

CAIUÁ - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.

CNPJ/MF nº 07.282.377/0001-20

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO - 2012

Senhores Acionistas,

A Administração da CAIUÁ - Distribuição de Energia S.A. submete à apreciação de V. Sas o Relatório da Administração em conjunto com as Demonstrações Financeiras, parecer do Conselho Fiscal e Relatório dos Auditores Independentes referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012.

A Companhia

A CAIUÁ - Distribuição de Energia S.A. ("CAIUÁ") é uma distribuidora de energia elétrica e uma sociedade por ações de capital fechado, controlada pela REDE ENERGIA S.A. - "em Recuperação Judicial" ("REDE ENERGIA"), que detém 100% das ações ordinárias e totais da Companhia. A CAIUÁ atende a 24 municípios no interior do Estado de São Paulo, distribuídos em uma área de 9.149 km².

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.

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

A Intervenção

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 3.651, de 31 de agosto de 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.

Plano de recuperação

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.. Após a entrada do novo acionista, a Rede Energia S.A. injetará diretamente ou via Rede Power do Brasil S.A. recursos na Companhia.

Recuperação Judicial da Controladora

Em 19 de dezembro de 2012 as controladoras indiretas DENERGE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO S.A. e EMPRESA DE ELETRICIDADE VALE DO PARANAPANEMA S.A. - EEPV, a controladora direta REDE ENERGIA S.A., bem como as coligadas COMPANHIA TÉCNICA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA - CTCE e QMRA PARTICIPAÇÕES S.A. tiveram seu Pedido de Recuperação Judicial deferido pela 2ª Vara de Falências e Recuperações Judiciais, Fórum Central Cível da Comarca de São Paulo; Processo nº 0067341-20-1012.8.26.0100.

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

Concessão

Conforme Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 13/1999, assinado em 03/02/1999, o prazo de concessão é de 20 anos, com vencimento em 07/07/2015, renovável por igual período.

O contrato de concessão assinado com a União Federal confere ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal e tecnologia. A Companhia obriga-se a adotar, na prestação do serviço, tecnologia adequada e a empregar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação dos serviços e a modicidade das tarifas.

O contrato de concessão contém cláusulas específicas que garantem o direito à indenização do valor residual dos bens vinculados ao serviço no final da concessão. Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles efetivamente utilizados na prestação do serviço.

Desempenho Operacional

Mercado Consumidor	2012	2011	Var. %
MWh			
Residencial	416.277	386.996	7,6%
Industrial	151.330	159.460	-5,1%
Comercial	258.634	239.532	8,0%
Rural	61.474	57.386	7,1%
Outros	170.387	165.274	3,1%
Total	1.058.102	1.008.648	4,9%

A queda no mercado industrial foi devido à migração de clientes para o ambiente livre. Já a classe comercial representou a maior variação no período devido ao bom desempenho das atividades comerciais, alojamento e alimentação, seguidos pelo aumento do consumo nas classes residencial e rural consequência do número de consumidores, elevação da renda na região e as altas temperaturas registradas durante o ano.

Os principais dados econômicos financeiros de 2012 são:

Vendas em R\$ mil	2008	2009	2010	2011	2012	Var. % 2011-2012	CAGR % 2008-2012
Vendas em GWh	956	991	1.015	1.009	1.058	4,9%	2,6%
Consumidores	201.877	206.022	211.027	216.205	222.875	3,1%	2,5%
Receita Operacional Bruta	266.711	323.926	349.662	401.255	408.707	1,9%	11,3%
Receita Operacional Líquida	180.006	224.740	226.219	257.471	271.566	5,5%	10,8%
EBITDA (1)	24.979	37.545	23.220	30.680	18.707	-39,0%	-7,0%
Margem Ebitda (%) (2)	13,9%	16,7%	10,3%	11,9%	6,9%	-42,2%	-16,1%
Lucro (Prejuízo) Líquido	(17.534)	133	(13.373)	(46.874)	(114.060)	143,3%	59,7%
Dívida Financeira Líquida (3)	148.671	157.634	164.837	117.938	51.806	-56,1%	-23,2%
Dívida Financeira Líquida/EBITDA	6,0	4,2	7,1	3,8	2,8	-28,0%	-17,4%
Patrimônio Líquido	80.966	67.367	53.994	7.120	(106.940)	-1602,0%	

BALANÇOS SOCIAIS

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

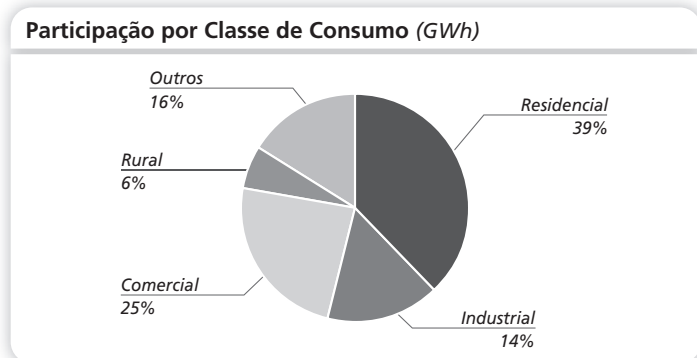
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	31/12/2012			31/12/2011		
	R\$			R\$		
1. Base de cálculo						
Receita Líquida (RL)			271.566			257.471
Resultado Operacional (RO)			(91.794)			(44.223)
Folha de Pagamento Bruta (FPB)			30.274			25.497
	R\$	FPB	% sobre RL	R\$	FPB	% sobre RL
2. Indicadores sociais internos						
Alimentação	2.903	9,6	1,1	2.596	10,2	1,0
Encargos sociais compulsórios	6.663	22,0	2,5	5.618	22,0	2,2
Previdência privada	551	1,8	0,2	522	2,0	0,2
Saúde	1.835	6,1	0,7	1.603	6,3	0,6
Segurança e medicina no trabalho	270	0,9	0,1	192	0,8	0,1
Educação	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Capacitação e desenvolvimento profissional	-	0,0	0,0	10	0,0	0,0
Auxílio-creche	8	0,0	0,0	2	0,0	0,0
Participação dos empregados nos lucros ou resultados	2.452	8,1	0,9	676	2,7	0,3
Participação dos administradores no resultado	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Incentivo à aposentadoria e demissão voluntária	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Vale-transporte - excedente	220	0,7	0,1	211	0,8	0,1
Outros benefícios	96	0,3	0,0	125	0,5	0,0
Total indicadores sociais internos	14.998	49,5	5,6	11.555	45,3	4,5
	R\$	RO	% sobre RL	R\$	RO	% sobre RL
3. Indicadores sociais externos						
Educação	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Cultura	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Saúde e saneamento	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Esporte e lazer	-	0,0	0,0	26	0,0	0,0
Combate à fome e segurança alimentar	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Doações/contribuições	29	0,0	0,0	48	(0,1)	0,0
Subtotal	29	-	-	74	(0,1)	-
Programas sociais:						
Programa Nacional de Universalização	2.524	(2,7)	0,9	3.211	(7,3)	1,2
Subtotal	2.524	(2,7)	0,9	3.211	(7,3)	1,2
Total de contribuições para a sociedade	2.553	(2,7)	0,9	3.285	(7,4)	1,2
Tributos (excluídos encargos sociais)	133.496	(145,4)	49,2	102.513	(231,8)	39,8
Total indicadores sociais externos	136.049	(148,1)	50,1	105.798	(239,2)	41,0

6. Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial (*)	2012			2013		
	27,52			27,24		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	27,52			27,24		
Número total de acidentes de trabalho	5			4		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	() direção	(X) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	() direção	(X) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	() direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	(X) todos(as) + CIPA	() direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	(X) todos(as) + CIPA
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	() não se envolve	(X) segue as normas da OIT	() incentiva e segue a OIT	() não se envolverá	(X) seguirá as normas da OIT	() incentivaré e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	() não são considerados	() são sugeridos	(X) são exigidos	() não serão considerados	() serão sugeridos	(X) serão exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	() não se envolve	(X) apóia	() organiza e incentiva	() não se envolverá	(X) apoiará	() organizaré e incentivaré
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	na empresa 447	no Procon 76	na Justiça 120	na empresa 440	no Procon 76	na Justiça 120
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa 100%	no Procon 100%	na Justiça 24%	na empresa 100%	no Procon 100%	na Justiça 24%
Valor adicionado total a distribuir:	Em 31/12/2012: R\$ 138.356			Em 31/12/2011: R\$ 189.481		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	120,0% governo 0,0% acionistas	16,9% colaboradores(as) 45,5% terceiros	(82,4%) retido	80,8% governo 0,0% acionistas	11,0% colaboradores(as) 33,0% terceiros	(24,8%) retido

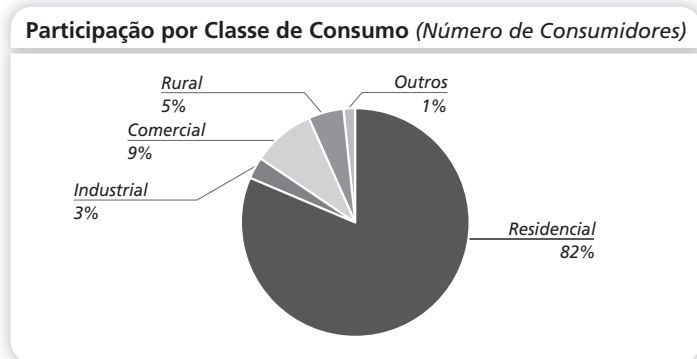
7. Outras informações
a) Nos dados referentes a reclamações e críticas "Na Empresa", foram considerados aqueles que entraram via ouvidoria e, no percentual de críticas atendidas ou solucionadas, considerou-se aquelas que foram atendidas e respondidas ao consumidor.
b) Negros - inclui negros e pardos, homens e mulheres.
c) (*) Informações não auditadas.

Demonstração Complementar ao Relatório da Administração



Consumidores	2012	2011	Var. %
Residencial	182.968	177.921	2,8%
Industrial	7.312	6.276	16,5%
Comercial	18.622	18.161	2,5%
Rural	11.577	11.539	0,3%
Outros	2.396	2.308	3,8%
Total	222.875	216.205	3,1%

Acrescimento de 6.670 unidades que se deve principalmente ao aumento das classes residencial e industrial, com incrementos de 5.047 e 1.036 respectivamente.



