011	31/12/2010
2012	-	55.004
2013	17.002	12.926
2014	15.855	14.544
2015	8.625	8.003
Total	41.482	90.477

Movimentação das contas patrimoniais de operações com swap:

	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31/12/2010	(68.809)	(90.477)	(159.286)
Atualização	(11.614)	(1.348)	(12.962)
Transferências	(52.810)	52.810	-
Pagamentos	73.564	-	73.564
Ajuste marcação a mercado	1.569	(2.467)	(898)
Saldo em 31/12/2011	(58.100)	(41.482)	(99.582)

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&FBovespa. 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). 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.

Arrendamento Mercantil: Corresponde a 2 contratos de arrendamento mercantil de aeronaves que estão expostos a variação do dólar, sendo que uma delas possui o custo de Libor + 3,5% a.a. e a outra ao custo de 6,15% a.a, com amortização trimestral de juros e principal (vide nota explicativa nº 20).

Em razão do prazo e dos valores das parcelas e por possuírem investimentos que estão expostos a variação do dólar (vide nota explicativa nº 20), a Administração está acompanhando o mercado com o objetivo de verificar a necessidade de contratar *hedge* para esses contratos.

g. Garantias: As garantias dadas são mencionadas na nota explicativa nº 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 celebram uma troca de fluxos de caixa, onde 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 Societé Générale	IGPM + 4,88%	(354)	(374)	(393)
Banco Itaú BBA S.A.	IGPM + 4,41%	(2.908)	(3.314)	(3.720)
Unibanco S.A.	IGPM + 4,60%	(1.618)	(1.874)	(2.130)
J.P. Morgan	IGPM + 4,49%	(12.039)	(13.942)	(15.846)
Total BID		(16.919)	(19.504)	(22.089)
Swap Unit notes				
Unibanco S.A.	IGPM + 5,70%	(719)	(745)	(770)
Merril Lynch	IGPM + 4,20%	(660)	(684)	(708)
Total Unit notes		(1.379)	(1.429)	(1.478)
Total geral		(18.298)	(20.933)	(23.567)

22.1. 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.

22.2. 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 (nota explicativa nº 7.1). O valor do risco efetivo de eventuais perdas encontra-se apresentado como perda no valor recuperável (nota explicativa nº 7.2). A mitigação desse risco ocorre com a aplicação de procedimentos analíticos de monitoramento das contas a receber de consumidores, ações de cobrança

e corte no fornecimento de energia. Outro fator que minimiza o risco de crédito é o perfil da carteira de crédito, que é pulverizada em um número expressivo de consumidores.

b. Gerenciamento de risco de mercado

Risco de mercado é a eventual perda resultante de mudanças adversas nos preços de mercado. Esses riscos de mercado, que estão além de nosso controle, envolvem principalmente a possibilidade de que mudanças nas taxas de juros, taxas de câmbio e inflação, possam afetar negativamente o valor de nossos ativos financeiros, fluxos de caixa e rendimentos futuros. A mitigação destes riscos ocorre por meio da aplicação de procedimentos de avaliação da exposição dos ativos e passivos ao risco de mercado e, consequentemente, contratação de *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 também apresenta risco cambial referente a compra de energia elétrica de Itaipu Binacional, pois os preços são em dólares. Todavia, a compra dessa energia faz parte da “Parcela A” que tem sua recuperação garantida. Assim, no caso de uma expressiva valorização cambial, o fluxo de caixa da Companhia poderá sofrer variações significativas.

A Companhia definiu 3 cenários (provável, possível e remoto) a serem simulados. No provável foram definidas pela Administração as taxas divulgadas pela BM&F, e o cenário possível e o remoto, uma deterioração de 25% e 50% respectivamente nas variáveis. A base de cálculo utilizada é o valor apresentado nas notas explicativas nº 6, nº 19, nº 20 e nº 21.

