

**Centrais Elétricas Matogrossenses
S.A. – CEMAT**

**Demonstrações Financeiras em 31 de
Dezembro de 2012 e 2011**

CENTRAIS ELÉTRICAS MATOGROSSENSSES S.A. - CEMAT

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS REFERENTES AOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011

CONTEÚDO

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Quadro 1 - Balanços patrimoniais.....	2
Quadro 2 – Demonstrações dos resultados.....	3
Quadro 3 – Demonstrações das mutações do patrimônio líquido	4
Quadro 4 – Demonstrações dos fluxos de caixa.....	5
Quadro 5 – Demonstrações dos valores adicionados.....	6
Notas explicativas às demonstrações financeiras.....	7
Membros da Administração	61

CENTRAIS ELÉTRICAS MATOGROSSENSSES S.A. - CEMAT

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

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

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A 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, sob o controle acionário da Rede Energia S.A. – em “Recuperação Judicial”, que atua 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 1.170.006 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.

O Contrato de Concessão de Distribuição Nº 03/97 foi outorgado pelo Decreto de 10 de dezembro de 1997, publicado no Diário Oficial da União de 11 de dezembro de 1997, válido até 11 de dezembro de 2027, podendo ser prorrogado por uma única vez, pelo mesmo período, conforme a Lei 12.783/2013.

Segundo o contrato de concessão, a Companhia passará por processos de Revisão Tarifária a cada cinco anos e por processo de Reajuste Tarifário anualmente. Sem prejuízo dos reajustes e revisões periódicas, caso haja alterações significativas nos custos da concessionária, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia elétrica e encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica que possam ser aprovadas pelo poder concedente durante o período, por solicitação desta, devidamente comprovada, poderá, a qualquer tempo, proceder à revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico financeiro do Contrato.

A Denerge - Desenvolvimento Energético S.A. – em “Recuperação Judicial” é a empresa controladora final do grupo, constituída sob a forma de sociedade anônima de capital fechado, com sua sede na cidade de São Paulo - SP.

1.1. Intervenção administrativa da ANEEL

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 3.647, de 31/8/2012, determinou, cautelarmente, a intervenção administrativa na Companhia, por um prazo de 1 (um) ano, contado da edição desta resolução, podendo ser prorrogada a critério da ANEEL.

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

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

- praticar ou ordenar atos necessários à consecução dos objetivos da intervenção;
- identificar e relatar à ANEEL quaisquer irregularidades, eventualmente praticadas pelos administradores da concessionária, decorrentes de atos ou omissões;
- zelar pelo integral cumprimento de todas as disposições e obrigações estabelecidas no respectivo contrato de concessão, em particular quanto à preservação e quantificação dos bens reversíveis vinculados à prestação do serviço concedido;

- implementar as práticas contábeis conforme determina o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica;
- apresentar os relatórios de auditoria contábil-financeira, nas datas-bases de assunção e de encerramento da intervenção, elaborados por empresa de auditoria independente;
- disponibilizar os dados e as informações necessários à análise jurídica, contábil, financeira, operacional e técnica da concessionária, além de outros que viabilizem a formulação e apresentação, ao acionista controlador, de propostas de investidores interessados na aquisição das ações de controle da concessionária;
- para os atos de alienação, disposição ou oneração do patrimônio da concessionária, contratações e demissões de cargos de Diretoria e Assessoramento, bem como de todo e qualquer cargo cujo salário corresponda a valor igual ou superior a R\$ 20.000,00 mensais, o interventor necessitará de prévia e expressa autorização da ANEEL;
- convocar, com exclusividade, a Assembleia geral nos casos em que julgar conveniente; e
- levantar o balanço geral e o inventário de todos os livros, documentos, dinheiro e demais bens da concessionária, ainda que em poder de terceiros, a qualquer título.

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

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

A assembleia de acionistas da concessionária subsiste durante a intervenção sem, todavia, intervir na gestão dos negócios.

A assembleia de acionistas da concessionária terá um prazo de 60 (sessenta) dias para apresentar à ANEEL um plano de recuperação e correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção, contendo no mínimo:

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

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

1.2. Plano de Recuperação da CEMAT

No último dia 31 de agosto, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, por meio da Resolução Autorizativa nº 3.647/2012 (“Resolução”), determinou a intervenção administrativa na Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. – CEMAT, (“Companhia”) pelo prazo de 1 (um) ano, podendo ser prorrogada a critério da ANEEL. Nos termos do § 3º do artigo 3º da Resolução, os acionistas da Companhia teriam que apresentar no prazo de 60 (sessenta) dias, contados da data da intervenção, um Plano de Recuperação e Correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção.

Em 26 de outubro de 2012, o representante legal do acionista controlador protocolizou na ANEEL, um plano de recuperação para análise e aprovação da agência reguladora.

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

1.3. Recuperação Judicial – Rede Energia

Em 19/12/2012, as acionistas indiretas da CEMAT, bem como a sua acionista direta Rede Energia S.A. – em “Recuperação Judicial” e as coligadas Companhia Técnica de Comercialização de Energia (“CTCE”) em “Recuperação Judicial” e a QMRA Participações S.A. (“QMRA”) em “Recuperação Judicial” tiveram seus pedidos de recuperação judicial (RJ) deferidos nos termos da Lei 11.101/2005.

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

1.4. Compromisso de Investimento, compra e venda de ações e outras avenças

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

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 (trinta) 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 4 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 4 Usinas Termelétricas, são elas: Comodoro, Guariba, Paranorte e Rondolândia.	8,88	4,27	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 4 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 0,59% 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 (cinco) anos, o equilíbrio financeiro-econômico da concessão. O processo se dá por meio da revisão da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados com prudência.

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

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

Parcela "A"	Parcela "B"
Encargos setoriais Reserva Global de Reversão – RGR (a) Conta de Consumo Combustível – CCC (b) Taxa de Fiscalização – TFSEE (c) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA (d) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (e) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (f) Operador Nacional do Sistema (ONS)	Receita irrecuperável Despesas de operação e manutenção (g) Pessoal Material Serviços de terceiros Despesas gerais e outras Despesas de capital Cotas de depreciação (h) Remuneração do capital (i)
Encargos de transmissão Uso das instalações de transmissão Uso das instalações de conexão 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 a 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 0,23% da totalidade da energia distribuída.

Para a prestação dos serviços, objeto das concessões acima mencionadas, a Companhia possui um quadro próprio de 1.936 funcionários, 1.453 prestadores de serviços e 50 estagiários, em 31/12/2012.

3. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

3.1. Bases de preparação e apresentação das demonstrações financeiras

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

As demonstrações financeiras foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), as quais abrangem a legislação societária brasileira, as normas emitidas pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e normas aplicáveis às concessionárias de serviço público de energia elétrica, definidas pela 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 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 13/3/2013.

3.2. Uso de estimativas

A preparação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a Administração realize estimativas para determinação e registro de certos ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações sobre suas demonstrações financeiras. Tais estimativas são feitas com base no princípio da continuidade e suportadas pela melhor informação disponível na data da apresentação das demonstrações financeiras, bem como na experiência da Administração. As estimativas são revisadas continuamente e quando novas informações se tornam

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

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

Os eventos mais significativos que produziram alterações nas estimativas da administração, foram:

- MP 579/2012 convertida na Lei 12.783/2013, que trata, entre outros, da renovação das concessões com vencimento entre 2015 e 2017, e que adotou o Valor Novo de Reposição (VNR) como base para o cálculo da indenização do ativo financeiro;
- Resolução Normativa ANEEL n.º 474/2012 que estabeleceu novas taxas anuais de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico, alterando as tabelas I e XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, com efeitos a partir de Janeiro de 2012;
- Revisão de estimativa pela nova administração para a mensuração das provisões e passivos contingentes.

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. 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 30/4/2013.

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS

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

Ativos e passivos financeiros:

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

Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo, e após o reconhecimento inicial, a Companhia mensura os ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado, somados aos custos de transação que sejam diretamente atribuídos à aquisição ou emissão do ativo ou passivo financeiro, pelo custo ou pelo custo amortizado, quando esses instrumentos financeiros são classificados de acordo com sua data de liquidação (Mantidos até o vencimento, 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 tenham sido designados como instrumentos 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 baseiam-se nos orçamentos e planos de negócios aprovadas pela Companhia para um período de 5 (cinco) anos, posteriormente são utilizadas taxas constantes. A taxa de desconto utilizada é 11,36%, que representa o WACC real setorial.

Ajuste a Valor Presente: Os ativos e passivos de longo prazo, bem como, os de curto prazo caso relevante, são ajustados a valor presente. Os principais efeitos apurados estão relacionados com 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 11,36%, que representa o WACC real setorial.

Estoque (inclusive do ativo intangível em curso): Os materiais em estoque classificados no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e administrativos) e aqueles destinados a investimento classificados no ativo intangível em curso (depósito de obra) estão registrados ao custo médio de aquisição para os materiais novos. Os itens recuperados são registrados pelo seu valor residual acrescido dos custos de recuperação, sem exceder o valor realizável líquido.

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 subsequente 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 julho 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.

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 planos de aposentadoria e pensão, sendo estes contabilizados conforme sua classificação, contribuição definida ou benefício definido. Planos de contribuição definida são aqueles 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 os 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, não sendo reconhecido nenhum ativo ou passivo.

Os planos de benefício definido têm sua contabilização baseada em avaliações atuariais, 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 31/12/2012, 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 19 – Benefícios a empregados (CPC 33): Ganhos e perdas atuariais imediatamente reconhecidas em outros resultados abrangentes. Vigência 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): Altera o tratamento do ativo financeiro, criando duas categorias; custo amortizado ou valor justo, conforme o modelo do negócio. 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;

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.

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 à 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;
- 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 3 maneiras:

- a) Direito de cobrar os usuários pela energia consumida (fatura);
- b) Direito cobrar os usuários pelo uso do sistema de distribuição; e
- c) 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 pelo Valor Novo de Reposição - VNR 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

	Valores em R\$ mil	
	31/12/2012	31/12/2011
Caixa	81	81
Saldos bancários	55.798	39.446
Outros investimentos	66.750	119.369
Total	122.628	158.896

6.1. Outros investimentos

				Valores em R\$ mil	
Agente financeiro	Tipo de aplicação	Vencimento	Taxas %	31/12/2012	31/12/2011
Banco do Brasil	CDB	(*)	99,00 CDI	-	351
Banco da Amazônia (BASA)	Título de capitalização	(*)	TR	870	655
Banco Bradesco (b)	CDB	(*)	20,00 CDI	8.375	7.156
Banco BVA	CDB	(*)	60,00 CDI	17	-
Banco Daycoval (a)	CDB	(*)	100,00 CDI	-	93.436
Banco Itaú (b)	CDB	(*)	20,00 CDI	3.458	12.362
Banco Safra (b)	CDB	(*)	10,00 CDI	271	1.175
Banco Máxima	CDB	(*)	105,00 CDI	4.334	4.234
Banco Santander	CDB	(*)	102,10 CDI	49.425	-
Total				66.750	119.369

(*) 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.

(a) Vide nota explicativa nº 13 (b);

(b) Remuneração sobre aplicação automática do saldo em conta corrente.

7. CONSUMIDORES

	Valores em R\$ mil			
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Consumidores	637.863	569.562	123.824	143.005
(-) Perda no valor recuperável (Provisão para crédito de liquidação duvidosa)	(71.369)	(31.844)	-	-
Total	566.494	537.718	123.824	143.005

7.1. Consumidores

Classe de consumidores:	Valores em R\$ mil						
	Saldos vencidos	até 90 dias	de 91 até 360 dias	mais de 361 dias	Total	31/12/2012	31/12/2011
Circulante							
Residencial	85.555	54.395	7.594	15.438	77.427	162.982	148.087
Industrial	57.190	13.315	6.177	9.619	29.111	86.301	74.697
Comércio, serviços e outras atividades	61.855	22.833	3.441	9.267	35.541	97.396	90.675
Rural	24.786	6.288	1.435	2.670	10.393	35.179	34.479
Poder público:							
Federal	1.638	1.788	147	310	2.245	3.883	3.361
Estadual	4.205	3.280	75	13	3.368	7.573	6.992
Municipal	3.921	4.718	1.531	8.075	14.324	18.245	15.936
Iluminação pública	5.611	1.366	69	10.362	11.797	17.408	16.481
Serviço público	3.766	5.490	13.428	57.644	76.562	80.328	65.325
Parcelamento Energia (Faturas Novadas)	27.897	6.614	12.193	34.158	52.965	80.862	69.452
(-) Ajuste a valor presente (a)	(299)	-	-	-	-	(299)	(107)
Redução de tarifa irrigação e aquicultura (b)	207	-	-	-	-	207	504
Redução de uso do sistema de distribuição (c)	24.870	-	-	-	-	24.870	19.206
Subtotal - Consumidores	301.202	120.087	46.090	147.556	313.733	614.935	545.088
Participação financeira do consumidor	1.037	280	241	1.082	1.603	2.640	1.840
Comercialização na CCEE (d)	798	-	-	-	-	798	7.727
Programa emergencial de redução do consumo	-	-	-	2	2	2	162
Encargos de capacidade emergencial	-	-	-	2.100	2.100	2.100	2.258
Concessionários/permissionários	746	-	-	-	-	746	746
Encargos de uso da rede elétrica	7.434	-	-	-	-	7.434	2.433
Outros	2.367	3.305	763	2.773	6.841	9.208	9.308
Total	313.584	123.672	47.094	153.513	324.279	637.863	569.562
Não circulante							
Fornecimento Energia (RTE não faturada) sob Limina	2.165	-	-	-	-	2.165	2.165
Parcelamento Energia (Faturas Novadas)	72.308	-	-	-	-	72.308	77.161
(-) Ajuste a valor presente (a)	(1.253)	-	-	-	-	(1.253)	(1.234)
Participação financeira do consumidor	31.927	-	-	-	-	31.927	39.553
Redução de tarifa irrigação e aquicultura (b)	2.424	-	-	-	-	2.424	1.964
Comercialização na CCEE (d)	2.962	-	-	-	-	2.962	5.796
Redução de uso do sistema de distribuição	12.201	-	-	-	-	12.201	16.360
Outros	1.090	-	-	-	-	1.090	1.240
Total	123.824	-	-	-	-	123.824	143.005

Do valor total de contas a receber em 31/12/2012, R\$ 153.170 mil (R\$ 146.613 mil em 31/12/2011) se referem a renegociações.