Perdas

O índice de perdas calculado a partir do mercado fio faturado da companhia foi de 8,1% em 2012 contra 8,3% em 2011, representando uma redução de 0,2 pontos percentuais.

DEC/FEC

Os índices atingidos de DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (medido em horas) e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (medido em número de vezes), foram:

CAIUÁ	2011	2012	Padrão ANEEL/2012
DEC	6,48	7,20	9,17
FEC	7,16	7,47	10,46

Desempenho Econômico Financeiro

Desde 2011 a holding do Grupo Rede encontrou dificuldades junto aos bancos na oferta de novos recursos para suas empresas, levando a CAIUÁ a inadimplir com impostos, energia comprada de Itaipu e encargos setoriais. Quando da recuperação judicial da CELPA, ocorrida em fevereiro de 2012, empresa que na ocasião pertencia ao mesmo grupo econômico, a situação foi agravada quando o Banco Daycoval sacou da conta corrente da CAIUÁ aproximadamente R\$ 12 milhões, para fazer face a pagamento de empréstimo da holding, sem nenhuma garantia da CAIUÁ. Esta situação de inadimplência impediu o reajuste tarifário previsto para maio de 2012, fato que só ocorreu após a Intervenção em setembro de 2012, trazendo um prejuízo para a empresa com a defasagem na aplicação das novas tarifas de aproximadamente R\$ 6 milhões.

Em 31 de agosto de 2012, por ocasião da Intervenção, a CAIUÁ possuía dívidas vencidas e não pagas de R\$ 94 milhões, além de inúmeros parcelamentos de impostos.

Considerando que os recursos financeiros gerados após a Intervenção não eram suficientes para o pagamento dos compromissos, a Companhia solicitou à Secretaria Estadual da Fazenda do Estado de São Paulo, Superintendência da Receita Federal em São Paulo, Eletrobras e aos principais bancos credores um "stand still" de 120 dias, período este na época estimado para a viabilização de novos recursos.

Com esta negociação foi possível manter a CAIUÁ em operação regular sem afetar o suprimento de energia elétrica aos seus consumidores, honrar compromissos com fornecedores, parcelamento de impostos, folha salarial e demais obrigações para manutenção da empresa.

(1) Ebitda: Resultado antes dos Juros, Impostos, Depreciação, Amortização, perdas na desativação ou alienação de bens e direitos e outros resultados não operacionais.

(2) Margem Ebitda: Ebitda/Receita Operacional Líquida.

(3) Dívida Financeira Líquida: Empréstimos, Financiamentos, Debêntures (-) Disponibilidades. Embora com 4,9% no crescimento nas vendas, a receita operacional bruta da CAIUÁ apresentou um acréscimo de somente 1,9% principalmente devido a redução receita de construção em R\$ 19,1 milhões. Vale acrescentar que essa receita é parte dos efeitos da adoção do IFRS (International Financial Report Standard), Normas Internacionais de Contabilidade, e não constitui efeito real, uma vez que esses mesmos valores (tanto para 2011 quanto para 2012) aparecem no custo de operação, resultando em efeito zero no resultado operacional.

A queda acentuada no EBITDA foi devido principalmente ao aumento significativo no custo da energia comprada para revenda, impactado pelo PLD (Preço da Liquidação das Diferenças), o qual reflete no preço das compras no curto prazo, que apresentou um preço médio de R\$ 166,77 em 2012 contra um preço médio de R\$ 28,89 em 2011. Além da variação na cotação do dólar que está associado à compra de energia de Itaipu e nas despesas operacionais que passaram de R\$ 29,0 milhões em 2011 para R\$ 80,6 milhões em 2012, principalmente devido à provisão de contingências trabalhistas, cíveis e multas regulatórias, anteriormente não contabilizadas. Estas condições resultaram no aumento do prejuízo da Companhia, levando o seu patrimônio líquido ao resultado de passivo a descoberto.

Com isso, o resultado líquido do exercício de 2012 foi um prejuízo de R\$ 114,1 milhões em relação a um prejuízo de R\$ 46,9 milhões em 2011.

Indicadores de Produtividade

A produtividade da empresa pode ser avaliada pelos indicadores abaixo:	2012	2011	Var. %
Indicadores	2012	2011	Var. %
Consumidor por empregado	557	543	2,6%
Consumo (MWh) por empregado	2.645	2.534	4,4%
Consumo (MWh) por consumidor/ano	4,7	4,7	1,8%
Receita Bruta (R\$ mil) por empregado	1.022	1.008	1,3%
Receita Bruta (R\$ mil) por consumidor	1,8	1,9	-1,2%

Investimentos

R\$ mil	2012	2011	Var. %
Universalização	2.524	3.211	-21,40%
Manutenção e melhorias do sistema	18.514	13.965	32,57%
Total	21.038	17.176	22,48%

Ambiente Regulatório

O vencimento do contrato de concessão se dará em 2015, tendo sido solicitada a renovação à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL em 03 de abril de 2012, sendo este pedido ratificado em 15 de outubro de 2012.

Em maio de 2012 a revisão tarifária proporcionou um impacto médio aos consumidores de 7,60%. A referida revisão tarifária foi aplicada em setembro de 2012, após a Intervenção.

Responsabilidade Socioambiental

Baseada em sua Política de Sustentabilidade, a CAIUÁ investe em projetos socioambientais que visam o desenvolvimento regional, a geração de renda, o esporte e a educação. Alguns dos Projetos de maior abrangência social desenvolvidos em 2012 estão relacionados a seguir: Projeto Lele e Trix: 3 mil exemplares do livro infantil Um, Dois e Click!, Programa de Ação Cultural do Estado de São Paulo - PROAC: O Circo Chegou - Sarau de Charles, Desenho Animado ao Alcance de Todos, I Experimento Clowbinatório, Cirandas, Parlandas e Brincadeiras de Roda, foram levadas as cidades da área de concessão da empresa.

A CAIUÁ apoiou a "VI Campanha de Prevenção e Combate ao Abuso e Exploração Sexual de Crianças e Adolescentes de Lucélia". Mais de 7 mil famílias de Lucélia/SP receberam, com a conta de energia, um folheto contendo orientações e informações sobre a campanha.

Benefícios aos Colaboradores

Os benefícios oferecidos pela Companhia, visam a qualidade de vida, bem estar, preservação da saúde, atração, retenção e valorização de seus colaboradores. Compõe-se de ações voltadas para satisfazer as necessidades dos colaboradores e envolvem aspectos sociais, culturais, de auto estima e auto realização. A Companhia oferece assistência médica e odontológica com ampla rede credenciada; vales alimentação e refeição; transporte; auxílio creche; previdência privada complementar; seguro de vida; bolsa de estudo; e programa de participação nos resultados, importante ferramenta de gestão estratégica e de engajamento do

CAIUÁ - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.

CNPJ/MF nº 07.282.377/0001-20

Continuação

BALANÇOS PATRIMONIAIS

PARA OS EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	31/12/2012	31/12/2011
ATIVO			
ATIVO CIRCULANTE			
Caixa e equivalentes de caixa.....	6	20.961	18.035
Consumidores.....	7	70.886	78.286
Títulos a receber.....	8	886	1.816
Rendas a receber.....		33	87
Tributos a recuperar - Imposto de renda e Contribuição social.....	9	362	204
Tributos a recuperar - Outros.....	9	1.161	976
Estoque.....		686	507
Serviços em curso.....		4.032	2.960
Redução de receita - baixa renda.....	11	1.041	3.371
Outros.....	12	3.454	2.255
Total do ativo circulante.....		103.302	108.497
ATIVO NÃO CIRCULANTE			
Realizável a longo prazo			
Consumidores.....	7	615	5.375
Partes relacionadas.....	13	4.327	2.159
Depósitos judiciais.....	23	11.692	2.591
Tributos a recuperar - Imposto de renda e Contribuição social.....	9	3	3
Tributos a recuperar - Outros.....	9	1.535	949
Tributos diferidos.....	10	10.425	32.912
Ativo financeiro - bens da concessão.....	14	138.433	153.569
Outros.....	12	14.036	-
Total do realizável a longo prazo.....		181.066	197.558
Intangível.....	14	42.773	69.274
Total do ativo não circulante.....		223.839	266.832
TOTAL DO ATIVO.....		327.141	375.329

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

PARA OS EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	31/12/2012	31/12/2011
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010.....		111.267	(57.273)
Prejuízo do exercício.....		-	(46.874)
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011.....		111.267	(104.147)
Prejuízo do período.....		-	(114.060)
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012.....		111.267	(218.207)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

REFERENTES AOS EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011

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

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Caiuá - Distribuição de Energia S.A. (CAIUÁ ou Companhia) é uma sociedade por ações de capital fechado, brasileira, com sede na cidade de São Paulo - SP, controlada pela Rede Energia S.A. - em "Recuperação Judicial", cuja atividade operacional concentra-se na distribuição de energia elétrica, nas áreas de sua concessão legal, com uma área de 9.149 km², abrangendo 24 municípios da região Oeste do Estado de São Paulo e com um número aproximado de 222.875 consumidores atendidos, tendo suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. A DENERGE - Desenvolvimento Energético S.A. - em "Recuperação Judicial", é a empresa controladora final do grupo, constituída sob a forma de sociedade anônima de capital fechado, com sua sede na cidade de São Paulo - SP.

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

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

1.1. Intervenção Administrativa da ANEEL

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 3.651, 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 da auditoria contábil-financeira, nas datas-bases de assunção e de encerramento da Intervenção, elaborados por empresa de auditoria independente; e
- disponibilizar os dados e as informações necessárias 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.

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 CAIUÁ

Em 31/8/2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, por meio da Resolução Autorizativa nº 3.651/2012 ("Resolução"), determinou a Intervenção administrativa na Caiuá - Distribuição de Energia S.A. (CAIUÁ ou 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 26/10/2012, o representante legal do acionista majoritário protocolizou na ANEEL, um Plano de Recuperação para análise e aprovação da Agência Reguladora.

Esse plano está baseado na premissa de entrada de novo controlador para o Grupo Rede, com injeção de novos recursos na Rede Energia S.A em "Recuperação Judicial", incluindo mínima estabelecida pela ANEEL para aprovação do mesmo. 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 CAIUÁ 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 dias, contados do deferimento do processamento dos pedidos de recuperação (art. 56, §1o, da Lei de Recuperação). Esses planos, que foram divulgados aos acionistas e ao mercado na forma da regulamentação vigente, estão sujeitos às modificações que poderão ser propostas pelos credores e deliberadas em assembleia geral de credores, respeitados os quóruns legais e a aprovação das próprias empresas (art. 56, §3o, da Lei de Recuperação).