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	28.221	1.772	9.270	16.769
Passivos Financeiros				
Mensurado pelo valor justo através do resultado	(95.689)	6.009	31.434	56.858
Mensurado pelo custo amortizado	(195.204)	(12.258)	(64.124)	(115.989)
Total	(262.672)	(4.477)	(23.420)	(42.362)

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	(929)	1.880	4.688
TR	-	2	5
Passivos Financeiros			
TJLP	-	(23)	(45)
CDI	5.367	(10.864)	(27.095)
IPCA	2.612	272	(2.069)
Total	7.050	(8.733)	(24.516)

c. Gerenciamento de risco de liquidez

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

Considerando que, com a exceção dos empréstimos e financiamentos, os saldos que representam riscos de liquidez naquela data estavam todos classificados no curto prazo e que esses valores em virtude do segmento e fluxo financeiro da Companhia não são significativos. A Administração abriu por faixa de vencimento somente as operações de empréstimos e financiamentos e arrendamento mercantil que estão sendo apresentados nas notas explicativa nº 19.5, nº 20.3 e nº 21.4.

d. Gerenciamento de risco de pagamento antecipado

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

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

Em 31/12/2011, os índices financeiros contratuais foram atendidos.

22.3. 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.

23. TAXAS REGULAMENTARES

	31/12/2011	31/12/2010
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	8.118	1.601
Compensação Financeira pela Utilização Recursos Hídricos - CFURH	13	13
Programa Incentivo Fontes Alternativas Energia - PROINFA	5.668	2.222
Quota - Conta de Consumo de Combustível - CCC	14.064	13.243
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	9.810	4.508
Total	37.673	21.587

24. 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 de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	591	475	-	-
Ministério de Minas e Energia - MME	296	238	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	6.382	3.388	22.589	20.487
Programa de Eficiência Energética - PEE	13.233	5.810	21.966	21.746
Total	20.502	9.911	44.555	42.233

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 programa de eficiência energética. Dentre 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.

25. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS – TRABALHISTAS

	31/12/2011	31/12/2010
Provisões sobre folha de pagamento (13º salário e férias)	6.614	6.496
Provisão de encargos sociais sobre folha de pagamento (13º salário e férias)	2.924	506
Total	9.538	7.002

26. PROVISÃO 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)	(10)	1.010	4.798	(126)	1.020	4.071
Trabalhistas (b)	(64)	1.420	6.491	(325)	1.484	6.421
Fiscais e tributárias: (c)						
ISS	-	-	87	-	-	87
Total	(74)	2.430	11.376	(451)	2.504	10.579

	Cíveis	Trabalhistas	Fiscais	Total
Saldo em 31/12/2010	1.020	1.484	-	2.504
Constituição	52	216	-	268
Baixas/reversão	(62)	(280)	-	(342)
Saldo em 31/12/2011	1.010	1.420	-	2.430
Contingências passivas possíveis de perdas (d):				
31/12/2010	8.141	3.137	-	11.278
31/12/2011	13.321	4.282	-	17.603

(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) Dos processos em curso, o processo administrativo decorrente de Auto de Infração e Imposição de Multa – AIIM nº 16741001600003200516 foi julgado parcialmente procedente, cancelando parte da penalidade. O saldo remanescente foi objeto de pedido de compensação que aguarda análise da Secretaria da Fazenda do Estado do Mato Grosso. O AIIM nº 16741001600012200811 tem por objeto os valores de ICMS sobre a demanda contratada que deixaram de ser recolhidos por força de liminares concedidas em ações ajuizadas por usuários de energia. Os Autos de Infração AIIM nº 16741001600008200810 e 117956001600001200712 referem-se a crédito supostamente indevido do diferencial de alíquota de ICMS relativo à aquisição de mercadorias destinadas ao ativo permanente da empresa.

Se a Companhia não sair vencedora nesses processos administrativos, ingressará com ação judicial para anular os referidos autos de infração. Estas infrações têm probabilidade de perda remota para a Companhia.