(a) Ajuste a valor presente

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

(b) Subsídio a Irrigantes

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

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

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

	Valores em R\$ mil	
	<u>Circulante</u>	<u>Não circulante</u>
Saldo em 31/12/2011	504	1.964
Apropriado no período	-	3.839
Amortizado no período	(3.774)	-
Atualizado no período	-	98
Valor transferido circulante - não circulante	3.477	(3.477)
Saldo em 31/12/2012	207	2.424

(c) Redução de uso do sistema de distribuição

Por meio da Resolução homologatória ANEEL nº 1.270 de 3/4/2012, foi concedido para Companhia os valores de R\$ 88.236 mil, R\$ 20.096 mil e R\$ 1.577 mil, provenientes de perda financeira dos descontos concedidos na TUSD. Os valores objetivam recompor a receita da Companhia referente à disponibilização da rede de transmissão aos consumidores livres, geradoras e fontes incentivadas. O saldo em 31/12/2012 apresenta-se reduzido em R\$ 45.644 mil, relativo ao período no qual a Companhia encontra-se impedida de aplicar as tarifas homologadas a partir de 8/4/2012. A realização do referido montante está condicionada à regularização financeira dos encargos setoriais, e, posteriormente, reconhecimento da adimplência em Despacho específico da ANEEL.

(d) Comercialização na CCEE

O saldo da conta de consumidores inclui o registro dos valores referentes à comercialização de energia no circulante e não circulante, no montante de R\$ 3.760 mil (R\$ 13.523 mil em 31/12/2011), com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE até o mês de dezembro de 2012. De acordo com a Resolução ANEEL nº 552, de 14/10/2002, os valores das transações de energia de curto prazo não liquidados nas datas programadas deverão ser negociados bilateralmente entre os agentes de mercado.

As operações de compra e venda de energia elétrica praticadas no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, após os ajustes divulgados pela CCEE, tiveram seu processo de liquidação concluído em julho de 2003. As demais operações de compra e venda de energia elétrica praticadas até dezembro de 2012, estão sendo liquidadas mensalmente.

Os valores da energia no curto prazo e da energia livre estão sujeitos à modificação dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movidos por determinadas empresas do setor, relativos à interpretação das regras do mercado em vigor.

7.2. Perda no valor recuperável (Perda Estimada nos Créditos de Liquidação Duvidosa)

	Valores em R\$ mil	
	31/12/2012	31/12/2011
Circulante		
Residencial	(17.491)	(12.976)
Industrial	(2.829)	(2.310)
Comércio, serviços e outras atividades	(7.105)	(7.252)
Rural	(1.480)	(902)
Poder Público	(21.818)	(1.337)
Iluminação Pública	(9.205)	(596)
Serviço Público	(11.135)	(3.005)
Outras receitas	(306)	(3.466)
Total	(71.369)	(31.844)
Movimentação:	31/12/2012	31/12/2011
Saldo do início do período/exercício	(31.844)	(54.204)
Perdas no período/exercício	22.662	30.358
Recuperação de perdas	(591)	(383)
Complemento de provisão	(61.596)	(7.615)
Saldo do final do período/exercício	(71.369)	(31.844)

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 31/12/2012 é de R\$ 91.698 mil (R\$ 123.367 mil em 31/12/2011).

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.

Foi efetuada a análise individualizada dos créditos a receber da Companhia de Saneamento da Capital – SANECAP e Departamento de Água e Esgoto de Várzea Grande – DAE, com base no histórico de recebimento dos últimos 5 (cinco) anos e foi constatada uma estimativa de perda maior do que a que estava constituída. Essa alteração foi a maior responsável pelo crescimento no valor da provisão.

8. TÍTULOS A RECEBER

	Circulante		Valores em R\$ mil Não circulante	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Faturas parceladas	6.232	8.294	-	-
Outros títulos a receber	745	793	-	-
Processo execução de precatórios P.M. de Cuiabá (a)	-	-	50.258	50.258
Valor de aquisição dos créditos fiscais (b)	-	-	28.030	28.030
(-) Perda no valor recuperável (b)	(316)	(316)	(28.030)	(28.030)
Total	6.661	8.771	50.258	50.258

(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 41º lugar em 2012 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		Valores em R\$ mil Não circulante	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Impostos de renda e contribuição social:				
Imposto de renda (a)	7.249	8.245	4.441	4.692
Contribuição social (a)	881	803	1.214	1.572
IRRF	3.192	-	-	-
Subtotal	11.323	9.048	5.655	6.264
Outros impostos e contribuições a compensar:				
ICMS (b)	20.746	26.653	26.398	20.587
(-) Ajuste a valor presente (b)	-	(1.350)	-	(4.345)
ICMS ajustado	20.746	25.303	26.398	16.242
Pis Não Cumulativo - Lei 10.637/02	60	-	-	-
Cofins Não Cumulativo - Lei 10.833/03	276	-	-	-
INSS	1.772	1.034	-	-
ISS - Demanda	-	-	178	90
Subtotal	22.854	26.337	26.576	16.332
Total	34.177	35.385	32.231	22.596

(a) Saldos negativos de imposto de renda e contribuição social apurados no ano calendário de 2012 e anos-calendários anteriores, decorrentes de estimativas pagas a maior e parceladas, que serão utilizados para compensação de tributos administrados pela Receita Federal do Brasil - RFB e à medida que forem sendo pagas as prestações do parcelamento da Lei nº 11.941/2009 (vide nota explicativa nº 18), e desde que o montante já pago exceda o valor do imposto ou da contribuição, determinados com base no resultado apurado nos respectivos períodos.

(b) O ICMS a compensar apurado na aquisição de bens do ativo intangível será recuperado em até 48 (quarenta e oito) meses. A Companhia procedeu, até dezembro/2011, ao cálculo do AVP – Ajustes a Valor Presente utilizando a taxa de 11,36% a.a..

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:

Valores em R\$ mil

	31/12/2012		31/12/2011	
	Imposto de renda	Contribuição Social	Imposto de renda	Contribuição Social
Composição da receita (despesa) com impostos:				
Impostos correntes	(17.462)	(6.455)	(30.284)	(12.355)
Impostos diferidos - variação líquida	8.418	3.036	(17.609)	(6.710)
	(9.044)	(3.419)	(47.893)	(19.065)

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

Valores em R\$ mil

	31/12/2012		31/12/2011	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Reconciliação para taxa efetiva				
Lucro (Prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social	(40.416)	(40.416)	197.138	197.138
Adições(exclusões) permanentes				
Despesas indedutíveis	162	162	624	624
Multas indedutíveis	29	-	1.364	-
Gratificações/participações dos Administradores	230	-	563	-
Doações	162	162	-	-
Efeitos da Lei nº 11.638/2007	17.077	17.077	(10.970)	(10.970)
Multas regulatórias	-	-	(15.693)	-
Componente financeiro	-	-	23.728	23.728
Outras	(96)	-	(1.794)	1.317
Subtotal	17.564	17.401	(2.178)	14.699
Base de cálculo dos impostos	(22.852)	(23.015)	194.960	211.837
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Saldo apurado	5.713	2.071	(48.740)	(19.065)
Créditos sobre incentivos fiscais	492	-	847	-
Créditos Não Constituídos - IN CVM 371/2002	(15.249)	(5.490)	-	-
Receita(despesa) com impostos	(9.044)	(3.419)	(47.893)	(19.065)
Taxa efetiva	-22,38%	-8,46%	24,29%	9,67%

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.

Valores em R\$ mil

Natureza	Não circulante			
	31/12/2012		31/12/2011	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Provisão para contingências trabalhistas e cíveis (a)	85.722	85.722	2.430	2.430
Provisão para crédito de liquidação duvidosa (a)	99.715	99.715	60.190	60.190
Prejuízos fiscais e base negativa (b)	156.923	382.910	187.743	413.651
Ajustes da Lei nº 11.638/2007 (c)	1.553	1.553	16.606	16.606
Estudo IN CVM 371/02 (d)	(60.996)	(60.996)	-	-
Base de cálculo dos impostos diferidos	282.919	508.905	266.969	492.877
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Impostos diferidos não circulante	70.730	45.801	66.742	44.359

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 nº 11.638/2007
- (d) Estorno Parcial mediante laudo de créditos fiscais diferidos

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:

						Valores em R\$ mil
2013	2014	2015	2016	2017	Após 2017	Total
13.256	15.239	14.346	13.846	14.650	45.194	116.531

O estudo efetuado sobre o saldo de 31/12/2012 apontou para um estorno parcial do ativo constituído considerando as seguintes premissas:

- 1) A CEMAT é uma Companhia Aberta, e como tal segue as normatizações contábeis da CVM para fins societários. A Instrução Normativa 371/02 define variáveis importantes na modelagem dos lucros tributáveis futuros das empresas, que devem apresentar, cumulativamente:
 - a. Histórico de rentabilidade;
 - b. Expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, fundamentada em estudo técnico de viabilidade, que permitam a realização do ativo fiscal diferido em um prazo máximo de dez anos; e
 - c. Os lucros futuros referidos no inciso anterior deverão ser trazidos a valor presente com base no prazo total estimado para sua realização.
- 2) Foi imposto pela Lei 9.249/95 um limitador de aproveitamento do Lucro Tributável em cada ano de 30% dos créditos diferidos. Em função disso, embora haja lucros no período projetivo em montante suficiente para fazer a compensação, a legislação cumpre o papel de alongar esse prazo, o qual é restrito ao limite de 10 (dez) anos, faz com que a companhia não os recupere integralmente no período normativo.

- 3) Houve variações expressivas no trimestre findo em 31/12/2012 por conta de provisões não dedutíveis (consumidores, ações de natureza trabalhista e cível), as quais originaram diferenças temporárias. O registro do crédito tributário decorrente dessas provisões (consoante o CPC 32 – Tributos sobre o Lucro) está condicionado a existência de lucros futuros, os quais existirão; contudo, as restrições colocadas nos itens 1) e 2) acabam levando a um registro parcial sobre os respectivos valores.

Existem ainda incertezas relacionadas ao processo de transferência do controle da CEMAT, além da reformulação que esse evento deverá trazer na estrutura de capital da companhia, inicialmente, a capitalização, e conseqüente diminuição da alavancagem financeira. Nessa ordem, é bastante provável que o lucro tributável seja maior, mas, por enquanto esses eventos não podem ser considerados no modelo, pois nada foi concretizado ainda.

Convém ressaltar que o estorno desse crédito ocorreu apenas por que a companhia não consegue justificar através dos parâmetros da Instrução Normativa 371/2002, lucros tributários futuros suficientes dentro do prazo contábil previsto, porém não extingue o direito perante a Receita Federal do Brasil, o qual poderá ser aproveitado tão logo haja lucros tributáveis.