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

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

2. DAS CONCESSÕES

Conforme Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 13/1999, assinado em 3/2/1999 (Resolução ANEEL nº 364 de 20/11/1998) o prazo de concessão é de 20 anos, contados a partir de 7/7/1995, com vencimento em 7/7/2015, renováveis por igual período.

O contrato de concessão, assinado com a União Federal, confere ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal e tecnologia. A Companhia obriga-se a adotar, na prestação do serviço, tecnologia adequada e a empregar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação dos serviços e a modicidade das tarifas. As obrigações inerentes à prestação do serviço público concedido são:

- fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, nos pontos de entrega definidos nas normas do serviço, pelas tarifas homologadas pela ANEEL, nas condições estabelecidas nos respectivos contratos de fornecimento e nos níveis de qualidade e continuidade estipuladas 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.

O contrato de concessão contém cláusulas específicas que garantem o direito à indenização do valor residual dos bens vinculados ao serviço no final da concessão. Para efeito 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-generenciáveis" 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, bem como 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 10 de maio:

	Nota	31/12/2012	31/12/2011
PASSIVO			
PASSIVO CIRCULANTE			
Fornecedores.....	15	49.154	26.133
Folha de pagamento.....		734	809
Obrigações fiscais.....	16	111.914	61.716
Empréstimos e financiamentos.....	17	47.126	76.305
Financiamento por arrendamento financeiro.....	18	183	612
Taxa de iluminação pública.....		1.560	1.417
Taxas regulamentares.....	20	50.062	19.870
Encargos tarifários.....		22.757	22.745
Obrigações do programa eficiência energética.....	21	6.518	5.057
Obrigações estimadas - trabalhista.....	22	2.512	2.844
Benefícios pós-emprego.....		153	233
Outros.....	24	1.464	1.349
Total do passivo circulante.....		294.137	218.890
PASSIVO NÃO CIRCULANTE			
Obrigações fiscais.....	16	39.479	24.914
Tributos diferidos.....	10	4.998	5.219
Empréstimos e financiamentos.....	17	25.300	58.885
Financiamento por arrendamento financeiro.....	18	158	171
Obrigações do programa eficiência energética.....	21	6.153	5.674
Partes relacionadas.....	13	49.605	49.144
Provisão para contingências.....	23	10.538	1.599
Outros.....	24	3.713	3.713
Total do passivo não circulante.....		139.944	149.319
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social.....	25	111.267	111.267
Prejuízos acumulados.....		(218.207)	(104.147)
Total do patrimônio líquido.....		(106.940)	7.120
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO.....		327.141	375.329

	Nota	31/12/2012	31/12/2011
Capital social	25	111.267	111.267
Prejuízos acumulados		(218.207)	(104.147)
Total do patrimônio líquido		(106.940)	7.120
Capital social	25	111.267	111.267
Prejuízos acumulados		(218.207)	(104.147)
Total do patrimônio líquido		(106.940)	7.120
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		327.141	375.329

	Nota	31/12/2012	31/12/2011
Capital social	25	111.267	111.267
Prejuízos acumulados		(218.207)	(104.147)
Total do patrimônio líquido		(106.940)	7.120
Capital social	25	111.267	111.267
Prejuízos acumulados		(218.207)	(104.147)
Total do patrimônio líquido		(106.940)	7.120
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		327.141	375.329

	Nota	31/12/2012	31/12/2011
Capital social	25	111.267	111.267
Prejuízos acumulados		(218.207)	(104.147)
Total do patrimônio líquido		(106.940)	7.120
Capital social	25	111.267	111.267
Prejuízos acumulados		(218.207)	(104.147)
Total do patrimônio líquido		(106.940)	7.120
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		327.141	375.329

	Nota	31/12/2012	31/12/2011
Capital social	25	111.267	111.267
Prejuízos acumulados		(218.207)	(104.147)
Total do patrimônio líquido		(106.940)	7.120
Capital social	25	111.267	111.267
Prejuízos acumulados		(218.207)	(104.147)
Total do patrimônio líquido		(106.940)	7.120
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		327.141	375.329

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS

PARA OS EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011

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

	Nota	31/12/2012	31/12/2011
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS.....	26	271.566	257.471
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA			
Energia elétrica comprada para revenda.....	27	(132.441)	(116.065)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição.....		(38.931)	(33.315)
Total.....		(171.372)	(149.380)
CUSTO DE OPERAÇÃO			
Pessoal.....		(14.331)	(10.650)
Material.....		(1.750)	(2.172)
Serviços de terceiros.....		(5.012)	(6.368)
Depreciação e amortização.....		(20.301)	(21.166)
Arrendamento e aluguéis.....		(289)	(473)
Custo de construção.....		(15.233)	(34.362)
Outros.....		(16)	3.348
Total.....		(56.932)	(71.843)
TOTAL DO CUSTO DO SERVIÇO PRESTADO.....		(228.304)	(221.223)
LUCRO BRUTO.....		43.262	36.248
DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS			
Despesas com vendas.....	28	(11.704)	(4.865)
Despesas gerais e administrativas.....	28	(24.926)	(22.926)
Outras receitas operacionais.....	28	16	1.175
Outras despesas operacionais.....	28	(44.023)	(3.036)
Total.....		(80.637)	(28.952)
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO, DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL.....		(37.375)	7.296
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas financeiras.....	29	8.189	12.070
Despesas financeiras.....	29	(62.608)	(63.589)
Total.....		(54.419)	(51.519)
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL.....		(91.794)	(44.223)
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL			
Corrente.....	10	-	13
Diferido.....	10	(22.266)	(2.664)
Total.....		(22.266)	(2.651)
PREJUÍZO DO EXERCÍCIO.....		(114.060)	(46.874)
ON.....	30	(1,02)	(0,42)
Total.....		(115,08)	(47,29)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES

PARA OS EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	31/12/2012	31/12/2011
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			

Continuação

descontos comerciais e abatimentos) e quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo no local e condição necessárias para este ser capaz de funcionar da forma pretendida pela Administração. A amortização do ativo intangível dos contratos de concessão representa a depreciação regulatória dos bens individuais. Os ativos intangíveis dos contratos de concessões têm o seu valor testado para perda de recuperabilidade econômica, no mínimo, anualmente, caso haja indicadores de perda de valor. A amortização é reconhecida na rubrica de custo de operação e despesas operacionais. O ativo financeiro refere-se aos investimentos realizados e previstos no contrato de concessão e não amortizados até o final da concessão por 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 OCPD 05 - Contratos de concessão. Ele é reconhecido pelo custo residual não amortizado e o valor somente é alterado por meio de atualizações, adições, baixas e transferências ao longo do prazo de concessão.

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

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

Arrendamento mercantil: Os arrendamentos mercantis são segregados entre os operacionais e os financeiros. Quando o arrendamento é classificado como financeiro, ou seja, seus riscos e benefícios são transferidos, este é reconhecido como um ativo e mensurado inicialmente pelo seu valor justo ou pelo valor presente dos pagamentos mínimos, entre eles o menor, e depreciado normalmente. O passivo subjacente é amortizado utilizando a taxa efetiva de juros. Quando o arrendamento é classificado como operacional, ou seja, seus riscos e benefícios não são transferidos, os pagamentos efetuados sob arrendamentos operacionais são reconhecidos no resultado pelo método linear pelo prazo do arrendamento.

Emprestimos e financiamentos: Estão atualizados pela variação monetária e/ou cambial, juros e encargos financeiros, determinados em cada contrato, incorridos até a data de encerramento do balanço e o efetivamente incorridos sobre tais empréstimos durante o período de duração 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 reconhecidas 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 reconhecidos para a moeda funcional à taxa de câmbio na data em que o valor justo foi apurado.

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 de duração 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.

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).

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 dedução, a obrigação é estimada ponderando todos os possíveis desfechos pelas suas probabilidades associadas. Para uma obrigação única a mensuração se baseia no desfecho mais provável.

Outros direitos e obrigações: Demais ativos e passivos circulantes e não circulantes que estão sujeitos a variação monetária ou cambial por força de legislação ou cláusulas contratuais, estão atualizados com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores na data das demonstrações financeiras.

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

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

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

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

O plano de benefício definido tem sua contabilização baseada em avaliações 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 porcentagem completada da obra, sendo determinada com base nos custos incorridos até a data. Não existe margem de lucro, assim a receita de construção é igual ao custo de construção.

Receitas e despesas financeiras: As receitas financeiras referem-se principalmente a receita de aplicações financeiras, variações no valor justo de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado e ganhos nos instrumentos de *hedge* que são reconhecidos no

7.1. Consumidores

Classe de consumidores	Saldos vencidos				Total	
	Circulante	até 90 dias	de 91 até 360 dias	mais de 361 dias	31/12/2012	31/12/2011
Residencial.....	15.911	6.399	344	441	7.184	23.095
Industrial.....	5.202	1.170	119	345	1.634	6.836
Comércio, serviços e outras atividades.....	10.003	1.683	241	380	2.304	12.307
Rural.....	1.277	322	18	37	377	1.654
Poder público:						
Federal.....	111	24	-	3	27	138
Estadual.....	691	2	-	2	693	732
Municipal.....	912	152	-	58	214	926
Iluminação pública.....	707	152	-	333	485	1.194
Serviço público.....	1.650	46	-	555	601	2.098
Parcelamento Energia (faturas novadas).....	301	67	40	398	505	884
(-) Ajuste a valor presente (a).....	(2)	-	-	-	(2)	-
Recomposição tarifária extraordinária.....	-	-	-	-	-	9.911
Redução de tarifa - Irrigação e aquicultura (b).....	10	-	-	-	10	-
Redução do uso do sistema de distribuição.....	716	-	-	-	716	28
Subtotal - consumidores.....	37.489	10.021	762	2.550	13.333	50.822
Participação financeira do consumidor.....	71	56	5	179	240	332
Comercialização na CCEE (c).....	-	-	-	-	-	221
Programa emergencial de redução do consumo.....	-	-	-	-	-	-
Encargos de capacidade emergencial.....	-	-	-	20.153	20.153	25.217
Energia livre.....	-	-	-	-	-	400
Concessionárias e permissionárias.....	1	-	-	-	1	1
Encargos de uso rede elétrica.....	129	-	-	-	129	5
Outros.....	108	302	36	136	474	598
Total.....	37.798	10.379	803	23.018	34.200	71.982

Classe de consumidores	Saldos vencidos				Total	
	Circulante	até 90 dias	de 91 até 360 dias	mais de 361 dias	31/12/2012	31/12/2011
Residencial.....	15.911	6.399	344	441	7.184	23.095
Industrial.....	5.202	1.170	119	345	1.634	6.836
Comércio, serviços e outras atividades.....	10.003	1.683	241	380	2.304	12.307
Rural.....	1.277	322	18	37	377	1.654
Poder público:						
Federal.....	111	24	-	3	27	138
Estadual.....	691	2	-	2	693	732
Municipal.....	912	152	-	58	214	926
Iluminação pública.....	707	152	-	333	485	1.194
Serviço público.....	1.650	46	-	555	601	2.098
Parcelamento Energia (faturas novadas).....	301	67	40	398	505	884
(-) Ajuste a valor presente (a).....	(4)	-	-	-	(4)	-
Fornecimento não faturado - RTE.....	-	-	-	-	-	23.103
Comercialização na CCEE (c).....	534	-	-	-	534	518
Redução de Tarifa - Irrigação e aquicultura (b).....	43	-	-	-	43	23
Redução de Uso Sistema de Distribuição.....	-	-	-	-	-	1.377
Outros.....	2	-	-	-	2	1
Total.....	615	-	-	-	615	25.033

Do valor total de contas a receber, R\$ 846 em 31/12/2012 (R\$ 895 em 31/12/2011) se referem a renegociações.