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

27. OUTROS PASSIVOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Adiantamento de consumidores	4.944	3.888	-	-
Valores a reembolsar - empregados	17	-	-	-
Empréstimo compulsório - Eletrobrás	570	581	-	-
Encargos tarifários	4.017	4.206	-	-
Entidades Seguradoras	457	843	-	-
Encargos ex-isolados	830	645	-	-
Plano de Universalização	370	996	-	-
Convenios de arrecadação	1.329	1.314	-	-
JBF Consultoria Tributária Ltda.	-	3.815	-	-
Santa Gabriela Energética S.A.	-	-	11.404	13.737
Valores e encargos a recuperar tarifa - TUSD	-	-	12.202	12.202
Subvenção PIS - CCC	-	-	618	430
Subvenção COFINS - CCC	-	-	2.845	1.981
Outros	1.112	830	520	439
Total	13.646	17.118	27.589	28.789

28. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

28.1. Capital social

O capital social da Companhia em 31/12/2011 e 31/12/2010 é de R\$ 710.197, e sua composição por classe de ações e principais acionistas é a seguinte:

Acionistas	Número de ações em milhares					
	Ordinárias	%	Preferenciais	%	Total	%
Rede Energia S.A.	25.365	61,84	22.078	28,37	47.443	39,92
Inepar S.A Indústria e Construções	10.794	26,32	8.323	10,69	19.117	16,08
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS	2.109	5,14	46.521	59,77	48.630	40,92
Outros	2.750	6,70	913	1,17	3.663	3,08
Total	41.018	100,00	77.835	100,00	118.853	100,00

Os acionistas têm direito a dividendos mínimos obrigatórios equivalentes a 25% do lucro líquido ajustado. Os dividendos a serem pagos às ações preferenciais terão um acréscimo de 10% (dez por cento) sobre aqueles pagos às ações ordinárias.

28.2. Reservas de lucros

	31/12/2011	31/12/2010
Reserva legal	20.882	13.538
Reserva de investimento	303.202	180.088
Total	324.084	193.626

28.3. Outros resultados abrangentes

	<u>31/12/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
Reserva de reavaliação	242.878	264.787
Total	<u>242.878</u>	<u>264.787</u>

29. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO

Demonstramos a seguir o cálculo dos dividendos mínimos e propostos relativos aos exercícios findos em 31/12/2011 e 31/12/2010:

	<u>31/12/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
Lucro líquido do exercício	146.884	18.605
Prejuízo acumulado decorrente das mudanças de práticas contábeis	-	(92.941)
Base de cálculo para dividendos	146.884	(74.336)
(-) Reserva legal (5%)	(7.344)	-
Base de cálculo para dividendos mínimos	139.540	(74.336)
Percentual sobre o lucro	25%	25%
Dividendo mínimo obrigatório	<u>34.885</u>	<u>-</u>

Dividendos e juros sobre capital próprio propostos :

Dividendos	15.335	-
Juros sobre o capital próprio	23.000	6.000
Imposto de renda retido na fonte	(3.450)	(900)
	<u>19.550</u>	<u>5.100</u>
Total	<u>34.885</u>	<u>5.100</u>

<u>31/12/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
-------------------	-------------------

Dividendos:

Saldo no início do exercício	29	15.023
Dividendos propostos	15.335	-
Transferência de juros sobre capital próprio	7	-
Dividendos pagos	(2)	(14.994)
Saldo no final do exercício	<u>15.369</u>	<u>29</u>

Juros sobre capital próprio (JCP):

Saldo no início do exercício	5.217	24.775
JCP propostos	23.000	6.000
Transferência para dividendos	(7)	-
JCP pagos	(8.556)	(25.558)
Saldo no final do exercício	<u>19.654</u>	<u>5.217</u>

Juros sobre o Capital Próprio propostos:

Juros sobre o Capital Próprio			
	Número de ações (milhares)	Valor por ação	Total
Ações ordinárias	41.018	0,18162169	7.450
Ações preferenciais	77.835	0,19978336	15.550
Total	118.853		23.000

Dividendos propostos			
	Número de ações (milhares)	Valor por ação	Total
Ações ordinárias	41.018	0,12109303	4.967
Ações preferenciais	77.835	0,13320233	10.368
Total	118.853		15.335

Os juros sobre o capital próprio aprovados na RCA – Reunião do Conselho de Administração de 21/12/2011, *ad referendum* da Assembleia Geral foram creditados contabilmente em 31/12/2011 e serão imputados integralmente aos dividendos do exercício de 2011, a serem deliberados na AGO pelo valor líquido de R\$ 0,15437844 para as ações ordinárias e de R\$ 0,16981628 para as ações preferenciais, já deduzido o imposto de renda na fonte em 15%, exceto aos acionistas pessoas jurídicas que estejam dispensados da referida tributação.