10.4. Passivo fiscal diferido

	Valores em R\$ mil			
	Não circulante			
	31/12/2012		31/12/2011	
Diferenças temporárias:	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Componente financeiro (a)	39.667	39.667	37.999	37.999
Ganho de Ajuste de VNR (b)	7.805	7.805	-	-
Base de cálculo dos impostos diferidos	47.472	47.472	37.999	37.999
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Impostos diferidos não circulante (outros)	11.868	4.272	9.500	3.420

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

(a) Realização dos lucros

(b) Ganho do Ajuste conforme Lei 12.783/2013

	Não circulante			
	31/12/2012		31/12/2011	
	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)	(189.560)	(189.560)
(-) Depreciação / baixas	(310.389)	(310.388)	(286.313)	(286.313)
Base de cálculo	339.206	339.206	363.281	363.281
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Encargos tributários sobre reserva de reavaliação	84.801	30.529	90.820	32.695
Total dos tributos diferidos	96.669	34.801	100.320	36.115

10.5. Movimentação dos tributos diferidos

Valores em R\$ mil

Imposto de renda:	31/12/2011	Reconhecidos no resultado	Reconhecidos no patrimônio líquido	31/12/2012
Provisão para contingências trabalhistas e cíveis	608	20.877	-	21.485
Perda no valor recuperável	15.047	9.882	-	24.929
Prejuízos fiscais	46.936	(7.705)	-	39.231
Componente financeiro	(9.500)	(417)	-	(9.917)
Ganho no Ajuste do VNR	-	(1.951)	-	(1.951)
Encargos de reavaliação	(90.820)	6.797	(778)	(84.801)
Ajustes da Lei 11.638/2007	4.151	(3.816)	-	335
Estudo IN 371/02 (d)	-	(15.249)	-	(15.249)
Total	(33.578)	8.418	(778)	(25.938)

Contribuição social:	31/12/2011	Reconhecidos no resultado	Reconhecidos no patrimônio líquido	31/12/2012
Provisão para contingências trabalhistas e cíveis	219	7.514	-	7.733
Perda no valor recuperável	5.417	3.557	-	8.974
Base negativa	37.229	(2.767)	-	34.462
Componente financeiro	(3.420)	(150)	-	(3.570)
Ganho no Ajuste do VNR	-	(702)	-	(702)
Encargos de reavaliação	(32.695)	2.448	(281)	(30.528)
Ajustes da Lei 11.638/2007	1.494	(1.374)	-	120
Estudo IN 371/02 (d)	-	(5.490)	-	(5.490)
Total	8.244	3.036	(281)	10.999

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:

	Valores em R\$ mil
Saldo em 31/12/2011	3.552
Valor provisionado	2.186
Valor homologado	28.235
Valor recebido	(26.518)
Saldo em 31/12/2012	7.454

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 mil, fiscalizada e aprovada pela ANEEL. A Companhia recebeu como sub-rogação o valor de R\$ 3.045 mil em 2004 e R\$ 6.026 mil 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 mil para a conclusão da obra. O valor de sub-rogação desta obra é de R\$ 41.928 mil, mais a correção do IGP-M para o período, no montante de R\$ 244 mil, totalizando R\$ 42.172 mil, dos quais R\$ 32.623 mil foram recebidos em 2006 e R\$ 9.549 mil 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 mil e sub-rogação de R\$ 13.040 mil, a ser recebido em 103 parcelas a partir de janeiro de 2006. Já foram recebidos em 2006 o montante de R\$ 549 mil, R\$ 2.459 mil em 2007, R\$ 1.364 mil em 2008, R\$ 5.925 mil em 2009, R\$ 1.221 mil em 2010, R\$ 1.328 mil em 2011 e R\$ 194 mil em 2012, totalizando R\$ 13.040 mil;
- Sistema Tabaporã, aprovado pela Resolução Autorizativa nº 512 de 11/4/2006, com investimento total de R\$ 3.078 mil e valor sub-rogado de R\$ 2.132 mil recebido integralmente em 2006;
- Sistema de Transmissão Nova Monte Verde, com subsídio aprovado pela ANEEL de R\$ 56.542 mil, acrescido de um valor complementar de R\$ 5.390 mil em dezembro/2012, 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 mil, R\$ 11.888 mil em 2010, R\$ 16.830 mil em 2011 e R\$ 17.416 mil em 2012, totalizando R\$ 54.464 mil;
- Sistema de Transmissão Baixo Araguaia, com subsídio inicialmente aprovado pela ANEEL no valor de R\$ 152.916 mil, através da Resolução Autorizativa nº 906 de 2/5/2007 e alterado para R\$ 140.414 mil acrescido de um valor complementar de R\$ 15.452 mil em dezembro/2012, conforme Resolução Autorizativa nº 2.624 de 30/11/2010. A previsão era de recebimento em 48 parcelas, a partir de janeiro de 2009. Foram recebidos em 2009 o montante de R\$ 27.065 mil, R\$ 47.058 mil em 2010, R\$ 47.496 mil em 2011 e R\$ 34.247 mil em 2012, totalizando R\$ 155.866 mil;
- Sistema de Transmissão Juruena, com projeto e subsídio aprovado no montante de R\$ 40.310 mil, por meio da Resolução Autorizativa nº 1.371 de 20/5/2008. Foram recebidos em 2011 o montante de R\$ 6.558 mil e R\$ 10.649 mil em 2012, totalizando R\$ 17.207 mil;
- Sistema de Transmissão Sapezal / Comodoro, com projeto e subsídio aprovado no montante de R\$ 32.254 mil, por meio da Resolução Autorizativa nº 1.877 de 7/4/2009, com previsão de recebimento, a partir de 2012, em 82 parcelas.

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 aplicado	Valor sub-rogado	Recebido	Valores em R\$ mil	
					A receber	
					31/12/2012	31/12/2011
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	13.040	-	194
Sistema de Transmissão Tabaporã	em serviço	3.078	2.132	2.132	-	-
Sistema de Transmissão Nova Monte Verde	em serviço	62.917	61.932	54.464	7.468	19.494
Sistema de Transmissão Baixo Araguaia	em serviço	184.932	155.866	155.866	-	35.269
Sistema de Transmissão Juruena	em serviço	52.135	40.310	17.207	23.103	33.753
Sistema de Transmissão Sapezal / Comodoro	em curso	45.166	32.254	-	32.254	28.281
Total		433.612	356.777	293.952	62.825	116.991
Circulante (Principal)					62.825	98.118
Circulante (Variação IGP-M)					8.620	-
Total do Circulante					71.445	98.118
Não circulante					-	18.873

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		Valores em R\$ mil	
			Não circulante	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Adiantamento a fornecedores	6.446	2.958	-	-
Bloqueio Judicial	2.685	810	-	-
Valores a recuperar de empregados	3.338	2.786	-	-
Cheques em cobrança especial	1.476	1.508	-	-
Despesas pagas antecipadamente	480	1.500	-	-
Plano de Universalização	5.258	4.575	-	-
Títulos e valores mobiliários	1.093	164	-	-
Créditos de contas de energia elétrica	389	287	-	-
ICMS - Aquisição de crédito terceiros (a)	-	-	11.136	11.136
Ativos mantidos para venda	2.738	3.245	-	-
Banco Daycoval (b)	-	-	102.985	-
Dispêndios a reembolsar	3.202	420	-	-
Cauções e depósitos vinculados	-	-	200	200
Outros créditos a receber-CELPA - em "Recuperação Judicial" (c)	-	-	21.547	-
Outros créditos a receber	6.251	5.176	790	789
Total	33.356	23.429	136.658	12.125

(a) Créditos de ICMS adquiridos de Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH's) localizadas no estado de Mato Grosso. Os referidos créditos foram habilitados pela Secretaria de Fazenda do Estado de Mato Grosso (PAC – Pedido de Habilitação de Crédito) e posteriormente compensados (RUC – Registro de Utilização de Crédito), ambos expedidos pelo sítio da Secretaria de Fazenda do Estado de Mato Grosso. Posteriormente à habilitação do pedido e do registro, houve a notificação por parte do fisco estadual questionando o gerador sobre a validade do procedimento de habilitação do crédito. Solidariamente, a CEMAT também foi notificada e diante disso suspendeu o aproveitamento do direito até a definição do recurso interposto pela geradora. O Ativo está vinculado a uma obrigação com o gerador que será exigida após a conclusão da ação.

(b) Refere-se à transferência de valores efetuado pelo Banco Daycoval S.A. para a conta corrente da acionista Rede Energia S.A. – em “Recuperação Judicial”, em 28/2/2012, para quitação de dívidas vencidas por antecipação desta holding, conforme justificativa da Instituição Financeira. A Administração (Interventor) da Companhia considera essa transferência indevida e está questionando judicialmente a sua devolução. Todavia, a Administração (Interventor) considera como certo o recebimento deste ativo devido às seguintes razões: (i) o Plano de Recuperação, aprovado pela Assembleia dos Acionistas da holding Rede Energia S.A. – em “Recuperação Judicial” e também pela Assembleia de Acionistas da CEMAT, apresentado à ANEEL, em 26/10/12, no âmbito da intervenção administrativa, propõe o ressarcimento da Companhia mediante aquisição da posição do Banco Daycoval S.A.; (ii) segundo informações prestadas pela ANEEL, o ressarcimento destes valores é condição de aprovação do Plano de Recuperação. A perda da disponibilidade financeira decorrente da referida transferência gerou dificuldades no fluxo de caixa e comprometimento da capacidade de adimplência com as obrigações setoriais e a Administração (Interventor) avalia os atos praticados pela administração anterior sobre o assunto.

(c) Crédito a receber da Centrais Elétricas do Pará S.A. – CELPA – em “Recuperação Judicial”, oriundo de transações entre partes relacionadas. Pelo plano de recuperação apresentado pela distribuidora do estado do Pará, os créditos intra-grupo serão parcialmente assumidos pela Rede Power do Brasil S.A., até onde se compensarem, que passará a responder perante às Partes Relacionadas pela parcela do crédito assumido e serão compensados. Do saldo total de R\$ 68.813 mil que a CEMAT tem direito, cerca de 69% (R\$ 47.266 mil) foram assumidas pela Rede Power do Brasil S.A. e o restante será pago em parcelas semestrais a partir do último dia do mês de setembro de 2019, com conclusão em setembro de 2034.

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”) – em “Recuperação Judicial” e a Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. (“EEVP”) – em “Recuperação Judicial”, ambas controladoras indiretas da Companhia, prevê cláusulas que requerem a manutenção de determinados limites

operacionais dentro de parâmetros pré-estabelecidos envolvendo a Companhia, calculados trimestralmente.

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

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

		Valores em R\$ mil	
	Relacionamento	31/12/2012	31/12/2011
Transações de mútuos:			
Receitas financeiras		9.155	12.391
Despesas financeiras		-	(19)
Receita de uso da rede elétrica (a):			
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	Coligada	773	1.815
Custo na compra de energia elétrica (a):			
Tangará Energia S.A.	Coligada	(88.636)	(82.585)
Custo de prestação de serviços:			
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	Coligada	(2.798)	(2.588)
		31/12/2012	31/12/2011
SALDOS ATIVOS			
Circulante			
Consumidores (a):			
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	Coligada	72	59
Total		72	59
Não circulante			
Valores a recuperar:			
Rede Energia S.A. - em "Recuperação Judicial"	Controladora	1.124	1.124
Empresa de Distrib. de Energia Vale Paranapanema S.A. (EDEVPA)	Coligada	60	60
		1.184	1.184
Conta corrente (b):			
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Coligada	7.971	10.922
Empresa Elétrica Bragantina S.A. (EEB)	Coligada	9.400	9.168
Companhia 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
		17.371	104.613
Alienações de bens e direitos (c):			
Rede Power do Brasil S.A.	Coligada	106.340	53.143
Total		124.895	158.940

SALDOS PASSIVOS		Valores em R\$ mil	
		31/12/2012	31/12/2011
Circulante			
Fornecedores (a):			
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	Coligada	234	228
Tangará Energia S.A.	Coligada	9.771	9.284
		10.005	9.512
Dividendos:			
Rede Energia S.A. - em "Recuperação Judicial"	Controladora	-	6.012
		-	6.012
Juros sobre capital próprio:			
Rede Energia S.A. - em "Recuperação Judicial"	Controladora	7.614	7.614
		7.614	7.614

(a) Contratos relacionados ao setor elétrico

No curso normal de nossos negócios, nossas empresas compram e vendem energia entre si nos termos de CCVE – Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, CCEAR – Contratos de Comercialização no Ambiente Regulado, CCD – Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição e CUSD - Contratos de Uso do Sistema de Distribuição.

(b) Conta corrente

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

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

As mutuantes podem realizar operações de empréstimos financeiros entre si.

A remuneração sobre o saldo devedor é calculada com base em 100% do CDI com prazo de 36 meses, vencendo em 31/8/2011, nos termos de contratos de mútuo na modalidade de conta corrente, podendo ser prorrogado por iguais e sucessivos períodos. Em 19/8/2011 foi encaminhado à ANEEL o 7º aditivo do referido contrato, solicitando a prorrogação do prazo de vigência por mais 24 meses com término em 31/8/2013. Até o encerramento destas demonstrações não havia sido publicada a anuência da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira.

- Contrato Multilateral de Mútuo entre as Distribuidoras**

Refere-se à movimentação financeira efetuada entre as Distribuidoras que na medida de suas necessidades, 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 remuneração sobre o saldo devedor é calculada com base em 100% do CDI com prazo de 36 (trinta e seis) 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 (vinte e quatro) meses com término em 31/8/2013. Até o encerramento destas demonstrações não havia sido publicada a anuência da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira.

(c) 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 mil, a ser pago em 60 parcelas mensais e sucessivas com carência de 3 (três) 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 do Despacho nº 3.457 de 21/11/2007 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira publicada no DOU de 23/11/2007.

Além do contrato acima, a Rede Power do Brasil S.A. assumiu o valor de R\$ 47.266 mil referente ao contrato de conta corrente da CELPA – em “Recuperação Judicial” com a CEMAT - vide nota explicativa nº13 (c).

14.2. Remuneração dos administradores

A remuneração dos administradores, no período findo em 31/12/2012, que corresponde a benefícios de curto prazo, foi de R\$ 2.793 mil (R\$ 2.843 mil em 31/12/2011) e, o valor correspondente a benefícios pós-emprego, foi de R\$ 64 mil (R\$ 103 mil em 31/12/2011).

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

A partir de setembro/2012, está sendo registrado a remuneração do Interventor, conforme valor definido na Resolução ANEEL nº 3.647/2012, dos diretores por ele nomeado e do Conselho Fiscal.

Foram nomeados pelo interventor o Sr. Eduardo Augusto Gomes de Assumpção para o cargo de Diretor Financeiro, Administrativo e de Relações com Investidores e o Sr. Joubert Meneguelli para o cargo de Diretor Vice Presidente/Superintendente. Os diretores nomeados são contratados pelo regime da CLT e não são diretores estatutários.