(a) Ajuste a valor presente

Refere-se ao valor de ajuste para os contratos renegociados do setor a inclusão de juros e para aqueles renegociados com taxa de juros abaixo do WACC do sem. 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 ANEEL nº 234 de 31/10/2006. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado na situação atual. A Administração da Companhia entende que essa taxa de desconto representa adequadamente o custo de capital. Tendo em vista a natureza, complexidade e volume das renegociações a divulgação do fluxo de caixa e sua temporalidade foi omitido, uma vez que o efeito líquido do AVP não é relevante.

(b) Subsídio a irrigantes

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

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

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

	Circulante	Não circulante
Saldo em 31/12/2011.....	-	23
Apropriado no período/exercício.....	-	57
Amortizado no período/exercício.....	(28)	-
Atualizado no período/exercício.....	-	1
Transferido do não circulante.....	38	(38)
Saldo em 31/12/2012.....	10	43

(c) Comercialização na CCEE

O saldo da conta de consumidores inclui o registro dos valores referentes à comercialização de energia no circulante e não circulante, no montante de R\$ 534 (R\$ 739 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

CAUIÁ - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.

CNPJ/MF nº 07.282.377/0001-20

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

Informações sobre quantidade de ações e resultado por ação: O resultado básico por ação deve ser calculado dividindo-se o lucro ou prejuízo do exercício (o numerador) pelo número médio ponderado de ações em poder dos acionistas, menos as mantidas em tesouraria (denominador). **Demonstrações de valor adicionado:** A Companhia elaborou demonstrações do valor adicionado (DVA) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras conforme práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis às companhias abertas, enquanto para IFRS representam informação financeira adicional.

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

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

O CPC ainda não emitiu pronunciamentos ou revisões equivalentes às IFRS/IAS acima citadas. A adoção antecipada destes pronunciamentos está condicionada a aprovação prévia em ato normativo da Comissão de Valores Mobiliários - CVM. A Companhia não estimou a extensão do impacto destas novas normas em suas demonstrações financeiras.

Para mais informações, vide a lista completa de pronunciamentos no site do CPC: www.cpc.org.br.

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, no qual o poder concedente tem o controle sobre os ativos relacionados à concessão. O poder concedente controla os ativos quando esse:

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

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

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

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

- Usuário: Aplica o modelo do ativo intangível, no qual 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;
- Poder concedente: Aplica o modelo do ativo financeiro, no qual os bens da concessão assim são reconhecidos. O ativo financeiro representa um direito incondicional de receber pagamento do poder concedente, e mensurado de acordo com o CPC 38 - Instrumentos financeiros: Reconhecimento e Mensuração; e
- Usuário e poder concedente: Utiliza o modelo misto, onde os bens da concessão são reconhecidos como um ativo intangível e um ativo financeiro.

5.1. Adoção da ICPC 01

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

- Direito de cobrar os usuários pela energia consumida (fatura);
- Direito de cobrar os usuários pelo uso do sistema de distribuição; e
- Indenização dos bens reversíveis ao final do prazo da concessão.

O direito de cobrar representa um ativo intangível e a indenização um ativo financeiro. O ativo financeiro deve ser reconhecido pela melhor estimativa do valor justo da indenização, e o valor residual (a diferença para o saldo total bifurcado) seria o ativo intangível.

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

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

A despesa com depreciação incluída na tarifa é determinada com base na vida útil econômica estimada de cada bem, sendo utilizada como base de cálculo da amortização do ativo intangível. A ICPC 01 ainda determina o reconhecimento de receita e despesa de construção referente às obras em andamento. A Administração entende que a atividade de construção não gera lucro, assim não apresenta margem de lucro.

6. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/12/2012	31/12/2011
Caixa.....	7	8
Saldos bancários.....	20.380	5.684
Outros investimentos.....	574	12.343
Total.....	20.961	18.035

6.1. Outros investimentos

Instituição financeira	Tipo de aplicação	Vencimento	Taxas %	31/12/2012	31/12/2011
Banco Bradesco.....	CDB	(*)	20,00 a 98,70 CDI	574	74
Banco Itaú.....	CDB	(*)	100,00 CDI	-	44
Banco Safra.....	CDB	(*)	10,00 CDI	-	425
Banco Daycoval.....	Fundo de investimento	(**)	-	-	11.800
Total.....				574	12.343

(*) As aplicações financeiras são consideradas equivalentes de caixa por permitir o resgate a qualquer momento sem perda dos juros transcorrido. O valor contábil é próximo ao seu valor justo. (**) Os fundos de investimentos estão concentrados em fundos de renda fixa e compostos por títulos públicos federais e títulos de emissores de baixo risco de crédito, com tendência de variação das taxas de juros pós-fixadas (CDI).

7. CONSUMIDORES

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Consumidores.....	71.998	78.837	615	25.033
(-) Perda no valor recuperável.....	(1.312)	(551)	-	(19.658)
Total.....	70.686	78.286	615	5.375

A perda no valor recuperável para créditos de liquidação duvidosa foi constituída considerando os critérios a seguir:

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

Após análise criteriosa efetuada pela Administração da Companhia, foram excluídas contas vencidas baseadas no histórico de recuperação, cuja perda não é considerada como incorrida. Em cobrança administrativa, através de ações da própria companhia ou de equipe terceirizada:

- Para os consumidores ligados é constituída a provisão considerando a taxa histórica de inssucesso nessas ações;
- Para os casos de consumidores desligados, é constituída a provisão integral do ativo.

O valor de recebíveis vencidos e não provisionados é de R\$ 2.124 em 31/12/2012 (R\$ 2.860 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.

8. TÍTULOS A RECEBER

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Valor de aquisição de créditos fiscais (a).....	-	-	7.447	7.447
(-) Deságio (a).....	-	-	(4.038)	(4.038)
(-) Perda no valor recuperável (a).....	-	-	(3.409)	(3.409)
Outros títulos a receber.....	886	1.816	-	-
Total.....	886	1.816	-	-

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

9. TRIBUTOS A RECUPERAR

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Imposto de				

CAUIÁ - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.

CNPJ/MF nº 07.282.377/0001-20

Continuação

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", 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.

(b) Refere-se a saldo de compartilhamento de aeronave entre a Companhia e a Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA em "Recuperação Judicial".

13. PARTES RELACIONADAS

A Companhia adota práticas de governança corporativa e aquelas recomendadas e/ou exigidas por legislação e regulamentação. A aprovação das operações com partes relacionadas é também submetida à aprovação dos órgãos decisórios da Companhia, conforme regras previstas em nosso Estatuto Social. Ademais, em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, qualquer acionista ou membro do Conselho de Administração está proibido de votar em deliberação acerca de matéria em que tenha interesses conflitantes com os da Companhia. As operações celebradas pela Companhia com partes relacionadas seguem os padrões de mercado e são amparadas pelas devidas avaliações prévias de seus termos e condições e do estrito interesse da Companhia em sua realização.

O Acordo de Acionistas firmado entre o Fundo de Investimento do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço ("FI-FGTS"), representado pela Caixa Econômica Federal ("CEF"), a DENERGE - Desenvolvimento Energético S.A. ("DENERGE") - em "Recuperação Judicial" e a Empresa de Eletricidade Vale Paranaapanema S.A. ("EEVP") - em "Recuperação Judicial", ambas controladoras indiretas da Companhia, prevê cláusulas que requerem a manutenção de determinados limites operacionais dentro de parâmetros pré-estabelecidos envolvendo a Companhia, calculados trimestralmente.

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

Em 31/12/2012, a Companhia atingiu o limite operacional de captações para novas operações. As captações posteriores ao atendimento do indicador foram efetuadas após obtenção de anuência do FI-FGTS. Os demais limites operacionais do acordo foram atendidos.

13.1. Transações e saldos com empresas relacionadas

	Relacionamento	31/12/2012	31/12/2011
Receitas financeiras	-	262	40
Despesas financeiras	-	(3.842)	(4.847)
Receta de uso da rede elétrica (a):			
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	Coligada	4.638	4.330
SALDOS ATIVOS			
Circulante			
Consumidores (a):			
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	Coligada	124	132
Total		124	132

Não circulante

Valores a recuperar:

Empresa Elétrica Bragantina S.A. (EEB)	Coligada	51	51
Cia Nacional de Energia Elétrica (CNEE)	Coligada	36	36
Cia Força e Luz do Oeste (CFL0)	Coligada	24	24
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA - em "Recuperação Judicial"	Coligada	-	2.047
Emp. de Distrib. de Energia Vale Paranaapanema S.A. (EDEV)	Coligada	1	1
Total		112	2.159

Conta corrente (b):

Cia Força e Luz do Oeste (CFL0)	Coligada	4.215	-
Total		4.215	-

SALDOS PASSIVOS

Não circulante

	Relacionamento	31/12/2012	31/12/2011
Valores a reembolsar:			
Rede Energia S.A. - em "Recuperação Judicial"	Controladora	1.316	516
Total		1.316	516

Conta corrente (b):

Cia Nacional de Energia Elétrica (CNEE)	Coligada	28.533	26.837
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	Coligada	-	1.978
Cia Força e Luz do Oeste (CFL0)	Coligada	-	474
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	Coligada	7.971	10.922
Emp. de Distrib. de Energia Vale Paranaapanema S.A. (EDEV)	Coligada	11.785	8.417
Total		48.289	48.628
Total		49.605	49.144

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

As mutuantes podem realizar operações de empréstimos financeiros entre si.