O pagamento dos dividendos e os juros sobre o capital próprio serão realizados em data a ser definida pela Assembleia Geral Ordinária.

30. RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS

	<u>31/12/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
RECEITA BRUTA DE VENDAS		
Fornecimento de energia elétrica	1.240.665	1.109.400
Disponibilização do sistema de distribuição	1.478.071	1.244.719
Suprimento de energia elétrica	24.335	10.302
Receita de construção (a)	285.780	461.029
Outras receitas	20.239	16.974
Total da receita bruta de vendas	<u>3.049.090</u>	<u>2.842.424</u>
DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA		
Tributos diretos:		
ICMS	(576.863)	(510.422)
PIS	(45.363)	(39.117)
COFINS	(208.946)	(180.177)
ISS	-	(6)
Subtotal	<u>(831.172)</u>	<u>(729.722)</u>
Encargos do consumidor:		
Quota - Reserva Global de Reversão - RGR	(41.336)	(20.388)
Quota - Conta de Consumo de Combustível - CCC	(82.741)	(62.941)
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(63.368)	(53.567)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(3.185)	(2.982)
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	(3.185)	(2.977)
Estudo de Pesquisa de Energética - EPE	(1.593)	(1.489)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(7.964)	(7.362)
Ressarcimento de perdas de ICMS ex-SIN	(4.778)	(4.408)
Subtotal	<u>(208.150)</u>	<u>(156.114)</u>
Total das deduções da receita bruta	<u>(1.039.322)</u>	<u>(885.836)</u>
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	<u>2.009.768</u>	<u>1.956.588</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	835.459	793.867	1.798.630	1.727.354	909.732	790.877
Industrial	17.856	16.431	827.774	973.432	452.086	461.933
Comercial, serviços e outras atividades	82.716	78.663	1.219.582	1.142.173	666.830	571.927
Rural	151.817	139.471	726.036	639.561	231.256	180.602
Poder público	10.765	10.347	282.119	277.795	143.807	129.640
Iluminação pública	701	673	227.389	217.855	53.151	46.358
Serviço público	1.091	1.060	159.164	155.006	65.311	58.194
Consumo próprio	281	269	10.131	10.211	-	-
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	24.785	9.609
Receita do uso da rede	-	-	-	-	152.422	82.669
Fornec. não faturado - diferimento de TUSD	-	-	-	-	13.139	9.414
Redução da receita - Baixa renda	-	-	-	-	5.085	11.668
Provisão redução da tarifa - Irrigação	-	-	-	-	1.132	1.228
Subtotal	1.100.686	1.040.781	5.250.825	5.143.387	2.718.736	2.354.119
Suprimentos - CCEE	-	-	723.038	226.555	24.335	10.302
Receita de construção	-	-	-	-	285.780	461.029
Outras receitas	-	-	-	-	20.239	16.974
Total	1.100.686	1.040.781	5.973.863	5.369.942	3.049.090	2.842.424