14.3. Compartilhamento de Infraestrutura

Atualmente as empresas do Grupo Rede Energia S.A. – em “Recuperação Judicial” 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 CEMAT, detentora da aeronave, e repassadas mensalmente às demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é indeterminada e possui anuência da ANEEL por meio do Ofício nº 1.955/2003.
- **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.
- **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 mil 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
- **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 mil 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 foi até 16/4/2012 e foi dispensada a anuência da ANEEL por meio do Ofício nº 920/2008.
 - 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 mil, 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.
 - c. **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.
 - d. Com a intervenção da Companhia por parte da ANEEL, foi realizado o processo de descentralização e o compartilhamento de infraestrutura está sendo revisto.

15. INVESTIMENTOS

	Valores em R\$ mil	
	31/12/2012	31/12/2011
Propriedades para investimentos avaliadas a custo:		
Edificações, obras civis e benfeitorias	4.160	4.168
Terrenos	1.385	1.385
Outros investimentos	868	875
Total	6.412	6.428

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:

	Valores em R\$ mil	
	31/12/2012	31/12/2011
Ativo financeiro	801.165	436.081
Ativo intangível	1.517.764	1.649.830
Total	2.318.929	2.085.911

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

	31/12/2011	Adições	Baixas	Transferências	Valores em R\$ mil 31/12/2012
Em serviço:					
Custo					
Geração	13.183	1.684	(3.002)	(41)	11.824
Distribuição	3.647.218	696.904	(285.945)	41	4.058.218
Comercialização	6.028	1.245	(577)	-	6.696
Administração	135.920	604	(5.443)	-	131.081
Subtotal	3.802.349	700.437	(294.967)	-	4.207.819
(-) Obrigações vinc. à concessão	(674.969)	(1.213.600)	987.436	(156.955)	(1.058.088)
Total do custo	3.127.380	(513.163)	692.469	(156.955)	3.149.731
(-) Amortização					
Geração	(6.536)	(488)	1.796	22	(5.206)
Distribuição	(1.030.430)	(165.436)	26.255	(22)	(1.169.633)
Comercialização	(3.455)	(300)	317	-	(3.438)
Administração	(50.071)	(10.245)	1.278	-	(59.038)
Subtotal	(1.090.492)	(176.469)	29.646	-	(1.237.315)
Obrigações vinc. à concessão	58.178	58.856	-	13.084	130.118
Total da amortização	(1.032.314)	(117.613)	29.646	13.084	(1.107.197)
Total em serviço	2.095.066	(630.776)	722.115	(143.871)	2.042.534
Em curso:					
Geração	912	7.054	(1.744)	(4.132)	2.090
Distribuição	338.782	371.449	(357.624)	4.117	356.724
Administração	8.153	5.278	(604)	15	12.842
Subtotal	347.847	383.781	(359.972)	-	371.656
Obrigações vinc. à concessão	(357.002)	(120.950)	238.820	143.871	(95.261)
Total em curso	(9.155)	262.831	(121.152)	143.871	276.395
Total	2.085.911	(367.945)	600.963	-	2.318.929

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

Valores em R\$ mil

		31/12/2012		31/12/2011		
		Valor líquido		Valor líquido		
	Custo	(-) Amortização acumulada	Ativo intangível	Ativo financeiro	Ativo intangível	Ativo financeiro
Em serviço:						
Terrenos	28.091	-		28.091	-	13.463
Edificações, obras civis e benfeitorias	72.690	(31.220)	31.196	10.274	34.492	11.854
Máquinas e equipamentos	4.010.349	(1.173.154)	2.000.967	836.228	2.131.315	452.572
Veículos	56.382	(21.805)	34.577	-	42.186	-
Móveis e utensílios	4.066	(2.584)	1.482	-	1.375	-
Servidões (a)	11.370	(2)	(2)	11.370	105	22.079
Softwares (b)	24.871	(8.550)	1.317	15.004	2.416	-
(-) Obrigações vinculadas à concessão	(1.058.088)	130.118	(828.168)	(99.802)	(552.904)	(63.887)
Subtotal	3.149.731	(1.107.197)	1.241.369	801.165	1.658.985	436.081
Em curso:						
Terrenos	100	-	100	-	341	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	4.126	-	4.126	-	4.379	-
Máquinas e equipamentos	291.804	-	291.804	-	271.977	-
Veículos	147	-	147	-	-	-
Móveis e utensílios	4	-	4	-	2	-
Material em depósito	48.307	-	48.307	-	56.342	-
Servidões (a)	9.213	-	9.213	-	7.702	-
Softwares (b)	9.320	-	9.320	-	5.426	-
Outros	8.635	-	8.635	-	1.678	-
(-) Obrigações vinculadas à concessão	(95.261)	-	(95.261)	-	(357.002)	-
Subtotal	276.395	-	276.395	-	(9.155)	-
Total	3.426.126	(1.107.197)	1.517.764	801.165	1.649.830	436.081

(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:

Valores em R\$ mil

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

(*) 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 Normativa ANEEL nº 474, de 7/2/2012, conforme segue:

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

Dos bens vinculados à concessão

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

Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

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

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

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

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

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

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

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

	Valores em R\$ mil					
	Ativo intangível		Ativo financeiro		Total	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Participação do consumidor	(279.259)	(490.590)	(8.956)	(7.613)	(288.215)	(498.203)
Participação da União	(13.633)	(17.432)	(2.332)	(1.600)	(15.965)	(19.032)
Participação do Estado	(4.536)	(3.123)	-	-	(4.536)	(3.123)
Participação dos Municípios	(4.155)	(4.202)	(28)	(20)	(4.183)	(4.222)
Doações e subv. destinadas a invest. do serv. concedido	(342.641)	(90.389)	(40.694)	(8.592)	(383.335)	(98.981)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(308)	(325)	(40)	(34)	(348)	(359)
Universalização do serviço público de energia elétrica	(278.897)	(303.825)	(47.752)	(46.028)	(326.649)	(349.853)
Outros	-	(20)	-	-	-	(20)
Total	(923.429)	(909.906)	(99.802)	(63.887)	(1.023.231)	(973.793)

Ativo Financeiro Indenizável da Concessão

Valores em R\$ mil

	31/12/2011	Adições	Baixas	Valor Novo Reposição	31/12/2012
Geração - Usinas	1.027	713	(12)	(279)	1.449
Distribuição	470.830	396.421	(3.805)	10.394	873.840
Comercialização	389	42	(55)	1.203	1.579
Administração	27.723	4	(116)	(3.513)	24.098
Obrigações Especiais	(63.888)	(385.225)	349.312	-	(99.801)
Total	436.081	11.955	345.324	7.805	801.165

Atualização de Ativos Financeiros Indenizáveis

Por meio da Medida Provisória n.º 579 de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei 12.783/2013 o Governo Federal definiu, entre outros pontos, as regras para renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, cujos contratos vençam entre 2015 e 2017. A Lei proporcionou aos concessionários, mediante a aceitação de condições expressas pelo regulador, a prorrogação da concessão, uma única vez, pelo prazo de até 30 anos.

Em seu art.8º (§ 2º) a Lei define a utilização do Valor Novo de Reposição (VNR) pelo poder concedente para a determinação do valor das indenizações. Como consequência desta definição, o ativo financeiro que representa a indenização de todas as distribuidoras, abrangidas ou não pela referida lei, foram ajustadas pelo VNR com contrapartida no resultado do exercício.

A partir de 1º de janeiro de 2013, a movimentação do ativo financeiro será tratada:

- Para as modificações que afetam o fluxo de caixa do negócio, os ajustes terão contrapartida no resultado do exercício e;
- As modificações que afetam as taxas de juros de mercado, na visão externa à empresa, deverão ter ajustes no patrimônio líquido (outros resultados abrangentes).

Quando da revisão tarifária periódica, o saldo do patrimônio líquido deverá ser zerado, sendo reclassificado para o resultado do exercício. É como se o contrato de concessão fosse “repactuado” a cada quatro anos.

A CEMAT realizou em julho de 2005 uma reavaliação espontânea de seus ativos e, na adoção das normas internacionais de Contabilidade instituídas pela Lei nº 11.638/2007, optou pela manutenção desta reavaliação.

O ajuste do ativo financeiro foi feito sobre o valor original contábil reavaliado, ficando constituído da seguinte forma:

Valores em R\$ mil

Composição do Ativo Financeiro	Livro Societário	Livro Regulatório	Ajuste VNR
Valor Original Contábil Até o 2º Ciclo - VOC	168.446	168.446	-
Adições Após o 2º Ciclo - VOC	674.126	674.126	-
Atualização da Base Blindada - 2º Ciclo	-	58.395	58.395
Reavaliação Espontânea de Ativos	50.590	-	(50.590)
Total	893.162	900.967	7.805

O laudo do 3º ciclo da CEMAT está em fase de conclusão e avaliação pela ANEEL, porém serviu de parâmetro para a validação do valor obtido com a movimentação do laudo do 2º ciclo.

O ganho de R\$ 7.805 mil originado pelo ajuste foi registrado como outras receitas operacionais.

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	Valores em R\$ mil 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)			(235.222)
Reserva de reavaliação própria registrada no patrimônio líquido em 31/12/2012			223.875

O efeito no resultado do período findo em 31/12/2012, oriundo das amortizações, baixas e alienações, foi de R\$ 19.003 mil (R\$ 21.909 mil em 31/12/2011), líquido dos efeitos tributários.

Teste de recuperabilidade econômica

Por ocasião do encerramento das demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31/12/2012, a Companhia procedeu ao teste de recuperabilidade econômica dos ativos intangível e financeiro dos contratos de concessão de acordo com o CPC 01 - R1 (Redução ao valor recuperável de ativos). O ativo intangível foi testado com base no seu valor em uso, utilizando o modelo de fluxo de caixa para o período de vigência da concessão. O ativo financeiro, resultante da adoção do OCPC 05 - Contratos de Concessão, teve como principal parâmetro a base de remuneração da última revisão tarifária ajustada. Durante o período findo em 31/12/2012, não ocorreu nenhum evento relevante que requeresse a revisão do referido teste. 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 são 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 é 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 5 Tranches no total de R\$ 1.001.304 mil, para atendimento a 122.212 ligações.

Através da Resolução Normativa nº 488, de 15 de maio de 2012, ficou estabelecido as condições para a revisão dos Planos de Universalização de Energia Elétrica na área rural, considerando a Instituição do Programa Luz Para Todos para o exercício de 2011 a 2014, a Companhia terá 5.731 novos consumidores, mas terá ainda áreas rurais não energizadas. Na mesma Resolução nº 488, está previsto a possibilidade da Companhia em caráter excepcional poder apresentar um plano com limite superior a 2014.

Considerando que a demanda de propriedades rurais a serem atendidas é da ordem de 36.000, a Companhia encaminhou a ANEEL, proposta de Plano de Universalização para atender a demanda existente e o crescimento vegetativo a ser realizado até o ano de 2018, totalizando recursos no montante de R\$ 534.710 mil, dos quais R\$ 80.207 mil seriam próprios, porém a ANEEL na Reunião Pública Ordinária de 12/03/2013 definiu o ano de 2017 como limite. Na mesma reunião, a ANEEL aprovou a realização de audiência pública para alterar as Resoluções Normativas nº 488 de 2012, e nº 414, de 2012, de modo a estabelecer que, além do ano global de universalização da área de concessão, cada município também deverá ter o seu horizonte máximo para o atendimento definido pela ANEEL.

Está em fase de contratação e assinatura junto a ELETROBRÁS a 6ª Tranche do Programa, que prevê a ligação de mais 5.731 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 31/12/2012, relativamente aos financiamentos obtidos de terceiros para aplicação no intangível em curso, estão registrados como custo desse ativo, no montante de R\$ 14.571 mil (R\$ 24.391 mil em 31/12/2011). As obras receberão capitalização enquanto estiverem dentro do prazo de execução estabelecido pelo órgão regulador.

17. FORNECEDORES

	Valores em R\$ mil	
	31/12/2012	31/12/2011
Suprimento de energia elétrica	243.757	122.499
Energia livre	6.508	6.508
Aquisição de combustível	479	135
Encargos de uso da rede elétrica	3.522	3.910
Materiais e serviços	35.772	50.453
Total	290.038	183.505

18. OBRIGAÇÕES FISCAIS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Obrigações fiscais Federais:				
Imposto de renda	-	5.139	-	-
Contribuição social	-	2.692	-	-
Subtotal	-	7.831	-	-
Outras obrigações fiscais Federais:				
IRRF	651	4.027	-	-
Previdência social	3.126	3.266	-	-
FGTS	856	967	-	-
PIS	2.550	7.764	-	-
COFINS	11.747	35.762	-	-
Outros	620	508	-	-
Subtotal	19.550	52.294	-	-
Parcelamentos:				
Parcelamento Lei nº 11.941/2009 (a)	23.800	38.145	-	22.252
Parcelamento ordinário - PIS (b)	9.585	5.372	25.458	15.197
Parcelamento ordinário - COFINS (b)	44.147	24.744	116.215	69.996
Parcelamento ordinário - IRPJ (b)	2.243	-	5.981	-
Parcelamento ordinário - CSLL (b)	1.043	-	3.738	-
Subtotal	80.817	68.261	151.392	107.445
Total de outras obrigações fiscais Federais	100.367	120.555	151.392	107.445
Total de obrigações fiscais Federais	100.367	128.386	151.392	107.445
Obrigações fiscais Estaduais:				
ICMS	57.764	91.747	-	587
Subtotal	57.764	91.747	-	587
Total de obrigações fiscais Estaduais	57.764	91.747	-	587
Obrigações fiscais Municipais:				
ISS	229	288	-	-
Total de obrigações fiscais Municipais	229	288	-	-
Total de outras obrigações fiscais	158.360	212.590	151.392	108.032
Total de obrigações fiscais	158.360	220.421	151.392	108.032

(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, às novas modalidades de parcelamentos instituídas pela Lei nº 11.941/2009. A última parcela será paga em julho/2013.