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

• **Contrato Multilateral de Mútuo entre as Distribuidoras**

Refere-se à movimentação financeira efetuada entre as Distribuidoras que na medida de suas necessidades, tomam ou dão em empréstimos, recursos financeiros, de forma sucessiva e contínua, assumindo, respectivamente, a posição de devedora ou credora conforme o caso, dentro dos limites para os saldos credores estabelecidos no contrato.

A remuneração sobre o saldo devedor é calculada com base em 100% do CDI com prazo de 36 meses vencendo em 31/8/2011, nos termos de contratos de mútuo na modalidade de conta corrente, podendo ser prorrogado por iguais e sucessivos períodos. Em 19/8/2011 foi encaminhado à ANEEL o 5º aditivo do referido contrato, solicitando a prorrogação do prazo de vigência por mais 24 meses com término em 31/8/2013. Até o encerramento destas demonstrações não havia sido publicada a anuência da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira.

13.2. Remuneração dos administradores

A remuneração dos administradores, para o período findo em 31/12/2012, que corresponde a benefícios de curto prazo foi de R\$ 2.292 (R\$ 2.913 em 31/12/2011) e, o valor correspondente a benefícios pós-emprego, foi de R\$ 67 (R\$ 86 em 31/12/2011).

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

13.3. Compartilhamento de infraestrutura

Atualmente as empresas do Grupo Rede Energia compartilham as atividades, equipamentos e instalações de modo que as despesas são repassadas para as empresas por meio de contratos e aditamentos devidamente aprovados pela ANEEL por meio de despachos da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira quando necessário.

• **Compartilhamento de aeronave:** Instrumento Particular de Contrato de Uso Compartilhado de Aeronaves e Outras Avenças firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEV, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT e ENERSUL, no qual todas as despesas incorridas na manutenção e operação são apuradas e suportadas na Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT, detentora da aeronave, e repassadas mensalmente às demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é indeterminada e possui anuência da ANEEL por meio do Ofício nº 1.955/2003. Os gastos totais da Companhia relativos a este contrato, no exercício de 2012, foram de R\$ 149 (R\$ 121 em 2011).

• **Compartilhamento de escritório comercial em Brasília:** Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEV, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT e ENERSUL, no qual os custos referentes ao escritório são apurados e suportados pela EDEV e repassados mensalmente para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 21/7/2013 e possui anuência da ANEEL por meio do Despacho nº 1.812/2010. Os gastos totais da Companhia relativos a este contrato, no exercício de 2012, foram de R\$ 13 (R\$ 9 em 2011).

	Taxas médias de amortização (*)	Custo	(-) Ativo financeiro líquido	(-) Amortização acumulada	Subtotal	(-) Obrigações vinculadas à concessão líquida	31/12/2012	31/12/2011
Em serviço:								
Distribuição	5,16%	395.670	(134.641)	(203.879)	57.150	(24.311)	32.839	56.595
Comercialização	4,53%	5.769	(1.708)	(3.497)	564	-	564	897
Administração	7,05%	11.385	(2.084)	(7.196)	2.105	-	2.105	1.199
Não vinculadas a concessão	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal		412.824	(138.433)	(214.572)	59.819	(24.311)	35.508	58.691
Em curso:								
Distribuição	-	9.698	-	-	9.698	(4.958)	4.740	5.883
Comercialização	-	-	-	-	-	-	-	37
Administração	-	-	-	-	2.525	-	2.525	4.663
Subtotal		12.223	-	-	12.223	(4.958)	7.265	10.583
Total		425.047	(138.433)	(214.572)	72.042	(29.269)	42.773	69.274

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

As taxas de amortização são determinadas com base nas principais taxas anuais de amortização por macroatividade, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL, nº 474, de 7/2/2012, sendo as seguintes:

	Taxas anuais de depreciação (%)	Taxas anuais de depreciação (%)	
Distribuição:			
Banco de capacitores	5,00 - 6,67	Equipamento geral	6,25
Chave de distribuição	3,33 - 6,67	Edificações	3,33
Condutor do sistema	2,70 - 3,57		
Estrutura do sistema	2,70 - 3,57	Administração central:	
Regulador de tensão	3,45 - 4,35	Veículos	14,29
Transformador de distribuição	3,70 - 4,00	Equipamento geral	6,25

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

• **Compartilhamento de serviços e infraestrutura de telefonia e comunicação:** Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEV, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT e ENERSUL, no qual os custos mensais estimados de R\$ 30 referentes a infraestrutura de telefonia e comunicação são suportados pela Caiuá Distribuição e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 28/8/2014 e foi dispensada a anuência da ANEEL por meio do Ofício nº 1.706/2007 e nº 994/2008. Os gastos totais da Companhia relativos a este contrato, no exercício de 2012, foram de R\$ 19 (R\$ 13 em 2011).

• **Compartilhamento de link de dados:**

a) Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEV, EEB, CNEE e CFLO, no qual os custos mensais estimados de R\$ 39 referentes ao link de dados 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. Os gastos totais da Companhia relativos a este contrato, no exercício de 2012, foram de R\$ 34 (R\$ 4 em 2011).

b) Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEV, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS CEMAT e ENERSUL, no qual os custos mensais estimados de R\$ 24, referentes ao link de dados, são suportados pelas Companhias Caiuá Distribuição, EDEV e EEB e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 21/1/2014 e foi dispensada a anuência da ANEEL por meio do Ofício nº 342/2008. Os gastos totais da Companhia relativos a este contrato, no exercício de 2012, foram de R\$ 42 (R\$ 1 em 2011).

• **Compartilhamento de infraestrutura para os processos de faturamento e arrecadação em Bragança Paulista:** Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEV, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT e ENERSUL, no qual os custos referentes aos processos de faturamento e arrecadação são apurados e suportados pela EEB e repassados mensalmente para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 8/3/2013 e possui dispensa de anuência da ANEEL por meio do inciso IV, do artigo 3º da Resolução nº 334/2008. Os gastos totais da Companhia relativos a este contrato, no exercício de 2012, foram de R\$ 8 (R\$ 10 em 2011).

• **Compartilhamento de instalações comerciais do Centro Integrado de Atendimento e Processos Comerciais em Presidente Prudente:** Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEV, EEB, CNEE e CFLO, no qual os custos referentes aos processos de instalações comerciais são apurados e suportados pela Caiuá Distribuição e repassados mensalmente para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 15/4/2014 com a anuência da ANEEL por meio do Ofício nº 573/2011. Os gastos totais da Companhia relativos a este contrato, no exercício de 2012, foram de R\$ 255.

• **Compartilhamento do atendimento 0800 a clientes grupo A:** Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEV, EEB, CNEE e CFLO, no qual os custos referentes ao atendimento 0800 são apurados e suportados pela Caiuá Distribuição e repassados mensalmente para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 18/2/2014, e possui dispensa de anuência da ANEEL por meio do Ofício nº 976/2008. Os gastos totais da Companhia relativos a este contrato, no exercício de 2012, foram de R\$ 5.

14. ATIVO FINANCEIRO E ATIVO INTANGÍVEL DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO

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

	31/12/2012	31/12/2011
Ativo financeiro	138.433	153.569
Ativo intangível	42.773	69.274
Total	181.206	222.843

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

	31/12/2011	Adições	Baixas	Transferências/ Ajustes VNR (a)	31/12/2012
Em serviço:					
Custo					
Distribuição	413.760	-	(23.547)	5.457	395.670
Comercialização	6.736	-	(725)	(242)	5.769
Administração	10.193	-	(1.855)	3.047	11.385
Subtotal	430.689	-	(26.127)	8.262	412.824
(-) Obrigações vinc. à concessão	(29.133)	(1.155)	802	(866)	(30.352)
Total do custo	401.556	(1.155)	(25.325)	7.396	382.472
(-) Amortização					
Distribuição	(184.727)	(21.559)	2.407	-	(203.879)
Comercialização	(3.195)	(302)	-	-	(3.497)
Administração	(6.283)	(927)	14	-	(7.196)
Subtotal	(194.205)	(22.788)	2.421	-	(214.572)
Obrigações vinc. à concessão	4.909	1.132	-	-	6.041
Total da amortização	(189.296)	(21.656)	2.421	-	(208.531)
Total em serviço	212.260	(22.811)	(22.904)	7.396	173.941

Em curso:

Distribuição	10.289	31.354	(15.463)	(16.482)	9.698
Comercialização	37	20	-	(57)	-
Administração	4.663	1.309	(187)	(3.260)	2.525
Subtotal	14.989	32.683	(15.650)	(19.799)	12.223

Obrigações vinc. à concessão	(4.406)	(2.453)	1.035	866	(4.958)
Total em curso	10.583	30.230	(14.615)	(18.933)	7.265
Total	222.843	7.419	(37.519)	(11.537)	181.206

(a) Refere-se a transferência de ativo em curso para em serviço e ajuste do valor novo de reposição (VNR) do ativo financeiro.

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

	(-) Amortização acumulada	31/12/2012 Valor líquido	31/12/2011 Valor líquido
Em serviço:			
Terenos	6.303	-	6.303
Edificações, obras civis e benfeitorias	7.484	(5.383)	888
Máquinas e equipamentos	385.197	(200.250)	46.548
Veículos	2.858	(2.036)	583
Móveis e utensílios	2.545	(2.086)	194
Serviços (a)	-	-	-
Softwares (b)	8.437	(4.817)	2.070
(-) Obrigações vinculadas à concessão	(30.352)	6.041	(14.775)
Subtotal	382.472	(208.531)	35.508
Em curso:			
Edificações, obras civis e benfeitorias	-	-	-
Máquinas e equipamentos	4.127	-	4.127
Veículos	-	-	-
Móveis e utensílios	-	-	-
Material em depósito	1.653	-	1.653
Softwares (b)	2.146	-	2.146
Outros	4.297	-	4.297
(-) Obrigações vinculadas à concessão	(4.958)	-	(4.958)
Subtotal	7.265	-	7.265
Total	389.737	(208.531)	42.773

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

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

O intangível em curso de contratos de concessão refere-se substancialmente às obras de expansão em andamento do sistema de distribuição de energia elétrica. Incluem itens incorporados por meio de arrendamentos mercantis financeiros, cujos valores são materiais. O arrendamento financeiro reconhecido na transição

CAUIÁ - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.