30.2. Reconciliação da alíquota efetiva de PIS e COFINS

	31/12/2011		31/12/2010	
	PIS	COFINS	PIS	COFINS
Fornecimento de Energia Elétrica	2.751.494	2.751.494	2.370.753	2.370.753
Alíquota	1,65%	7,60%	1,65%	7,60%
Subtotal	45.400	209.114	39.117	180.177
Outros	(37)	(168)	-	-
Valor da Contribuição	45.363	208.946	39.117	180.177
(-) Créditos a descontar				
Energia elétrica comprada para revenda (a)	(11.956)	(55.068)	(11.826)	(54.474)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição	(2.444)	(11.260)	(1.661)	(7.652)
Aquisição de Combustível	(269)	(1.239)	(326)	(1.502)
Materiais e serviços utilizados como insumos	(1.148)	(5.291)	(778)	(3.580)
Depreciação e amortização	(1.471)	(6.778)	(1.300)	(5.988)
Outros	(28)	(131)	(23)	(100)
Subtotal	(17.316)	(79.767)	(15.914)	(73.296)
Valor da contribuição líquida	28.047	129.179	23.203	106.881
Alíquota efetiva anual (b)	1,02%	4,69%	0,98%	4,51%

(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 Itaipú - Binacional	1.166.368	1.183.895	(104.137)	(111.136)
Energia de leilão	2.597.685	1.731.037	(162.637)	(214.432)
Energia bilateral	3.495.729	3.487.666	(546.403)	(502.728)
Energia de curto prazo - CCEE	-	-	(8.998)	(20.989)
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	134.163	147.356	(30.106)	(26.384)
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	67.024	66.300
Total	7.393.945	6.549.954	(785.257)	(809.369)

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	(37.570)	(5.449)	(19.231)	(30.701)	-	-	-	-
Administradores	-	-	(2.946)	(2.734)	-	-	-	-
Material	(754)	(188)	(7.521)	(4.679)	-	-	-	-
Serviço de terceiros	(34.925)	(20.345)	(20.757)	(34.077)	-	-	-	-
Depreciação e amortização	-	-	(10.355)	(5.453)	-	-	(16)	(12)
Arrendamentos e aluguéis	(77)	-	(4.293)	(3.513)	-	-	-	-
Tributos	(2.305)	(1)	(1.496)	(905)	-	-	-	(12)
Taxa de fiscalização	-	-	-	-	-	-	(4.002)	(3.647)
Seguros	(50)	-	(257)	(1.919)	-	-	-	-
Provisão (líquida de reversão)	22.360	(9.025)	-	-	-	-	74	804
Perdas no recebimento de créditos	(30.358)	(669)	-	-	-	-	-	-
Outros	293	1.028	(6.398)	(6.910)	-	-	(935)	849
Subtotal de despesas	(83.386)	(34.649)	(73.254)	(90.891)	-	-	(4.879)	(2.018)
Outros Resultados:								
Sobras no inventário de estoques	-	-	-	-	2.350	3.012	-	-
Ganho na alienação de bens e direitos	-	-	-	-	5	200	-	-
Perdas na desativação de bens e direitos	-	-	-	-	-	-	(4.248)	(9.502)
Perdas na alienação de bens e direitos	-	-	-	-	-	-	-	(1.587)
Outros	-	-	-	-	(125)	(272)	(205)	(4.762)
Subtotal de outros resultados	-	-	-	-	2.230	2.940	(4.453)	(15.851)
Total	(83.386)	(34.649)	(73.254)	(90.891)	2.230	2.940	(9.332)	(17.869)

	Despesas com vendas		Despesas gerais e administrativas	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Despesas com pessoal:				
Remuneração	(30.254)	(4.007)	(29.606)	(25.453)
Encargos sociais - INSS	(7.641)	(1.122)	(6.564)	(4.584)
Encargos sociais - FGTS	(2.170)	(320)	(1.682)	(527)
Indenização sobre o saldo do FGTS	(622)	-	(151)	(471)
Contribuição como mantenedor da Fundação	(804)	-	(696)	334
(-) Transferências para ordens em curso	3.921	-	19.468	-
Total despesas com pessoal	(37.570)	(5.449)	(19.231)	(30.701)