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.

Valores em R\$ mil

	Tributos
	RFB
Saldo consolidado em 31/12/2011	60.397
Encargos	3.100
Amortizações	(39.697)
Saldo consolidado em 31/12/2012	23.800

(b) Em julho/2012 a Companhia firmou junto a Receita Federal do Brasil - RFB, pedido de parcelamento do PIS, da COFINS, do IRPJ e da CSLL, 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 agosto/2012. O parcelamento ordinário anterior de PIS e COFINS está incluso no montante a ser pago.

19. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

19.1. Composição

	31/12/2012		31/12/2011	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Moeda nacional:				
Eletrobrás	107.074	249.523	61.422	298.660
FINAME	264	186	1.323	129
Investimento	30.604	44.524	41.004	53.321
Capital de giro - CDI	75.339	291.980	92.075	165.515
Capital de giro - IPCA	23.344	-	23.354	10.001
Subtotal	236.625	586.213	219.178	527.626
(-) Custo de transação	(2.399)	(2.174)	(3.293)	(4.573)
Total moeda nacional	234.226	584.039	215.885	523.053
Moeda estrangeira:				
BID	34.423	52.756	36.763	68.063
Unit Notes	-	-	11.724	-
Tesouro Nacional	2.473	42.106	3.368	40.538
Subtotal	36.896	94.862	51.855	108.601
(-) Cauções	-	(32.499)	-	(28.221)
Total moeda estrangeira	36.896	62.363	51.855	80.380
Total geral	271.122	646.402	267.740	603.433
Principal	249.936	648.576	253.270	608.006
Encargos	21.186	(2.174)	14.470	(4.573)

Em 31/12/2012 a Companhia é devedora do valor de R\$ 260.633 mil em empréstimos de longo prazo com obrigações em atraso. A despeito dessa circunstância, a Companhia mantém tais obrigações registradas em seu passivo exigível não circulante, em virtude do estágio avançado das renegociações com os respectivos credores.

19.2. Composição do saldo devedor por moeda/indexador

	31/12/2012	%	31/12/2011	%
Valores em R\$ mil				
Moeda nacional:				
URTJLP	450	0,05	1.452	0,19
UFIR	356.596	43,34	360.082	48,22
CDI	442.447	53,77	351.915	47,12
IPCA	23.344	2,84	33.355	4,47
Subtotal	822.837	100,00	746.804	100,00
(-) Custo de transação	(4.573)		(7.866)	
Total moeda nacional	818.264		738.938	
Moeda estrangeira:				
Dólar norte-americano				
LIBOR	16.934	12,85	29.051	18,11
PRÉ-FIXADO	114.825	87,15	131.405	81,89
Subtotal	131.759	100,00	160.456	100,00
(-) Cauções	(32.499)		(28.221)	
Total moeda estrangeira	99.260		132.235	
Total	917.524		871.173	

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 4,46% 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 junho/2017.

- Operações indexadas a CDI, com taxa média ponderada de 3,27% a.a.
- Operações indexadas a IPCA, com taxa média ponderada de 10,83% a.a.

Dentro destas operações existe contrato com taxa de juros efetiva de CDI mais 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). No período findo em 31/12/2012 foram amortizados R\$ 3.293 mil (R\$ 2.847 mil em 31/12/2011).

Os custos de transação a serem amortizados são:

Vencimento:	Valores em R\$ mil	
	31/12/2012	31/12/2011
2012	-	3.293
2013	2.399	2.399
2014	1.517	1.517
2015	636	636
2016	21	21
Total	4.573	7.866

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

- 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 (quarenta e oito) meses, vencendo a primeira em janeiro/2009 e a última em dezembro/2012. Em 18/9/2012 foi assinado Instrumento, prorrogando o vencimento da operação para maio/2017, com carência de principal até novembro/2013 e amortização em 42 parcelas de dezembro/2013 a maio/2017;
- contrato, empréstimo ponte com o ITAÚ BBA, assinado em dezembro/2008 e março/2009, com a finalidade de interligação da região de Juruena 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 mil. 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 em junho/2016. Em 05/9/2012 foi assinado Instrumento, prorrogando o vencimento da operação para maio/2017, com carência de principal até novembro/2013 e amortização em 42 parcelas de dezembro/2013 a maio/2017;
- 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 (quarenta e cinco) meses, vencendo a primeira em dezembro/2011 e a última em agosto/2015. Em outubro/2012 foi realizado um aditivo alterando o vencimento para janeiro/2017, sendo que a primeira amortização do principal ocorrerá em agosto/2013.

Moeda estrangeira:

a. 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 mil dos recursos dos empréstimos aprovados. Do total liberado, US\$ 75.000 mil são provenientes de recursos próprios do BID (denominados como “A Loan” ou parte “A”) e US\$ 39.500 mil são provenientes de um sindicato de bancos (clubdeal) composto pelo Banco Société Générale e Banco Itaú Europa, ou parte “B”. A parte “A” do financiamento terá o prazo total de nove anos para liquida  o, sendo 3 anos de carência e mais 6 para amortiza  o do principal. A parte “B” terá o prazo total de 6 anos para liquida  o, sendo 3 anos de carência e mais 3 anos para amortiza  o. As amortiza  es tanto do principal quanto dos encargos serão 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.

Em outubro/2012 foi acordado com o BID, através de termo Standstill, a não exigibilidade de pagamento do principal até a data de 26/12/2012, após este período foi realizado um aditivo onde o prazo foi estendido para junho/2013.

b. Tesouro nacional: Banco do Brasil S.A. – reestrutura  o da dívida externa, com garantias do Tesouro Nacional, contratos assinados em 18/3/1998 e 22/9/1999 com taxas de juros pré que variam de 6,2% a 8,2% a.a. e taxas que variam de 0,81% a 0,88% a.a. mais taxa Libor semestral e varia  o cambial, com amortiza  o semestral, e a data do último vencimento será em abril/2024, com garantias de aval do Governo do Estado, receita própria e depósito cau  o de parte da dívida, atualizado mediante aplica  o da média ponderada das varia  es dos preços dos “Bônus de Zero Cupom do Tesouro dos Estados Unidos da América” (“US\$ Treasury Zero Coupon Bond”) cujo saldo em 31/12/2012    de R\$ 32.499 mil (R\$ 28.221 mil em 31/12/2011).

19.4. Garantias

Os empréstimos e financiamentos estão garantidos por aliena  o 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)

Valores em R\$ mil						
Vencimento	Moeda nacional	Moeda estrangeira	Custo de transa��o	Cau��es	31/12/2012	31/12/2011
2013	-	-	-	-	-	161.232
2014	145.917	38.470	(1.517)	-	182.870	138.988
2015	143.679	15.314	(636)	-	158.357	118.316
2016	137.612	-	(21)	-	137.591	57.151
2017	79.142	-	-	-	79.142	39.145
2018	33.418	-	-	-	33.418	33.419
2019	22.034	-	-	-	22.034	22.035
2020	13.637	-	-	-	13.637	13.638
2021	9.231	-	-	-	9.231	9.232
2022	1.543	-	-	-	1.543	791
2024	-	41.078	-	(32.499)	8.579	9.486
Total	586.213	94.862	(2.174)	(32.499)	646.402	603.433

19.6. Movimentação

Valores em R\$ mil

	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Saldo em 31/12/2011	215.885	523.053	51.855	80.380	871.173
Ingressos	3.740	136.062	-	-	139.802
Encargos	65.785	-	11.618	-	77.403
Variação monetária e cambial	259	741	2.372	7.553	10.925
Transferências	78.216	(78.216)	21.292	(21.292)	-
Pagamentos de principal	(94.716)	-	(38.258)	-	(132.974)
Pagamentos de juros	(35.837)	-	(11.983)	-	(47.820)
Transferência de custo de transação	(2.399)	2.399	-	-	-
Apropriação de custo de transação	3.293	-	-	-	3.293
Atualização cauções	-	-	-	(4.278)	(4.278)
Saldo em 31/12/2012	234.226	584.039	36.896	62.363	917.524

20. FINANCIAMENTO POR ARRENDAMENTO FINANCEIRO

20.1. Composição

Valores em R\$ mil

	31/12/2012		31/12/2011	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Moeda nacional:				
Arrendamento mercantil	2.711	88	5.490	2.819
Total moeda nacional	2.711	88	5.490	2.819
Moeda estrangeira:				
Arrendamento mercantil	2.771	30.568	3.268	31.479
Subtotal	2.771	30.568	3.268	31.479
Caução	-	(6.184)	-	(6.686)
Total moeda estrangeira	2.771	24.384	3.268	24.793
Total geral	5.482	24.472	8.758	27.612
Principal	5.451	24.472	8.601	27.612
Encargos	31	-	157	-

20.2. Composição do saldo devedor por moeda e indexador

	31/12/2012	%	31/12/2011	Valores em R\$ mil %
Moeda nacional:				
CDI	2.799	100,00	8.309	100,00
Total moeda nacional	2.799	100,00	8.309	100,00
Moeda estrangeira:				
Dólar norte-americano				
PRÉ-FIXADO	-	-	32.977	94,91
LIBOR	33.339	100,00	1.770	5,09
Subtotal	33.339	100,00	34.747	100,00
Cauções	(6.184)		(6.686)	
Total moeda estrangeira	27.155		28.061	
Total	29.954		36.370	

20.3. Detalhamento dos arrendamentos financeiros

Moeda nacional:

Contratos de arrendamento mercantil de veículos e equipamentos, contratados pela variação do CDI, amortização mensal e vencimento da última parcela em abril/2015.

- Operações indexadas a CDI, com taxa média ponderada de 3,27% a.a.

Moeda estrangeira:

Arrendamento mercantil de aeronave com custo de 6,75% a.a., acrescido 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 31/12/2012 era de R\$ 6.184 mil (R\$ 6.686 mil em 31/12/2011).

A dívida total a valor presente dos arrendamentos mercantis em 31/12/2012 é de R\$ 29.954 mil (R\$ 36.370 mil em 31/12/2011) e os valores de pagamentos futuros estão distribuídos da seguinte forma:

	Moeda Nacional	Moeda Estrangeira	Cauções	31/12/2012	31/12/2011
Vencimento					
2012	-	-	-	-	8.758
2013	2.711	2.771	-	5.482	6.238
2014	88	2.235	-	2.323	2.714
2015	-	3.161	-	3.161	2.901
2016	-	3.379	-	3.379	3.102
2017	-	3.613	-	3.613	3.317
2018	-	3.864	-	3.864	3.547
2019	-	4.131	-	4.131	3.792
2020	-	10.185	(6.184)	4.001	2.001
Total	2.799	33.339	(6.184)	29.954	36.370

20.4. Movimentação

Valores em R\$ mil

	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Saldo em 31/12/2011	5.490	2.819	3.268	24.793	36.370
Ingressos	-	169	-	-	169
Encargos	689	-	2.309	-	2.998
Variação monetária e cambial	-	-	307	2.748	3.055
Transferências	2.900	(2.900)	3.659	(3.659)	-
Pagamentos de principal	(6.040)	-	(4.413)	-	(10.453)
Pagamentos de juros	(328)	-	(2.359)	-	(2.687)
Atualização cauções	-	-	-	502	502
Saldo em 31/12/2012	2.711	88	2.771	24.384	29.954

20.5. Arrendamentos mercantis operacionais

No período findo em 31/12/2012 a Companhia pagou um montante de R\$ 4.607 mil 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	Valores em R\$ mil R\$
Até 1 ano	769
de 1 a 5 anos	1.230
mais de 5 anos	1.537
Total	3.536

21. DEBÊNTURES

21.1. Composição

	31/12/2012		31/12/2011	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Moeda nacional:				
2ª Emissão	170.904	-	92.010	109.882
3ª Emissão	28.512	-	22.696	72.593
4ª Emissão	95.927	-	16.457	84.059
Subtotal	295.343	-	131.163	266.534
(-) Custo de transação	(5.084)	-	(2.050)	(4.462)
Total	290.259	-	129.113	262.072
Principal	294.344	-	119.852	266.534
Encargos	(4.085)	-	9.261	(4.462)

21.2. Composição do saldo devedor por moeda/indexador

	31/12/2012	%	31/12/2011	Valores em R\$ mil %
Moeda nacional:				
CDI	182.839	61,91	262.853	66,09
IPCA	112.504	38,09	134.844	33,91
Subtotal	295.343	100,00	397.697	100,00
(-) Custo de transação	(5.084)		(6.512)	
Total moeda nacional	290.259		391.185	

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\$ 250.000.000,00. A emissão foi composta de 250 debêntures simples com o valor nominal unitário de R\$ 1.000.000,00.