CNPJ/MF nº 07.282.377/0001-20

Continuação

17.6. Movimentação	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31/12/2011.....	76.305	58.885	135.190
Ingressos.....	76.037	2.034	78.071
Encargos.....	11.564	-	11.564
Transferências.....	35.713	(35.713)	-
Pagamentos de principal.....	(138.470)	-	(138.470)
Pagamentos de juros.....	(14.115)	-	(14.115)
Transferência de custo de transação.....	(94)	94	-
Apropriação do custo de transação.....	186	-	186
Saldo em 31/12/2012.....	47.126	25.300	72.426

18. FINANCIAMENTO POR ARRENDAMENTO FINANCEIRO

18.1. Composição	31/12/2012		31/12/2011	
	Não Circulante	Circulante	Não Circulante	Circulante
Moeda nacional:				
Arrendamento mercantil.....	183	158	612	171
Total moeda nacional.....	183	158	612	171
Principal.....	183	158	611	171
Encargos.....	-	-	1	-

18.2. Composição do saldo devedor por moeda e indexador

Moeda nacional:		%	31/12/2011	%
CDI.....	341	100,00	783	100,00
Total.....	341	100,00	783	100,00

18.3. Detalhamento dos arrendamentos financeiros

Arrendamento mercantil: contratos de arrendamento mercantil em moeda nacional, com taxa média ponderada de 3,06% a.a. acrescida da variação do CDI, amortização mensal e vencimento da última parcela abril/2015. A dívida total dos contratos de arrendamento mercantil em 31/12/2012 é de R\$ 341 (R\$ 783 em 31/12/2011) e seu valor corresponde ao valor presente nesta data. Os valores de pagamentos futuros estão distribuídos da seguinte forma:

Vencimento	31/12/2012	31/12/2011
2012.....	-	612
2013.....	183	153
2014.....	104	18
2015.....	54	-
Total.....	341	783

Ativos financeiros	Nota	Categoria	Contábil	31/12/2012 Valor Justo	31/12/2011 Contábil	31/12/2011 Valor Justo
Caixa e equivalentes de caixa.....	6	Valor justo por meio de resultado	20.961	20.961	18.035	18.035
Consumidores.....	7	Empréstimo e recebíveis	71.301	71.301	83.661	83.661
Títulos a receber.....	8	Empréstimo e recebíveis	886	886	1.816	1.816
Partes relacionadas.....	13	Empréstimo e recebíveis	4.327	4.327	2.159	2.159
Ativo financeiro - bens da concessão.....	14	Disponível para venda	138.433	138.433	153.569	153.569
Passivos financeiros						
Fornecedores.....	15	Mensurado pelo custo amortizado	49.154	49.154	26.133	26.133
Empréstimos e financiamentos.....	17	Mensurado pelo custo amortizado	72.426	72.426	135.190	135.190
Financiamento por arrendamento financeiro.....	18	Mensurado pelo custo amortizado	341	341	783	783
Partes relacionadas.....	13	Mensurado pelo custo amortizado	49.605	49.605	49.144	49.144

Hierarquia do valor justo:

Ativos	Valor contábil	Nível 1	Nível 2	Valor contábil	Nível 1	Nível 2
Caixa e equivalentes de caixa.....	20.961	20.387	574	18.035	5.692	12.343

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

b. Garantias: As garantias dadas são mencionadas na nota explicativa nº 17 e não existem garantias tomadas.

19.1. 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.

19.2. Gerenciamento dos riscos financeiros
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 apurado 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 do controle, envolvem principalmente a possibilidade de que mudanças nas taxas de juros, taxas de câmbio e inflação, que possam afetar negativamente o valor de nossos ativos financeiros, fluxos de caixa e rendimentos futuros. A mitigação destes riscos ocorre por meio da aplicação de procedimentos de avaliação da exposição dos ativos e passivos ao risco de mercado e, consequentemente, contratação de hedge junto a instituições financeiras de primeira linha.
O principal risco de mercado que pode afetar o resultado da Companhia é o risco de variação 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 da taxa de câmbio da Companhia, não ocorrerá alteração nos preços de venda da energia. 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 17 e nº 18.

Na análise dos ativos e passivos financeiros, exceto os instrumentos derivativos, foi fixado um período de um ano para verificação do impacto nas despesas financeiras, sendo desconsiderado os pagamentos do período.

	Cenário provável	Cenário possível (alta de 25%)	Cenário remoto (alta de 50%)
Ativos Financeiros			
CDI.....	-	2	4
Passivos Financeiros			
CDI.....	(178)	(1.498)	(2.818)
Total	(178)	(1.496)	(2.814)

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 17.5 e nº 18.3.

d. Gerenciamento de risco de pagamento antecipado (covenants)
Determinados empréstimos, financiamentos e instrumentos financeiros estão sujeitos a condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem a manutenção de determinados índices financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos (covenants), calculados trimestralmente e eventos que envolvam empresas do grupo (como pedido de recuperação judicial).
A Administração da Companhia acompanha tempestivamente esses indicadores, como forma de monitoramento e mediação com as instituições financeiras envolvidas, quando necessário.

19.3. Gerenciamento dos 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 afetadas 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 das 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. No entanto, estima-se que durante o ano de 2013 será necessário um montante significativo de despacho das usinas termelétricas visando afastar totalmente o risco de escassez de energia. Esse despacho poderá representar um custo adicional a ser bancado pelas distribuidoras com posterior repasse para as tarifas dos consumidores.

b. Gerenciamento de riscos de compra de energia
De acordo com as atuais regras do Setor Elétrico Brasileiro, a Companhia tem a obrigação de comprar energia com antecedência para o atendimento integral ao seu mercado projetado. Essa compra é realizada por meio de leilões regulados, promovidos pela ANEEL, com antecedência de 5 anos, 3 anos e 1 ano em relação ao ano de suprimento. Além desses, normalmente são realizados leilões de ajuste durante o ano em curso de modo a permitir ajustar o nível de contratação à realização da demanda de energia. A Companhia mantém um novo programa de racionamento, como cessões temporárias de contratos entre distribuidoras ou os mecanismos de compensação de sobras e déficits - M-CSD, realizados ao longo do ano e também no fechamento de cada ano civil. Com esse conjunto de instrumentos, com a experiência e conhecimento da dinâmica dos seu mercado consumidor e com uma adequada gestão de compra de energia, a Companhia é capaz de afastar qualquer risco de penalizações regulatórias relativas à compra de energia.

c. Risco de não renovação das concessões
A Presidência da República, através da Lei 12.783 de 11/1/2013, dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária.
A presente lei tem como objetivo dispor sobre a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica que, a partir de 12/9/2012, àquelas alcançadas pelo Art. 22 de Lei 9.074 de 1995, poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até trinta anos, de forma a assegurar a continuidade, eficiência da prestação do serviço, modicidade tarifária e o atendimento à critérios de racionalidade operacional e econômica.
Em 15 de outubro de 2012, a Companhia apresentou à ANEEL ratificação do pedido de prorrogação da concessão de distribuição de energia, de que é titular, pelo prazo 30 (trinta) anos, a contar da data de encerramento da concessão vigente, qual seja, 07 de julho de 2015. A prorrogação da concessão de distribuição de energia elétrica dependerá da aceitação expressa das condições estabelecidas no contrato de concessão ou no termo aditivo, o qual será preparado e deferido pelo Poder Concedente.
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.

20. TAXAS REGULAMENTARES

	31/12/2012	31/12/2011
Reserva Global de Reversão - RGR.....	2.184	360
Conta de Consumo de Combustível - CCC.....	21.457	10.469
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA.....	8.855	2.943
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.....	17.566	6.098
Total.....	50.062	19.870

21. 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
Fundo Nacional de Desenv. Científico		
Tecnológico-FNDCT.....	90	80
Ministério de Minas e Energia - MME.....	46	40
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D.....	2.663	2.615
Programa de Eficiência Energética - PEE.....	3.719	2.322
Total.....	6.518	5.057

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 1.644/2009-SFF/ANEEL, de 28/12/2009.

Por meio da Resolução Normativa nº 233, de 24/10/2006, com validade a partir de 1/1/2007, a ANEEL

18.4. Movimentação

	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31/12/2011.....	612	171	783
Ingressos.....	-	193	193
Encargos.....	76	-	76
Transferências.....	206	(206)	-
Pagamentos de principal.....	(688)	-	(688)
Pagamentos de juros.....	(23)	-	(23)
Saldo em 31/12/2012.....	183	158	341

18.5. Arrendamentos mercantis operacionais

No período findo em 31/12/2012 a Companhia pagou um montante de R\$ 1.153 (R\$ 1.120 em 2011) referente a arrendamentos mercantis operacionais, reconhecidos como despesa do exercício na rubrica Outros Custos de Operações. Os valores de pagamentos futuros estão distribuídos da seguinte forma:

Vencimento:	R\$
Até 1 ano.....	1.231
de 1 a 5 anos.....	237
Total.....	1.468

19. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

As características operacionais e a estrutura patrimonial colocam a Companhia em um ambiente em que o risco de mercado é extremamente baixo. Em virtude dessas condições, a Administração entende ser desnecessária a utilização de instrumentos financeiros derivativos. Em 31/12/2012, o valor contábil dos ativos e passivos financeiros representam aproximadamente os valores de mercado.

a. Valor de mercado

Alguns instrumentos financeiros têm seu custo amortizado substancialmente próximo ao valor justo. Na rubrica consumidores (vide nota explicativa nº 7) foi apurado uma perda estimada no valor recuperável, assim, o valor recuperável pode ser considerado uma estimativa de seu valor justo. Os ativos financeiros - bens da concessão (vide nota explicativa nº 14) representa os investimentos não depreciados, assim a Companhia estima que o valor justo dos mesmos é próximo ao valor contábil. As operações com partes relacionadas estão a valor justo.