33. RESULTADO FINANCEIRO

	31/12/2011	31/12/2010
Receitas financeiras:		
Renda de aplicação financeira	10.130	5.601
Mútuo com partes relacionadas	12.391	11.893
Juros ativos	12.981	18.964
Variação monetária	62.096	49.920
Acréscimos moratórios	36.420	30.987
Ajuste a valor presente	19.250	22.794
Ajuste marcação a mercado - <i>swap</i>	31.907	26.516
Operações de <i>swap</i>	17.997	23.896
Outras receitas financeiras	9.773	7.783
Total das receitas financeiras	212.945	198.354
Despesas financeiras:		
Encargos de dívidas		
Moeda nacional	(112.903)	(97.795)
Moeda estrangeira	(15.701)	(19.499)
Mútuo com partes relacionadas	(19)	(1.374)
Subtotal	(128.623)	(118.668)
Variações monetárias		
Moeda nacional	(18.910)	(3.503)
Moeda estrangeira	(65.643)	(42.047)
Subtotal	(84.553)	(45.550)
Juros / multas	(62.658)	(72.105)
Ajuste a valor presente	(18.040)	(20.640)
Ajuste marcação a mercado - <i>swap</i>	(32.805)	(22.243)
Operações de <i>swap</i>	(30.959)	(70.344)
Encargos financeiros - parcelamento Lei nº 11.941/2009	(17.616)	(4.697)
Outras despesas financeiras	(17.966)	(23.372)
Total das despesas financeiras	(393.220)	(377.619)
Resultado financeiro	(180.275)	(179.265)

34. LUCRO POR AÇÃO

Cálculo de lucros por ação (em milhares, exceto valor por ação):

	Exercícios findos em	
	31/12/2011	31/12/2010
Lucro líquido básico por ação		
Numerador		
Lucro líquido do exercício		
Lucro disponível aos acionistas preferenciais	99.308	12.579
Lucro disponível aos acionistas ordinárias	47.576	6.026
	146.884	18.605
Denominador (em milhares de ações)		
Média ponderada de número de ações preferencias	77.835	77.835
Média ponderada de número de ações ordinários	41.018	41.018
	118.853	118.853
Lucro líquido básico por ação		
Ação preferencial	1,28	0,16
Ação ordinária	1,16	0,15

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\$ 4.878 (R\$ 3.289 em 2010).

36. REAJUSTE TARIFÁRIO

Por meio da Resolução Homologatória nº 1.131, de 5/4/2011 e da Nota Técnica nº 67/2011-SRE/ANEEL, de 30/3/2011, a ANEEL homologou o resultado do "IRT" Índice de Reajuste Tarifário Anual de 2011 fixando o reajuste médio em 18,06% (dezoito vírgula zero seis por cento), sendo 10,98% (dez vírgula noventa e oito por cento) relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 7,08% (sete vírgula zero oito por cento) relativos aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 12,89% (doze vírgula oitenta e nove por cento) a ser percebido pelos consumidores cativos.

As tarifas que contemplam o respectivo reajuste tarifário anual e os componentes financeiros externos ao reajuste estarão em vigor no período de 8/4/2011 a 7/4/2012.

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 benefício instituídos pela Companhia junto à Redeprev são:

a. Plano de Benefícios CEMAT BD-I:

Instituído em 1/1/1994, 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 1/1/1999. Asseguram 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 - 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 da fusão 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 CEMAT e de forma solidária com as demais patrocinadoras, CELPA, Centrais Elétricas do Pará S.A. 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.

c. Plano de Benefício CEMAT-OP:

Instituído em 1/1/1999 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\$ 250 (R\$ 230 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. Informações dos participantes:

	Planos de Benefícios			Total
	CEMAT BD-I	R	CEMAT-OP	
Número Participantes	4	1.845	1.846	3.695
Número Assistidos	96	29	284	409
Número Beneficiários Pensionistas (famílias)	49	19	37	105
	149	1.893	2.167	4.209

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%
Fator de capacidade:		
Dos Salários	1,00	1,00
Dos Benefícios	1,00	1,00
6. Tábua de mortalidade geral	AT2000 - Male	AT2000 - Male
7. Tábua de mortalidade de inválidos	IBGE 2010, ambos os sexos.	IBGE 2009, ambos os sexos.
8. Tábua de entrada em invalidez	Nula	Nula
9. 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
	CEMAT BD-I	R	CEMAT - OP	
1. Exigível atuarial	42.349	18.537	137.984	198.870
2. Benefícios concedidos				
Aposentadoria	27.416	-	84.157	111.573
Invalidez	5.464	9.472	-	14.936
Pensão	8.311	9.065	9.250	26.626
3. Benefícios a conceder				
Benefício definido	1.158	-	-	1.158
Contribuição definida	-	-	44.577	44.577

d. Conciliação da posição dos fundos de benefício definido:

	CEMAT - BD-I		R		Total	
	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	41.092	40.108	12.078	11.540	53.170	51.648
Custo do serviço corrente	1.242	984	6.459	539	7.701	1.523
Custo dos juros	2.260	2.206	664	692	2.924	2.898
Benefícios pagos	(4.102)	(3.916)	(1.759)	(1.293)	(5.861)	(5.209)
(Ganhos)/Perdas atuariais	1.857	1.710	1.095	600	2.952	2.310
Saldo no final do exercício	42.349	41.092	18.537	12.078	60.886	53.170
Valor justo dos ativos do plano						
Saldo no início do exercício	38.016	35.148	14.312	12.261	52.328	47.409
Retorno esperado	2.091	1.933	787	736	2.878	2.669
Contrib. recebidas do empregador/participantes	14	15	1.374	1.066	1.388	1.081
Benefícios pagos	(4.102)	(3.916)	(1.759)	(1.293)	(5.861)	(5.209)
Ganho/(Perda) atuarial	5.221	4.836	4.619	1.542	9.840	6.378
Saldo no final do exercício	41.240	38.016	19.333	14.312	60.573	52.328
Posição líquida (a)	(1.109)	(3.076)	796	2.234	(313)	(842)
Não reconhecida	(1.109)	(3.076)	796	2.234	(313)	(842)
Reconhecida	-	-	-	-	-	-

(a) Apurou-se um déficit, após a exclusão do ativo, representado por instrumento de confissão de dívida pela patrocinadora. Contudo, o valor excluído do ativo do plano é mantido integralmente registrado como passivo da patrocinadora (vide item 37.2).

e. Composição dos ativos dos planos:

	CEMAT - BD-I		R		Total	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Disponível, gestão previdencial e administrativa	5.402	7.178	794	736	6.196	7.914
Investimentos						
Títulos públicos	12.624	11.855	5.931	4.526	18.555	16.381
Créditos privados e depósitos	20.471	16.399	9.618	6.260	30.089	22.659
Ações	836	1.251	314	355	1.150	1.606
Fundos de investimento	5.836	7.178	2.532	2.630	8.368	9.808
Imobiliários	1.221	1.235	-	-	1.221	1.235
Empréstimos e financiamentos	422	264	158	97	580	361
Outros realizáveis	-	-	2	-	2	-
Total	46.812	45.360	19.349	14.604	66.161	59.964

37.2. Reconciliação contábil

	Passivo atuarial não coberto (a)	Confissão de dívida (b)	Contribuição corrente	Total
Saldo em 31/12/2009	353	25.017	417	25.787
Despesa do exercício	-	2.870	-	2.870
Pagamentos de contribuições / dívida	-	(7.171)	(417)	(7.588)
Baixa de passivo atuarial não coberto	(353)	-	-	(353)
Contribuição corrente	-	-	598	598
Saldo em 31/12/2010	-	20.716	598	21.314
Despesa do exercício	-	2.319	-	2.319
Pagamentos de contribuições / dívida	-	(7.679)	(598)	(8.277)
Contribuição corrente	-	-	571	571
Saldo em 31/12/2011	-	15.356	571	15.927

(a) Passivo atuarial não coberto: tem origem em acordo firmado entre a Companhia e os ex-empregados e pensionistas. 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.