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(quatro) anos. A primeira série (série CDI) tem carência de pagamento de principal pelos primeiros 6 (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 (quarenta e oito) 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.

Em 01/8/2012 foi celebrado aditamento das 13 séries da 2ª Emissão de Debêntures, alterando o vencimento e forma de amortização, sendo o novo vencimento para 15/05/2017, alterando o fluxo de pagamentos para 42 parcelas mensais e sucessivas com 1º vencimento em 15/12/2013 na razão de 2,38% do saldo devedor registrado em 15/6/2012.

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\$ 98.000.000,00. A emissão foi composta de 98 debêntures simples com o valor nominal unitário de R\$ 1.000.000,00.

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 (cinco) 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.

Em setembro/2012 foram recompradas 64 debêntures desta emissão, através da emissão de CCB's pelo Banco Itaú S.A. no montante equivalente a 34 debêntures na data de 06/9/2012 e pelo Banco Santander S.A. no montante equivalente a 30 debêntures na data de 06/9/2012. Deste modo, resta da 3ª Emissão o saldo referente a 30 debêntures, que tiveram seu fluxo de amortização alterado através de Aditamento celebrado na data de 21/8/2012, para o seguinte: da 11ª a 16ª a amortização será na razão de 0,925900% do principal, da 17ª a 42ª a amortização será na razão de 1,388850% do principal, da 43ª a 48ª a amortização será na razão de 2,777933% do principal, da 49ª a 54ª a amortização será na razão de 3,2408883% do principal.

Esta operação tem uma taxa de juros efetiva de CDI mais 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). No período findo em 31/12/2012 foram amortizados R\$ 1.077 mil (R\$ 885 mil em 31/12/2011).

Os custos de transação a serem amortizados são:

Vencimento:	Valores em R\$ mil	
	31/12/2012	31/12/2011
2012	-	1.077
2013	1.657	792
2014	-	519
2015	-	295
2016	-	50
Total	1.657	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\$ 50.000,00 e máximo R\$ 100.000,00. A emissão será composta de no mínimo 500 e no máximo 1.000 debêntures simples com o valor nominal unitário de R\$ 100.000,00.

Em 19/10/2011 foram emitidas 1.000 debêntures simples, com valor nominal unitário de R\$ 100.000,00, perfazendo um total de R\$ 100.000.000,00.

O prazo de vencimento das debêntures é de 6 (seis) 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.

Em Assembleia Geral de Debenturistas, realizada em 4 sessões, em 7/5/2012, 8/5/2012, 11/5/2012 e 14/5/2012 foi aprovado a celebração do segundo e terceiro aditamentos à Escritura de Emissão alterando o prazo e data de vencimento das Debêntures. O pagamento será em 122 (cento e vinte e dois) meses contados da Data de Emissão, vencendo-se portanto em 19/12/2021, em 99 parcelas mensais e sucessivas, no dia 19 de cada mês, sendo as primeiras 3 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 última em 19/4/2012; as 95 parcelas subseqüentes no valor correspondente a 0,9826% do valor nominal de cada uma das debêntures, com vencimento da 4ª parcela em 19/1/2014 e da 98ª parcela em 19/11/2021 e a 99ª parcela, no valor correspondente ao saldo devedor do valor nominal de cada uma das Debêntures devidas na data do vencimento, ou seja, em 19/12/2021.

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 tinha uma taxa de juros efetiva inicial de CDI mais 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). Em virtude da alteração do vencimento e número de parcelas a taxa efetiva desta operação passou a ser de CDI mais 4,89% a.a.. No período findo em 31/12/2012 foram amortizados R\$ 973 mil (R\$ 212 mil em 31/12/2011).

Os custos de transação a serem amortizados são:

Vencimento:	Valores em R\$ mil	
	30/12/2012	31/12/2011
2012	-	973
2013	3.427	1.007
2014	-	768
2015	-	574
2016	-	356
2017	-	101
2018	-	-
2019	-	-
2020	-	-
2021	-	-
Total	3.427	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)

Valores em R\$ mil

Vencimento	Moeda nacional	Custo da transação	31/12/2012	31/12/2011
2013	-	-	-	115.085
2014	-	-	-	70.046
2015	-	-	-	38.299
2016	-	-	-	24.246
2017	-	-	-	14.396
2018	-	-	-	-
2019	-	-	-	-
2020	-	-	-	-
2021	-	-	-	-
Total	-	-	-	262.072

Vide nota explicativa nº 22.2 (d).

21.5. Movimentação

Valores em R\$ mil

	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31/12/2011	129.113	262.072	391.185
Encargos	30.038	-	30.038
Variação monetária	6.305	4.696	11.001
Transferências	271.230	(271.230)	-
Pagamentos de principal	(102.777)	-	(102.777)
Pagamentos de juros	(40.616)	-	(40.616)
Transferência de custo de transação	(4.462)	4.462	-
Apropriação de custo de transação	1.428	-	1.428
Saldo em 31/12/2012	290.259	-	290.259

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.

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 nº16) representa os investimentos não depreciados, assim a Companhia estima que o valor justo dos mesmos é o valor novo de reposição (VNR) com base nos laudos de revisão tarifária, em 2011 é próximo ao valor contábil. As operações com partes relacionadas estão a valor justo.

Os empréstimos e financiamentos, apresentados no quadro a seguir, incluem os valores de capital de giro em reais (CDI, IPCA e Pré), *BID*, entre outras operações financeiras, conforme demonstrados na nota explicativa nº 19. 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.

	Nota	Categoria	Valores em R\$ mil			
			31/12/2012		31/12/2011	
			Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Caixa e equivalentes de caixa	6	Valor justo por meio de resultado	122.628	122.628	158.896	158.896
Consumidores	7	Empréstimos e recebíveis	690.318	690.318	680.723	680.723
Títulos a receber	8	Empréstimos e recebíveis	56.919	56.919	59.029	59.029
Partes relacionadas	14	Empréstimos e recebíveis	124.895	124.895	158.940	158.940
Ativo financeiro - bens da concessão	16	disponível para venda	801.165	801.165	436.081	436.081
Sub-rogação CCC	12	Empréstimos e recebíveis	71.445	71.445	116.991	116.991
Passivos Financeiros						
Fornecedores	17	Mensurado pelo custo amortizado	290.038	290.038	183.505	183.505
Empréstimos e financiamentos	19	Mensurado pelo custo amortizado	917.524	917.524	871.173	871.349
Financiamento por arrendamento financeiro	20	Mensurado pelo custo amortizado	29.954	29.954	36.370	36.370
Debêntures	21	Mensurado pelo custo amortizado	290.259	290.259	391.185	391.185
Operações de swap	22	Valor justo por meio de resultado	21.096	21.096	99.582	99.582

Hierarquia do valor justo:

	Valores em R\$ mil					
	31/12/2012			31/12/2011		
	Valor contábil	Nível 1	Nível 2	Valor contábil	Nível 1	Nível 2
Ativos						
Caixa e equivalentes de caixa	122.628	55.878	66.750	158.896	39.527	119.369
Passivos						
Instrumentos financeiros derivativos	21.096	-	21.096	99.582	-	99.582

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.

A Companhia não possui instrumentos financeiros com derivativos embutidos.

c. Obrigações expostas a variação cambial

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

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

				valores em R\$ mil	
Operações passivas				Valor justo	
Objetivo de <i>hedge</i> de risco de mercado (a)	Indexadores	Vencimento	Valor nocional 31/12/2012	31/12/2012	31/12/2011
Swap BID					
Banco Société Générale				-	(5.380)
Ponta ativa				-	5.013
Ponta passiva				-	10.393
Saldos pendentes a pagar				-	-
Banco Itaú BBA S.A.				-	(15.735)
Ponta ativa				-	15.342
Ponta passiva				-	31.077
Unibanco S.A.				-	(5.299)
Ponta ativa				-	5.173
Ponta passiva				-	10.472
Saldos pendentes a pagar				-	-
J. P. Morgan S.A.				-	(39.093)
Ponta ativa				-	38.801
Ponta passiva				-	77.894
Saldos pendentes a pagar				-	-
Total BID				-	(65.507)
Swap UNIT NOTES					
Unibanco S.A.				-	(18.428)
Ponta ativa				-	15.680
Ponta passiva				-	34.108
Merrill Lynch				(21.096)	(15.647)
Ponta ativa				-	15.680
Ponta passiva				-	31.327
Saldos pendentes a pagar (b)				21.096	-
Total UNIT NOTES				(21.096)	(34.075)
TOTAL GERAL				(21.096)	(99.582)
Passivo circulante				(21.096)	(58.100)
Passivo não circulante				-	(41.482)

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

(b) O respectivo saldo refere-se a perdas com operações de derivativos, cujo vencimento de liquidação foi fevereiro/2012.

Esta operação está atualizada com multa e juros no valor de R\$ 3.517 mil, sendo o saldo de principal no valor de R\$ 17.579 mil, totalizando R\$ 21.096 mil.

Movimentação das contas patrimoniais de operações com swap:

Valores em R\$ mil

	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31/12/2011	(58.100)	(41.482)	(99.582)
Atualização	(7.831)	(1.553)	(9.384)
Transferências	(46.091)	46.091	-
Pagamentos	93.102	-	93.102
Ajuste a valor Justo	1.341	(3.056)	(1.715)
Encargos por atraso de pagamento	(3.517)	-	(3.517)
Saldo em 31/12/2012	(21.096)	-	(21.096)

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.

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 31/12/2012. 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.

		Valores em R\$ mil 31/12/2012		
Objetivo de <i>hedge</i> de risco de mercado	Risco	Cenário provável	Cenário possível (alta de 25%)	Cenário remoto (alta de 50%)
Swap Unit Notes				
Merrill Lynch	IGPM + 4,20%	169	(70)	(309)
Total geral		169	(70)	(309)

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 (vide nota explicativa nº 7.1). O valor do risco efetivo de eventuais perdas encontra-se apresentado como perda no valor recuperável (vide nota explicativa nº 7.2). A mitigação desse risco ocorre com a aplicação de procedimentos analíticos de monitoramento das contas a receber de consumidores, ações de cobrança e corte no fornecimento de energia. Outro fator que minimiza o risco de crédito é o perfil da carteira de crédito, que é pulverizada em um número expressivo de consumidores.

b. Gerenciamento de risco de mercado

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

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:

	Valores em R\$ mil			
	Exposição líquida	Cenário provável	Cenário possível (alta de 25%)	Cenário remoto (alta de 50%)
Ativos Financeiros				
Recebíveis	38.683	2.469	12.757	23.045
Passivos Financeiros				
Mensurado pelo valor justo através do resultado	(165.098)	(10.537)	(54.446)	(98.355)
Mensurado pelo custo amortizado	-	-	-	-
Total	(126.415)	(8.068)	(41.689)	(75.310)

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**

Valores em R\$ mil

	Cenário provável	Cenário possível (alta de 25%)	Cenário remoto (alta de 50%)
Ativos Financeiros			
CDI	144	1.217	2.290
TR	-	-	-
Passivos Financeiros			
TJLP	2	(4)	(9)
CDI	(1.392)	(13.238)	(25.084)
IPCA	787	(1.446)	(3.681)
Total	(459)	(13.471)	(26.484)

c. Gerenciamento de risco de liquidez

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

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

d. Gerenciamento de risco de pagamento antecipado (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, calculados trimestralmente.

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

Em 31/12/2012, não foram atendidas as cláusulas de restrições das emissões de debêntures, do contrato 271009058 com o Santander e dos contratos 2115010, 2115210, 21153010, 21154010 e 21155010 com o banco Fibra, para os quais foram obtidos os pedidos de waiver após a data de 31/12/2012, assim a Companhia efetuou a reclassificação desses contratos do longo para o curto prazo.

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. Gerenciamento de risco de compra de energia

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

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

c. Risco de não renovação das concessões

A Companhia possui concessão para exploração dos serviços de geração e distribuição de energia elétrica, válidas até 2027. As regras para eventual prorrogação de concessões foram tratadas na Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013.

A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de geração e distribuição de energia elétrica alcançadas pela Lei nº 9.074, de 1995, poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço, a modicidade tarifária e o atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica.

A prorrogação das concessões dependerá da aceitação expressa das condições estabelecidas no contrato de concessão ou no termo aditivo.