Os empréstimos e financiamentos, apresentados no quadro a seguir, incluem os valores de capital de giro em Reais (CDI), conforme demonstrados na nota explicativa nº 17.1. Na opinião da Administração os empréstimos e financiamentos, os quais estão mensurados pelo custo amortizado, não apresentam variações significativas em relação aos respectivos valores justos. Esses empréstimos e financiamentos estão atualizados monetariamente com bases nos índices e juros contratados até a data de fechamento das Demonstrações Financeiras, portanto o saldo devedor está reconhecido por um montante próximo ao seu valor justo. Como não existe mercado ativo para tais instrumentos, as diferenças que poderiam ocorrer se tais valores fossem liquidados antecipadamente são muito baixas.

	31/12/2012 Contábil	31/12/2012 Valor Justo	31/12/2011 Contábil	31/12/2011 Valor Justo
Caixa e equivalentes de caixa.....	20.961	20.961	18.035	18.035
Consumidores.....	71.301	71.301	83.661	83.661
Títulos a receber.....	886	886	1.816	1.816
Partes relacionadas.....	4.327	4.327	2.159	2.159
Ativo financeiro - bens da concessão.....	138.433	138.433	153.569	153.569
Passivos financeiros				
Fornecedores.....	49.154	49.154	26.133	26.133
Empréstimos e financiamentos.....	72.426	72.426	135.190	135.190
Financiamento por arrendamento financeiro.....	341	341	783	783
Partes relacionadas.....	49.605	49.605	49.144	49.144

estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do PEE. Entre esses novos critérios, foram definidos os itens que compõem a base de cálculo das obrigações, ou seja, a receita operacional líquida e o cronograma de recolhimento ao FNDCT e ao MME.
A realização das obrigações com o PEE e P&D, por meio da aquisição de ativos imobilizados, tem como contrapartida o saldo de obrigações especiais.

22. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS - TRABALHISTAS

	31/12/2012	31/12/2011
Provisões sobre folha de pagamento (13º salário e férias).....	1.939	2.302
Provisão de encargos sociais sobre folha pagamento (13º salário e férias).....	573	542
Total.....	2.512	2.844

23. PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

Está representada como segue:

	31/12/2012			31/12/2011		
	Provisão	Depósitos judiciais		Provisão	Depósitos judiciais	
	exercício	Saldo		exercício	Saldo	
Cíveis - Consumidores (a).....	(220)	404	20	239	624	20
Cíveis - Regulatórias (b).....	3.154	3.154	-	-	-	-
Trabalhistas (c).....	6.005	6.980	6.809	(11)	975	47
Fiscais e tributários.....	-	-	33	-	-	32
Previdência social.....	-	-	4.830	-	-	2.492
ICMS (d).....	-	-	4.863	-	-	2.524
Subtotal.....	-	-	11.892	228	1.599	2.591
Total.....	8.939	10.538	11.892	228	1.599	2.591

	Cíveis - Consumidores	Cíveis - Regulatórias	Trabalhistas	Fiscais	Total
Saldo em 31/12/2011.....	624	-	975	-	1.599
Constituição.....	213	3.154	6.005	-	9.372
Baixas/reversão.....	(433)	-	-	-	(433)
Atualização.....	-	-	-	-	-
Saldo em 31/12/2012.....	404	3.154	6.980	-	10.538

Contingências passivas possíveis de perda (e):

	Cíveis - Consumidores	Cíveis - Regulatórias	Trabalhistas	Fiscais	Total
31/12/2011.....	637	-	527	-	1.164
31/12/2012.....	2.320	-	23	-	2.343

26.1. Receita bruta de vendas

	Nº de consumidores		MWh		R\$	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Classe de consumidor						
Residencial.....	182.968	177.921	416.277	386.996	168.673	151.159
Industrial.....	7.312	6.276	151.330	159.460	54.654	59.400
Comercial, serviços e outras atividades.....	18.822	18.161	258.634	239.532	99.343	92.042
Rural.....	11.577	11.539	61.474	57.986	12.222	11.180
Poder público.....	1.966	1.887	48.607	44.733	17.932	16.747
Iluminação pública.....	4					

Continuação

CAIUÁ - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.

CNPJ/MF nº 07.282.377/0001-20

31. PARTICIPAÇÃO NOS RESULTADOS

A Companhia possui programa de participação dos empregados nos lucros ou resultados, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas. O montante dessa participação registrada como custo operacional e paga no período findo em 31/12/2012 foi de R\$ 1.293 (R\$ 902 em 31/12/2011).

32. REVISÃO TARIFÁRIA

Por meio da Resolução Homologatória nº 1.288, de 8/5/2012, a ANEEL homologou o resultado da terceira Revisão Tarifária Periódica - RTP, que representa um efeito tarifário médio para o consumidor de 7,60% (sete vírgula sessenta por cento), decorrente do reposicionamento tarifário econômico, de 7,56% (sete vírgula cinquenta e seis por cento), da inclusão dos componentes financeiros relativos ao atual ciclo tarifário e de 2,11% (dois vírgula onze por cento), da retirada dos componentes financeiros considerados no processo tarifário anterior.

As tarifas que contemplam a respectiva revisão tarifária e os componentes financeiros pertinentes, estarão em vigor no período de 10/5/2012 a 9/5/2013.

Todavia, a Companhia manteve a aplicação das mesmas tarifas constantes nos anexos da Resolução Homologatória nº 1.145 de 3/5/2011, até a comprovação de adimplemento das obrigações setoriais, reconhecida em Despacho específico da Superintendência de Regulação Econômica - SER, que estabelecerá a data a partir da qual poderão ser praticadas as tarifas constantes nos anexos de que tratam a Resolução Homologatória nº 1.288 de 8/5/2012.

Conforme Resolução Homologatória nº 1.447, de 24/1/2013 e da Nota Técnica nº 15/2013-SRE/ANEEL de 24/1/2013, a ANEEL homologou a Revisão Tarifária Extraordinária - RTE e revogou a Resolução Homologatória nº 1.288, de 8/5/2012, determinando as novas tarifas que estarão em vigor no período de 24/1/2013 a 9/5/2013 (vide nota explicativa nº 36.2).

33. PLANO DE APOSENTADORIA E PENSÃO

33.1. Contexto

O Plano Elétricas é patrocinado pelas seguintes empresas: Caiuá Distribuição de Energia S.A., Companhia Força e Luz do Oeste, Companhia Nacional de Energia Elétrica, Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A., Empresa Elétrica Braganantina S.A., dentre outras.

33.2. Sumário dos planos de benefícios

Os patrocinadores tem como "veículo financeiro" dos seus planos de benefícios previdenciários a REDEPREV - Fundação Rede de Previdência, pessoa jurídica de direito privado, com funcionamento autorizado pela Portaria nº 47, de 24/10/2003, do Ministério da Previdência Social - Secretaria de Previdência Complementar. É resultado do processo de fusão das seguintes fundações: a) FUNREDE - Fundação Rede de Seguridade; b) FUNGRAPA - Fundação Grão Pará de Previdência e c) PREVMAT - Fundação de Previdência e Assistência Social dos Empregados da CEMAT.

Os planos de benefícios previdenciários são descritos a seguir:

a. Plano de Benefícios Elétricas BD-I:

Instituído em 1/8/1986, encontra-se em extinção desde 31/12/1998, quando foi bloqueada a adesão de novos participantes. Assegura benefícios suplementares à aposentadoria por tempo de serviço/velhice, aposentadoria por invalidez, auxílio-doença, pensão por morte e pecúlio por morte.

O plano está estruturado na forma de Benefício Definido e é custeado pelos Participantes, pelos Assistidos e pelas Patrocinadoras.

b. Plano de Benefícios Elétricas-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. Assegura os seguintes benefícios: Suplementação da aposentadoria por invalidez, suplementação do auxílio-doença, suplementação da pensão por morte e pecúlio por morte.

O plano está estruturado na forma de Benefício Definido. Os benefícios são custeados exclusivamente pelas empresas da Rede Energia e de forma solidária com as demais Patrocinadoras, Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA em "Recuperação Judicial" e a Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT.

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 regulamenta as entidades de previdência complementar. Todavia, especificamente para efeitos desta Avaliação

d. Conciliação da posição dos fundos de benefício definido:

	Elétricas - BD-I		Elétricas - R		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	56.915	55.412	6.794	5.743	63.709	61.155
Custo do serviço corrente	398	1.434	-	1.050	398	2.484
Custo dos juros	2.799	3.047	373	316	3.172	3.363
Benefícios pagos	(4.168)	(4.683)	(899)	(761)	(5.067)	(5.444)
(Ganhos)/Perdas atuariais	6.245	1.705	2.016	446	8.261	2.151
Saldo no final do exercício	62.189	56.915	8.284	6.794	70.473	63.709
Valor justo dos ativos do plano						
Saldo no início do exercício	72.273	67.514	7.085	6.790	79.358	74.304
Retorno esperado	3.252	3.713	319	373	3.571	4.086
Contrib. recebidas do empregador/participantes	18	675	42	2.349	60	3.024
Benefícios pagos	(4.167)	(4.683)	(899)	(761)	(5.066)	(5.444)
Ganho/(Perda) atuarial	6.632	5.054	1.824	(1.666)	8.456	3.388
Saldo no final do exercício	78.008	72.273	8.371	7.085	86.379	79.358
Posição líquida	15.819	15.358	87	291	15.906	15.649
Não reconhecida	15.819	15.358	87	291	15.906	15.649
Reconhecida	-	-	-	-	-	-

e. Composição dos ativos dos planos:

	Elétricas - BD-I		Elétricas - R		Total	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Disponível, gestão previdencial e administrativa	-	189	1	301	1	490
Investimentos						
Titulos públicos	23.189	21.432	2.606	2.244	25.795	23.676
Créditos privados e depósitos	24.898	34.753	2.798	3.639	27.696	38.392
Ações	729	1.483	69	119	798	1.602
Fundos de investimento	23.532	10.080	2.454	958	25.986	11.038
Imobiliários	5.747	4.529	-	-	5.747	4.529
Empréstimos e financiamentos	286	301	-	60	286	361
Outros realizáveis	-	5	-	1	-	6
Total	78.381	72.772	7.928	7.322	86.309	80.094

MEMBROS DA DIRETORIA

SINVAL ZAIDAN GAMA Interventor (Res. Autorizativa ANEEL nº 3651/2012)	CLEBER JOSÉ DE SOUZA VILLA VERDE Diretor	UILTON ROBERTO ROCHA Diretor
---	--	--

PARECER DO CONSELHO FISCAL

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

JOSÉ SAID DE BRITO - Presidente

CEZAR ANTÔNIO BORDIN

WILSON DANIEL CHRISTOFARI

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Ao

Interventor da Caiuá - Distribuição de Energia S.A.