(b) Contas a pagar à Redeprev – Confissão de dívida: em 29/1/2003 foi firmado contrato de Parcelamento de dívida, relativo à reserva matemática no montante de R\$ 23.240 que será amortizado em 132 parcelas mensais e sucessivas, sendo a última em 31/12/2013, atualizadas monetariamente pelo INPC + 6% de juros a.a. Em 18/7/2006 foi firmado um instrumento particular de contrato de amortização de insuficiência atuarial no valor de R\$ 2.500, dos quais R\$ 1.142 referem-se à cobertura integral da insuficiência verificada no plano de benefício, e R\$ 1.358 com vistas à constituição de fundo de cobertura de oscilação de risco, esse montante será pago em 60 parcelas mensais e sucessivas a partir de 30/7/2006 acrescido de juros de 6% a.a + INPC. O saldo dos contratos em 31/12/2011 resultou no montante de R\$ 15.356, sendo R\$ 7.678 no passivo circulante e R\$ 7.678 no passivo não circulante (R\$ 20.716, R\$ 7.072 e R\$ 13.644 em 2010, respectivamente), integrando o saldo da rubrica “Benefícios pós-emprego”.

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 e, conseqüentemente, 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\$ 399
RCG	31/10/2012	R\$ 20.000	R\$ 275
D&O	30/9/2012	R\$ 45.000	R\$ 27
Aeronáutico	15/9/2012	US\$ 20.000	US\$ 55
Aeronáutico	15/10/2012	US\$ 1.600	US\$ 23
Automóvel Facultativo - Casco	30/11/2012	100% tabela FIPE	R\$ 20
Responsabilidade Civil Facultativa - 1º Risco	30/11/2012	Danos Materiais e Corporais: R\$ 300 Danos Morais R\$ 100	R\$ 141
Responsabilidade Civil Facultativa - 2º Risco	30/11/2012	RCF = R\$ 700	R\$ 110
Transportes (Fatura Dezembro)	1/9/2012	Até R\$ 1.500	R\$ 1
Vida em Grupo (Fatura Novembro)	30/11/2012	Capital Básico R\$ 27	R\$ 22
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 na apólice. Trata-se de apólice corporativa com Cláusula Adicional de Reintegração Automática.

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

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

Automóveis: cobertura de Colisão, Incêndio e Roubo (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. QUESTÕES AMBIENTAIS (*)

A Companhia acredita que, para uma empresa ser considerada sustentável, as questões relacionadas à responsabilidade social devem fazer parte do seu cotidiano e devem ser tratadas de forma estratégica pela organização. Isso inclui as ações internas, relacionadas às pessoas, e as ações externas, relacionadas aos demais públicos de interesse e aos investimentos socioambientais.

Com base nesses valores e em alinhamento com a Política de Sustentabilidade é que a empresa desenvolve o seu trabalho e também uma relação sólida e transparente com todos os seus públicos.

Em 2011 foi investido mais de R\$ 1.121 em programas de meio ambiente, com destaque para a arborização urbana e a gestão de resíduos atendendo ao Sistema de Gestão Ambiental e de Saúde e Segurança do Trabalho, à Sema e consequentemente à Legislação Vigente.

O ano de 2011 foi marcado pelo ano da Gestão da Arborização. Com esse enfoque a empresa ministrou vários cursos de poda e arborização nos municípios de maior demanda, atendendo em média 157 novos colaboradores próprios e terceiros. Ainda dentro do mesmo tema aconteceu o I *Workshop* de compatibilização entre o sistema elétrico e a arborização urbana, tratando assuntos relacionados ao plantio de espécies adequadas quando existir a rede elétrica e técnicas de poda.

Tradicionalmente a Companhia é parceira de órgãos públicos na área de meio ambiente. Em 2011, a Companhia apoiou a Semana de Meio Ambiente da Prefeitura de Cuiabá, com um evento realizado no Morro da Luz – entorno da sede da concessionária. Idealizada pela Prefeitura Municipal de Cuiabá, a ação pretendeu promover a educação e a consciência ambiental. Como parte da programação da Semana do Meio Ambiente da capital, o evento levou atividades lúdicas para o Morro da Luz, além de danças e exposição de telas e de espécies da fauna. A proposta era transformar a unidade de conservação em um espaço de visitação, construção do conhecimento e de lazer.

(*) Informações não auditadas.

* * *