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

Valores em R\$ mil

	31/12/2012	31/12/2011
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	43.743	8.118
Compensação Financeira pela Utilização Recursos Hídricos - CFURH	13	13
Programa Incentivo Fontes Alternativas Energia - PROINFA	35.009	5.668
Quota - Conta de Consumo de Combustível - CCC	64.152	14.064
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	59.650	9.810
Total	202.567	37.673

Vide nota explicativa nº 40.1

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	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	1.106	591	-	-
Ministério de Minas e Energia - MME	554	296	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	10.620	6.382	24.460	22.589
Programa de Eficiência Energética - PEE	23.599	13.233	22.681	21.966
Total	35.879	20.502	47.141	44.555

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

Valores em R\$ mil

	31/12/2012	31/12/2011
Provisões sobre folha de pagamento (13º salário e férias)	9.528	6.614
Provisão de encargos sociais sobre folha de pagamento (13º salário e férias)	3.504	2.924
Total	13.032	9.538

26. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

Está representada como segue:

Valores em R\$ mil

	31/12/2012			31/12/2011		
	Provisão			Provisão		
	No exercício	Saldo	Depósitos judiciais	No exercício	Saldo	Depósitos judiciais
Cíveis - Consumidores (a)	27.236	17.163	1.792	(10)	1.010	4.798
Trabalhistas (b)	12.066	13.486	1.434	(64)	1.420	6.491
Auto infração ANEEL (c)	43.990	43.990	-	-	-	-
Fiscais e tributárias (d)	-	-	704	-	-	-
ISS	-	-	87	-	-	87
Total	83.292	74.639	4.017	(74)	2.430	11.376

	Cíveis	Trabalhistas	Fiscais	Regulatórios	Total
Saldo em 31/12/2011	1.010	1.420	-	-	2.430
Constituição	16.980	13.235	-	43.990	74.205
Baixas/reversão	(827)	(1.169)	-	-	(1.996)
Saldo em 31/12/2012	17.163	13.486	-	43.990	74.639

Contingências passivas possíveis de perdas (e):	Cíveis	Trabalhistas	Fiscais	Regulatórios	Total
31/12/2011	13.321	4.282	-	-	17.603
31/12/2012	148.896	17.527	535.264	-	701.687

(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 (três) a 5 (cinco) 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) Os processos regulatórios, envolvem autos de infração lavrados pelos órgãos reguladores federal (ANEEL) e estadual (AGER MT), oriundos de não conformidades identificadas nas fiscalizações. Foram consideradas como de provável perda as ações que se encontram em discussão nas esferas administrativas e judiciais.

(d) 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;
- O Termo de Intimação n.º 122752000032012366, lavrado em 26 de Outubro de 2012, alega que a companhia deixou de recolher o ICMS - Diferencial de Alíquota - devido pela entrada no Estado de mercadorias destinadas ao Ativo Imobilizado ou ao Uso e Consumo.

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.

(e) 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 (três) a 5 (cinco) 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 às discussões mencionadas nos itens (a) e (b) acima.

27. OUTROS PASSIVOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Adiantamento de consumidores	1.049	4.711	6.436	-
Valores a reembolsar - empregados	7	17	-	-
Empréstimo compulsório - Eletrobrás	570	570	-	-
Encargos tarifários	3.779	4.017	-	-
Entidades seguradoras	365	457	-	-
Convênios de arrecadação	1.341	1.329	-	-
Santa Gabriela Energética S.A.	-	233	-	11.404
Valores e encargos a recuperar tarifa - TUSD	-	-	12.201	12.202
Subvenção PIS - CCC	-	-	788	618
Subvenção COFINS - CCC	-	-	3.630	2.845
Plano de Universalização (a)	-	-	137.186	-
Outros	2.402	2.312	520	520
Total	9.513	13.646	160.761	27.589

(a) As Resoluções Homologatórias da ANEEL n.º 223/2003, n.º 368/2009, n.º 250/2007 e n.º 488/2012 estabelecem as condições gerais para elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando ao atendimento de novas unidades consumidoras. O plano prevê que o solicitante, individualmente ou em conjunto, e os órgãos públicos, inclusive da administração indireta, poderão aportar recursos, em parte ou no todo, para as obras necessárias à antecipação da ligação prevista no programa anual, ou executar as obras de extensão de rede mediante a contratação de terceiro legalmente habilitado. Os recursos antecipados ou o valor da obra executada pelo interessado serão restituídos pela concessionária até o ano em que o atendimento ao pedido de fornecimento seria efetivado segundo o Programa Anual. Os valores deverão ser reembolsados aos consumidores até o final do ano de 2014 (vide nota 16.1).

28. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

28.1. Capital social

O capital social da Companhia em 31/12/2012 e 31/12/2011 é de R\$ 710.197 mil, representado por 118.853 ações escriturais, sem valor nominal, sendo 41.018 ações ordinárias e 77.835 ações preferenciais, cuja composição por classe de ações e principais acionistas é a seguinte:

Acionistas	Valores em R\$ mil Número de ações em milhares					
	Ordinárias	%	Preferenciais	%	Total	%
Rede Energia S.A. - em "Recuperação Judicial"	25.365	61,84	22.078	28,36	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	1,18	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

	Valores em R\$ mil	
	31/12/2012	31/12/2011
Reserva legal	20.882	20.882
Reserva especial de dividendos não distribuídos (a)	15.335	-
Reserva de investimento	268.267	303.202
Total	304.484	324.084

(a) A A.G.O. de 30/4/2012 ratificou a decisão da Reunião do Conselho de Administração (RCA) ocorrida em 23/4/2012 a respeito da retenção do pagamento de dividendos mínimos obrigatórios. Os valores foram registrados como "Reserva especial de dividendos não distribuídos" e, se não absorvidos por prejuízos em exercícios subsequentes, serão pagos como dividendos assim que a situação financeira da Companhia permitir, na forma do artigo 202, § 5º, da Lei nº 6.404/1976.

28.3. Outros resultados abrangentes

	Valores em R\$ mil	
	31/12/2012	31/12/2011
Reserva de reavaliação	223.875	242.878
Total	223.875	242.878

29. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO

Demonstramos a seguir o cálculo dos dividendos mínimos e propostos relativos aos exercícios findos em 31/12/2012 e 31/12/2011:

	Valores em R\$ mil	
	31/12/2012	31/12/2011
Lucro líquido do exercício	-	146.884
Prejuízo acumulado decorrente das mudanças de práticas contábeis	-	-
Base de cálculo para dividendos	-	146.884
(-) Reserva legal (5%)	-	(7.344)
Base de cálculo para dividendos mínimos	-	139.540
Percentual sobre o lucro	25%	25%
Dividendo mínimo obrigatório	-	-
Dividendos e juros sobre capital próprio propostos :		
Dividendos	-	15.335
Juros sobre o capital próprio	-	23.000
Imposto de renda retido na fonte	-	(3.450)
	-	19.550
Total	-	34.885

	31/12/2012	31/12/2011
Dividendos:		
Saldo no início do exercício	15.369	29
Dividendos propostos	-	15.335
Transferência de juros sobre capital próprio	-	7
Transferência para reserva especial de dividendos não distribuídos (a)	(15.335)	-
Dividendos pagos	(12)	(2)
Saldo no final do exercício	22	15.369
Juros sobre capital próprio (JCP):		
Saldo no início do exercício	19.654	5.217
JCP propostos	-	23.000
Transferência para dividendos	-	(7)
JCP pagos	(51)	(8.556)
Saldo no final do exercício	19.603	19.654
Saldo total de dividendos e juros sobre capital próprio (JCP)	19.625	35.023

(a) Vide nota explicativa nº 28.2.

30. RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS

Valores em R\$ mil

	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2011</u>
RECEITA BRUTA DE VENDAS		
Fornecimento de energia elétrica	1.381.144	1.240.665
Disponibilização do sistema de distribuição	1.676.236	1.478.071
Suprimento de energia elétrica	43.672	24.335
Receita de construção (a)	383.973	285.780
Outras receitas	19.101	20.239
Total da receita bruta de vendas	<u>3.504.126</u>	<u>3.049.090</u>
DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA		
Tributos diretos:		
ICMS	(674.299)	(576.863)
PIS	(50.891)	(45.363)
COFINS	(234.407)	(208.946)
Subtotal	<u>(959.597)</u>	<u>(831.172)</u>
Encargos do consumidor:		
Quota - Reserva Global de Reversão - RGR	(45.669)	(41.336)
Quota - Conta de Consumo de Combustível - CCC	(59.775)	(82.741)
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(66.896)	(63.368)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(4.214)	(3.185)
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	(4.214)	(3.185)
Estudo de Pesquisa Energética - EPE	(2.107)	(1.593)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(10.534)	(7.964)
Ressarcimento de perdas de ICMS ex-SIN	(6.321)	(4.778)
Subtotal	<u>(199.730)</u>	<u>(208.150)</u>
Total das deduções da receita bruta	<u>(1.159.327)</u>	<u>(1.039.322)</u>
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	<u>2.344.799</u>	<u>2.009.768</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\$ mil	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Residencial	890.671	835.459	1.970.023	1.798.630	1.033.853	909.732
Industrial	20.467	17.856	806.826	827.774	470.438	452.086
Comercial, serviços e outras atividades	86.166	82.716	1.303.934	1.219.582	757.946	666.830
Rural	159.397	151.817	818.150	726.036	270.639	231.256
Poder público	11.139	10.765	299.933	282.119	156.813	143.807
Iluminação pública	748	701	248.583	227.389	60.688	53.151
Serviço público	1.133	1.091	162.306	159.164	68.781	65.311
Consumo próprio	285	281	10.137	10.131	-	-
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	20.397	24.785
Receita do uso da rede	-	-	-	-	187.350	152.422
Fornec. não faturado - Diferimento de TUSD	-	-	-	-	1.505	13.139
Fornec. não faturado - Reposição tarifária	-	-	-	-	-	-
Redução da receita - Baixa renda	-	-	-	-	28.808	5.085
Provisão Redução Tarifa - Irrigação	-	-	-	-	162	1.132
Subtotal	1.170.006	1.100.686	5.619.892	5.250.825	3.057.380	2.718.736
Suprimentos - CCEE	-	-	-	723.038	43.672	24.335
Receita de construção	-	-	-	-	383.973	285.780
Outras receitas	-	-	-	-	19.101	20.239
Total	1.170.006	1.100.686	5.619.892	5.973.863	3.504.126	3.049.090

31. ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA

	MWh		R\$ mil	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Energia de Itaipú - Binacional	1.158.965	1.166.368	(119.892)	(104.137)
Energia de leilão	1.857.501	2.597.685	(220.166)	(162.637)
Energia bilateral	3.424.733	3.495.729	(584.595)	(546.403)
Energia de curto prazo - CCEE	604.189	-	(189.824)	(8.998)
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	141.228	134.163	(35.109)	(30.106)
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	80.431	67.024
Total	7.186.616	7.393.945	(1.069.155)	(785.257)

32. DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS

	Valores em R\$ mil							
	Despesas com vendas		Despesas gerais e administrativas		Outras receitas operacionais		Outras despesas operacionais	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Despesas:								
Pessoal	(11.272)	(37.570)	(52.872)	(19.231)	-	-	-	-
Administradores	-	-	(2.328)	(2.946)	-	-	-	-
Material	(115)	(754)	(8.877)	(7.521)	-	-	-	-
Serviço de terceiros	(45.367)	(34.925)	(33.263)	(20.757)	-	-	-	-
Depreciação e amortização	-	-	(10.245)	(10.355)	-	-	(15)	(16)
Arrendamentos e aluguéis	(38)	(77)	(3.177)	(4.293)	-	-	-	-
Tributos	(83)	(2.305)	(1.444)	(1.496)	-	-	-	-
Taxa de fiscalização	-	-	-	-	-	-	(4.079)	(4.002)
Seguros	(26)	(50)	(1.698)	(257)	-	-	-	-
Provisão (líquida de reversão)	(39.525)	22.360	-	-	-	-	(72.209)	74
Perdas no recebimento de créditos	(22.662)	(30.358)	-	-	-	-	-	-
Outros	578	293	(5.489)	(6.398)	-	-	(553)	(935)
Subtotal de despesas	(118.510)	(83.386)	(119.393)	(73.254)	-	-	(76.856)	(4.879)
Outros Resultados:								
Sobras no inventário de estoques	-	-	-	-	1.802	2.350	-	-
Ganho na alienação de bens e direitos	-	-	-	-	3.246	5	-	-
Perdas na desativação de bens e direitos	-	-	-	-	-	-	(19.673)	(4.248)
Perdas na alienação de bens e direitos	-	-	-	-	-	-	(1.134)	-
Ganho no ajuste do VNR	-	-	-	-	7.805	-	-	-
Outros	-	-	-	-	(50)	(125)	(355)	(205)
Subtotal de outros resultados	-	-	-	-	12.803	2.230	(21.162)	(4.453)
Total	(118.510)	(83.386)	(119.393)	(73.254)	12.803	2.230	(98.018)	(9.332)

	Despesas gerais e administrativas			
	Despesas com vendas		Despesas gerais e administrativas	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Despesas com pessoal:				
Remuneração	(8.040)	(30.254)	(52.394)	(29.606)
Encargos sociais - INSS	(2.245)	(7.641)	(6.625)	(6.564)
Encargos sociais - FGTS	(663)	(2.170)	(1.479)	(1.682)
Indenização sobre o saldo do FGTS	(64)	(622)	(495)	(151)
Contribuição como mantenedor da Fundação	(240)	(804)	(577)	(696)
(-) Transferências para ordens em curso	(20)	3.921	8.698	19.468
Total despesas com pessoal	(11.272)	(37.570)	(52.872)	(19.231)

33. RESULTADO FINANCEIRO

	Valores em R\$ mil	
	31/12/2012	31/12/2011
Receitas financeiras:		
Renda de aplicação financeira	4.317	10.130
Mútuo com partes relacionadas	9.154	12.391
Juros ativos	27.781	12.981
Variação monetária	45.794	62.096
Acréscimos moratórios	33.508	36.420
Operações de swap	12.367	17.997
Ajuste marcação a mercado - swap	11.914	31.907
Ajuste a valor presente	24.089	19.250
Outras receitas financeiras	2.868	9.773
Total das receitas financeiras	171.792	212.945
Despesas financeiras:		
Encargos de dívidas		
Moeda nacional	(92.985)	(112.903)
Moeda estrangeira	(14.428)	(15.701)
Mútuo com partes relacionadas	-	(19)
Subtotal	(107.413)	(128.623)
Variações monetárias		
Moeda nacional	(26.831)	(18.910)
Moeda estrangeira	(45.221)	(65.643)
Subtotal	(72.052)	(84.553)
Juros / multas	(100.092)	(62.658)
Operações de swap	(21.751)	(30.959)
Ajuste marcação a mercado - swap	(13.628)	(32.805)
Ajuste a valor presente	(18.604)	(18.040)
Encargos financeiros - parcelamento da Lei nº 11.941/2009	(14.414)	(17.616)
Outras despesas financeiras	(12.072)	(17.966)
Total das despesas financeiras	(360.026)	(393.220)
Resultado financeiro	(188.234)	(180.275)

34. LUCRO (PREJUÍZO) POR AÇÃO

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

Valores em R\$ mil

	Exercícios findos em	
	31/12/2012	31/12/2011
Lucro (prejuízo) líquido básico por ação		
Numerador		
Lucro (Prejuízo) líquido do exercício		
Lucro (Prejuízo) disponível aos acionistas preferenciais	(35.751)	99.308
Lucro (Prejuízo) disponível aos acionistas ordinários	(17.128)	47.576
	(52.879)	146.884
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 (prejuízo) líquido básico por ação		
Ação preferencial	(0,46)	1,28
Ação ordinária	(0,42)	1,16

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 2012 foi de R\$ 3.853 mil (R\$ 4.878 mil em 2011).