São Paulo - SP

Examinamos as demonstrações financeiras da Caiuá - Distribuição de Energia S.A. ("Companhia" ou "CAIUÁ"), que compreende o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2012 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da Administração sobre as demonstrações financeiras

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

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade de das estimativas contábeis feitas pela Administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião com ressalva.

Base para opinião com ressalva sobre as demonstrações financeiras

Continuidade operacional

Conforme Nota Explicativa nº 1 às demonstrações financeiras, a Companhia está em curso de negociação com seus credores (instituições financeiras e governo estadual/federal), com objetivo de alongar o perfil do seu endividamento, para finalidade de liquidar os tributos e o serviço da dívida, a amortização e liquidação de compromissos operacionais e financeiros de curto prazo. Todavia, este equacionamento depende de eventos futuros alheios ao controle da Administração da Companhia. Em 31 de dezembro de 2012, a Companhia apresenta situação de patrimônio líquido negativo de R\$ 106.940 mil, e o passivo circulante excedeu o ativo circulante em R\$ 190.835 mil. A Companhia nos apresentou um fluxo de caixa projetado para um período de 12 meses após data base destas demonstrações financeiras que apresenta uma necessidade de recursos adicionais relevantes nesse período, refletindo seu atual cenário.

Além disso, como descrito nas Notas Explicativas nº 1.1 e 1.2 às demonstrações financeiras, em 31 de agosto de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL determinou, cautelarmente, por meio da Resolução Autorizativa nº 3.651 de 31 de agosto de 2012 e posteriores alterações, a intervenção administrativa na Companhia, por um prazo de 1 (um) ano, podendo ser prorrogada a critério da ANEEL, e designou interventor, competindo-lhe zelar pelo cumprimento das condições do Contrato de Concessão e a edição de atos de gestão e administração, dentre eles identificar e relatar a ANEEL quaisquer irregularidades na gestão, praticar ou ordenar atos necessários à consecução dos objetivos da intervenção, visando defender o interesse público e preservando serviço adequado aos consumidores. Os acionistas da Companhia apresentaram à ANEEL, em 26 de outubro de 2012, um plano de recuperação e correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção conforme requerido pela Resolução Autorizativa. Este plano, basicamente, define que a recuperação da Companhia e do grupo Rede, se dará pela troca de controle e aporte de recursos financeiros do novo controlador, bem como, está condicionado à aprovação da ANEEL.

Neste momento, estas situações indicam a existência de incerteza significativa que levanta dúvida relevante quanto à capacidade de continuidade da Companhia, de não ser capaz de realizar seus ativos e liquidar seus passivos no curso normal dos negócios. Assim, até a presente data não obtivemos evidência apropriada e suficiente de auditoria para concluirmos sobre estas múltiplas incertezas. As notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2012 não divulgam, integralmente, estes fatos.

Registros contábeis não concluídos

A Companhia possui em 31 de dezembro de 2012, como parte do registro na rubrica de "Caixa e equivalentes de caixa - Ativo circulante" os montantes de R\$ 927 mil e de R\$ 2.313 mil

e para o cumprimento da Deliberação CVM 600/2009, 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 Benefícios Elétricas-OP:

Instituído em 1/1/1999 e assegura o benefício de Renda Mensal Vitalícia, após o prazo de deferimento.

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

A Renda Mensal Vitalícia, uma vez iniciada, é atualizada monetariamente a cada ano, e nessa fase é considerada Benefício Definido.

O custeio do plano é feito pelos participantes (90%) e pelas patrocinadoras (10%). A contribuição da patrocinadora CAIUÁ durante o exercício findo em 31/12/2012 foi de R\$ 63 (R\$ 60 em 2011).

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

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

a. Número de participantes/beneficiários:

	Planos de Benefícios			
	Elétricas BD-I	R	Elétricas-OP	Total
Número Participantes	21	2.793	2.945	5.759
Número Assistidos	232	8	51	291
Número Beneficiários Pensionistas	112	14	-	126
	365	2.815	2.996	6.176

b. Premissas utilizadas nesta avaliação atuarial:

	Planos de Benefícios		Taxa	
	Avaliação Atuarial 2011	Avaliação Atuarial 2012	2011	2012
1. Taxa de desconto real para o cálculo do valor presente	5,5% - todos os planos	4,5% - todos os planos	4,5% - todos os planos	4,5% - todos os planos
2. Taxa de rendimento esperada real sobre os ativos dos planos	5,5% - todos os planos	2%	4,5% - todos os planos	2%
3. Taxa de crescimento salarial futura real				
6. Fator de capacidade:				
Dos Salários	1,00	1,00	1,00	1,00
Dos Benefícios	1,00	1,00	1,00	1,00
7. Tábua de mortalidade geral	AT2000 - Male	AT2000 - Male	AT2000 - Male	AT2000 - Male
8. Tábua de mortalidade de inválidos	IBGE 2010, ambos os sexos.	IBGE 2010, ambos os sexos.	IBGE 2011, ambos os sexos.	IBGE 2011, ambos os sexos.
9. Tábua de entrada em invalidez	Nula	Nula	Nula	Nula
10. Tábua de rotatividade	Nula	Nula	Nula	Nula

c. Síntese da Avaliação Atuarial:

	Planos de Benefícios			
	Elétricas BD-I	R	Elétricas-OP	Total
1. Exigível atuarial	62.189	8.284	131.589	202.062
2. Benefícios concedidos				
Aposentadoria	37.774	-	45.163	82.937
Invalidez	1.565	2.444	-	4.009
Pensão	14.666	5.840	-	20.506
3. Benefícios a conceder				
Benefício definido	8.185	-	-	8.185
Contribuição definida	-	-	86.426	86.426

34. 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	Vencimento	Importância segurada	Prêmio
RO Distribuição	30/11/2013	R\$ 26.000	R\$ 16
Compreensivo Empresarial	15/04/2013	R\$ 1.365	-
RCG	30/11/2013	R\$ 20.000	R\$ 178
D&O	31/08/2013	R\$ 25.000	R\$ 223
Automóvel Facultativo - Casco	30/11/2013	100% Tabela FIPE	R\$ 3
Responsabilidade Civil Facultativa - 1º Risco	30/11/2013	Danos Materiais e Corporais:	
		R\$ 300 Danos Morais: R\$ 100	R\$ 18
Transportes (fatura dezembro)	01/10/2013	Até R\$ 1.000	R\$ 1
Vida em Grupo (fatura dezembro)	31/12/2013	Capital Básico R\$ 29	R\$ 3
Vida em Grupo (fatura dezembro)	31/12/2013	Capital Complementar R\$ 54	R\$ 1
Vida em Grupo	22/12/2013	R\$ 240	R\$ 55
Vida em Grupo	22/03/2013	R\$ 100	R\$ 70

Descrição dos riscos:

Riscos Operacionais (RO): a apólice garante as avarias, perdas e danos materiais de origem súbita, imprevista e accidental a edifícios, equipamentos, maquinismos, ferramentas, móveis e utensílios, e demais instalações que constituem o estabelecimento segurado descrito na apólice. Trata-se de apólice corporativa com cláusula adicional de reintegração automática.

Compreensivo Empresarial: a apólice garante proteção contra incêndio, raio, explosão, imolação, danos elétricos, quebra de vidros, perda ou pagamento de aluguel. Estão cobertos os bens maquinismo, móveis e utensílios dos andares do prédio na Avenida Paulista - SP.

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

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

Automóveis: cobertura de colisão, incêndio e roubo (casco) e de danos materiais, corporais e morais causados a terceiros (RCF) em decorrência de acidentes automobilísticos.

Transportes: cobertura garantindo os reparos ou a reposição dos bens de sua propriedade em decorrência de sinistros ocorridos durante os transportes terrestres, aéreos e lacustres.

Vida em grupo: cobertura de morte de qualquer tipo, invalidez permanente total ou parcial, por acidente e invalidez permanente ou total por doença ocorrida com empregados.

35. QUESTÕES AMBIENTAIS (*)

Consciente da necessidade de preservação do meio ambiente a empresa tem buscado alternativas técnicas em suas operações. Exemplo disto é a substituição dos postes e cruzetas de madeira por material ambientalmente correto. Além de utilizar postes de concreto como substituto para os postes de madeira, a empresa vem substituindo cruzetas de madeira e concreto por cruzetas ecológicas, feitas de polietileno e bagaço de cana-de-açúcar, ecologicamente corretas e mais duráveis. Sempre que há uma melhoria na rede elétrica a empresa realiza a substituição da cruzeta de madeira, pela cruzeta de polietileno. Em 2012, foram utilizadas 2.580 cruzetas ecológicas na Companhia, o que representa um investimento na ordem de R\$ 206.

A Companhia utiliza cabos multiplexados nas suas redes de distribuição, que por serem mais protegidos que cabos comuns, têm a vantagem de reduzir a periodicidade e a área a ser podada, sendo menos agressiva para as árvores, que podem conviver em harmonia com a rede elétrica. Em 2012, foram construídos 49 km de rede protegida e isolada, com um investimento na ordem de R\$ 2.161.

Em 2012 a Companhia deu ênfase às ações do Programa de Arborização, intensificando os treinamentos teóricos e práticos de poda para as equipes terceirizadas de poda urbana, poda rural e linha viva responsáveis pela manutenção das Linhas de Distribuição.

Além das técnicas de poda e manejo da vegetação foram abordados durante os treinamentos, as legislações vigentes para áreas ambientalmente protegidas, como Áreas de Preservação Permanente e Reserva Legal, bem como assuntos atuais, como a Lei nº 12.651/2012 do Novo Código Florestal, no intuito de estabelecer um procedimento específico para podas dentro dessas áreas.

Desta forma, respeitando o meio ambiente e harmonizando o convívio "rede de energia - árvore" obtiveram-se melhores resultados no que tange à repercussão desta atividade na sociedade. (*) Informações não auditadas.

36. EVENTO SUBSEQUENTE

36.1. 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.

36.2. Revisão Tarifária Extraordinária

A antecipação das prorrogações das concessões afetadas pela Lei 12.783/12, e a redução dos encargos setoriais não causarão impactos diretos no resultado ou no contrato de concessão da CAIUÁ, haja vista que este tem vigência até 2015. A Revisão Tarifária Extraordinária homologada pela ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.447 de