36. REAJUSTE TARIFÁRIO

Por meio da Resolução Homologatória nº 1.270, de 3/4/2012 e da Nota Técnica nº 71/2012-SRE/ANEEL, de 29/3/2012, a ANEEL homologou o resultado do "IRT" - Índice de Reajuste Tarifário Anual de 2012, fixando o reajuste médio em 9,43% (nove vírgula quarenta e três por cento), sendo 2,89% (dois vírgula oitenta e nove por cento) relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 6,54% (seis vírgula cinquenta e quatro por cento) relativos aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 2,62% (dois vírgula sessenta e dois por cento) a ser percebido pelos consumidores cativos. Com o processo de intervenção, a Companhia passou a aplicar a nova tarifa, a partir de setembro/2012.

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

Conforme Resolução Homologatória nº 1.421 de 24/1/2013 e da Nota Técnica nº 15/2013-SRE/ANEEL de 24/1/2013, a ANEEL homologou a Revisão Tarifária – RTE e revogou a Resolução Homologatória nº 1.270 de 03/4/2012, determinando as novas tarifas que estarão em vigor no período de 24/1/2013 a 07/4/2013 (vide nota explicativa nº 40.2).

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. O 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 S.A. – em “Recuperação Judicial”..

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 2012 foi de R\$ 249 mil (R\$ 250 mil em 2011).

37.1. Situação financeira dos planos de benefícios – avaliação atuarial – data base 31/12/2012

Com base na avaliação atuarial elaborada por atuários independentes da Companhia em 31/12/2012, os planos de benefícios definidos, seguindo os critérios requeridos pelo CPC 33 - Benefício a empregados, apresentam a seguinte situação:

a. Informações dos participantes:

	Planos de Benefícios			Total
	CEMAT BD-I	R	CEMAT-OP	
Número Participantes	3	1.915	2.025	3.943
Número Assistidos	72	-	277	349
Número Beneficiários Pensionistas (famílias)	52	23	40	115
	127	1.938	2.342	4.407

b. Premissas utilizadas nesta avaliação atuarial:

<i>Taxas ao ano</i>	AVALIAÇÃO ATUARIAL 2011	AVALIAÇÃO ATUARIAL 2012
01 Taxa de desconto real para cálculo do valor presente	5,5% - todos os planos	4,5% - todos os planos
02 Taxa de rendimento esperada real sobre os ativos dos planos	5,5% - todos os planos	4,5% - todos os planos
03 Taxa de crescimento salarial futura real	2%	2%
04 Taxa de crescimento real dos benefícios		
Da Previdência Social	-	-
Do Plano	-	-
05 Taxa de inflação	2,81%	2,94%
06 Fator de capacidade		
Dos Salários	1,00	1,00
Dos Benefícios	1,00	1,00
07 Tábua de mortalidade Geral	AT 2000 - MALE	AT 2000 - MALE
08 Tábua de mortalidade de inválidos	IBGE 2010, ambos os sexos	IBGE 2011, ambos os sexos
09 Tábua de entrada em invalidez	Nula	Nula
10 Tábua de rotatividade	Nula	Nula

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

c. Conciliação da posição dos fundos de benefício definido

	CEMAT - BD-I		R		Valores em R\$ mil	
					Total	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Valor presente da obrigação de benefício definido						
Saldo no início do exercício	42.349	41.092	18.537	12.078	60.886	53.170
Custo do serviço corrente	-	1.242	-	6.459	-	7.701
Custo dos juros	-	2.260	-	664	-	2.924
Benefícios pagos	-	(4.102)	-	(1.759)	-	(5.861)
(Ganhos)/Perdas atuariais	-	1.857	-	1.095	-	2.952
Saldo no final do exercício	42.349	42.349	18.537	18.537	60.886	60.886
Valor justo dos ativos do plano						
Saldo no início do exercício	41.240	38.016	19.333	14.312	60.573	52.328
Retorno esperado	-	2.091	-	787	-	2.878
Contrib. recebidas do empregador/participantes	-	14	-	1.374	-	1.388
Benefícios pagos	-	(4.102)	-	(1.759)	-	(5.861)
Ganho/(Perda) atuarial	-	5.221	-	4.619	-	9.840
Saldo no final do exercício	41.240	41.240	19.333	19.333	60.573	60.573
Posição líquida (a) (b)	(1.109)	(1.109)	796	796	(313)	(313)
Não reconhecida	(1.109)	(1.109)	796	796	(313)	(313)
Reconhecida	-	-	-	-	-	-

(a) Apurou-se um déficit no Plano CEMAT BD-I, após a exclusão do ativo, representado por instrumento de confissão de dívida pela patrocinadora. Contudo, a Companhia possui registrado em seu passivo a confissão de dívida (vide item 37.2) que objetiva sanar a insuficiência do plano. O saldo da confissão é 145,8% superior ao déficit. Logo, nenhum déficit é reconhecido do passivo da patrocinadora.

(b) Apurou-se um superávit do Plano R. Todavia, um ativo somente é reconhecido pela patrocinadora na extensão do superávit que resultar na possibilidade de redução nas tarifas futuras ou restituições. No Brasil, segundo a Resolução CGPC nº 26/2008, somente poderá existir redução nas contribuições da patrocinadora quando o superávit ultrapassar 25% da reserva matemática. O superávit do Plano R não alcançou este limite.

d. Composição dos ativos dos planos

	CEMAT - BD-I		R		Valores em R\$ mil	
					Total	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Disponível, gestão previdencial e administrativa	240	5.402	-	794	240	6.196
Investimentos						
Títulos públicos	14.066	12.624	6.955	5.931	21.021	18.555
Créditos privados e depósitos	15.102	20.471	7.468	9.618	22.570	30.089
Ações	423	836	186	314	609	1.150
Fundos de investimento	13.980	5.836	6.550	2.532	20.530	8.368
Imobiliários	2.234	1.221	-	-	2.234	1.221
Empréstimos e financiamentos	451	422	-	158	451	580
Outros realizáveis	-	-	-	2	-	2
Total	46.496	46.812	21.159	19.349	67.655	66.161

37.2. Reconciliação contábil

	Valores em R\$ mil	Confissão de dívida (a)
Saldo em 31/12/2010		20.716
Despesa do exercício		2.319
Pagamentos de contribuições / dívida		(7.679)
Saldo em 31/12/2011		15.356
Despesa do exercício		1.433
Pagamentos de contribuições / dívida		(8.166)
Saldo em 31/12/2012		8.623

(a) 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 mil 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 mil, dos quais R\$ 1.142 mil referem-se à cobertura integral da insuficiência verificada no plano de benefício, e R\$ 1.358 mil 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 31/12/2012 resultou no montante de R\$ 8.623 mil no passivo circulante (em 2011 R\$ 15.356 mil, sendo R\$ 7.678 mil no circulante e R\$ 7.678 mil não circulante), 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	29/5/2013	R\$ 100.550	R\$ 155
RCG	29/5/2013	R\$ 20.000	R\$ 287
D&O	31/8/2013	R\$ 25.000	R\$ 720
Aeronáutico	15/10/2013	US\$ 68.000	US\$ 83
Automóvel Facultativo - Casco	30/5/2013	R\$ 1.000	R\$ 122
Transportes	1/10/2013	R\$ 1.000	R\$ 7
Vida em Grupo (Fatura Novembro)	30/11/2012	Capital Básico R\$ 83	R\$ 16
Vida em Grupo (Fatura Novembro)	30/11/2012	SP Capital Básico R\$ 83	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.

Responsabilidade Civil Geral (RCG): cobertura dos danos materiais e corporais causados a terceiros em decorrência das operações comerciais e industriais.

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, administrador ou diretor da sociedade.

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 (*)

“Promover a preservação do meio ambiente, a prevenção da poluição e o consumo consciente. Estimular a educação ambiental dos colaboradores, fornecedores e da comunidade. Apoiar entidades de pesquisas, a inovação tecnológica e do setor elétrico associadas ao meio ambiente, à saúde e à segurança do trabalho”. (Compromisso assumido pela CEMAT em relação ao meio ambiente, em sua Política de Sustentabilidade).

Com base nesses valores é que a empresa desenvolve e estabelece uma relação de confiança com seus *stakeholders*.

Em 2012 foi investido mais de R\$ 2.600 mil em programas de meio ambiente, com destaque para a arborização urbana, a recuperação de passivos ambientais e a gestão de resíduos sólidos atendendo à Legislação Vigente.

A educação ambiental é um dos focos de investimentos socioambientais da CEMAT. Por isso, em 2012, a empresa atendendo aos requisitos do Sistema de Gestão Ambiental, Saúde e Segurança do Trabalho, ministrou os mais diversos cursos com temas variados para o público interno, externo e comunidade no entorno. Capacitando um total de 1.183 colaboradores próprios e terceiros, atingindo a marca de 1.156 horas de treinamentos em assuntos relacionados à segurança e meio ambiente.

(*) Informações não auditadas.

40. EVENTOS SUBSEQUENTES

40.1. Encargos Setoriais

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

40.2. Revisão Tarifária Extraordinária

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.425, de 24/1/2013 e da Nota Técnica nº 15/2013-SRE/ANEEL de 24/1/2013, homologou a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE de 2013 da Companhia. As novas tarifas estarão em vigor no período de 24/1/2013 a 7/4/2013. Essa Resolução revogou os artigos 1º e 2º da Resolução Homologatória nº 1.270 de 03/4/2012, que tratava da homologação do resultado da terceira Revisão Tarifária Periódica e do reposicionamento tarifário da Companhia. Os procedimentos comuns da RTE a todas as distribuidoras foram atribuídos o valor zero à cobertura tarifária referente às quotas da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, da Reserva Global de Reversão – RGR, redução da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, substituição das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão – TUSTs -, dos Sistemas de Distribuição – TUSDs – e do Transporte de Itaipú; bem como dos encargos de conexão da distribuidora, dentre outros itens.

40.3. Ajuste da Sobre-contratação de Energia

Ao final de novembro de 2012, a Companhia projetava para os anos subsequentes elevados montantes de sobre-contratação de energia, atingindo 50%, 45% e 36% em 2013, 2014 e 2015, respectivamente.

Eventos subsequentes contribuíram para adequar esses níveis de contratação para a faixa regulatória aceitável, inferior a 3%, nos três próximos anos.

Dentre esses eventos destacam-se:

- (a) a revogação pela ANEEL, ao final de dez/12 e início de jan/13, da outorga de 16 projetos termelétricos ganhadores do 6º e 7º Leilões de Energia Nova, com os quais a Companhia tinha contratos de compra de energia – CCEARs que foram rescindidos;
- (b) o adiamento pela ANEEL, em jan/13, da data de início da operação comercial de quatro empreendimentos ganhadores do 7º Leilão de Energia Nova;
- (c) a insuficiência de cotas de garantia física para atender às necessidades das distribuidoras decorrentes do termo de contratos em dez/12;
- (d) o cancelamento do Leilão A-1 de 2012.

Além desses eventos, de modo a mitigar os níveis atuais de sub e de sobre-contratação de energia elétrica das concessionárias sob intervenção, a ANEEL, por meio do Despacho nº 482 de 26 de fevereiro de 2013 determinou a cessão compulsória de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado ("CCEAR") entre a CEMAT e as demais distribuidoras controladas pela Rede Energia em "Recuperação Judicial".

* * *

MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

Jaconias de Aguiar

Interventor

Res. ANEEL nº 3.647

Eduardo Augusto Gomes de Assumpção

Diretor Financeiro, Administrativo e de Relações com Investidores

Joubert Meneguelli

Diretor Vice Presidente/Superintendente

CONSELHO FISCAL

Vilson Daniel Christofari

Conselheiro Efetivo

Cezar Antônio Bordin

Conselheiro Efetivo

José Said de Brito

Conselheiro Efetivo

Carlos Wagner Pacheco

Conselheiro Efetivo

Milton Henriques de Carvalho Filho

Contador CRC MT 008306 / O - 0