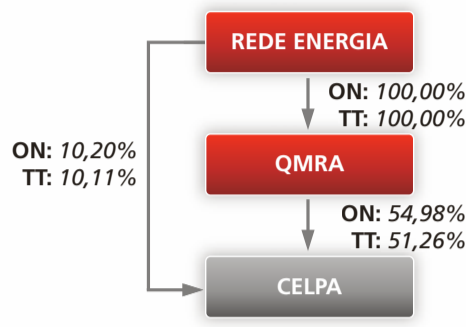


RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO - 2010

Senhores Acionistas,
A Administração das Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA, em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de Vossas Senhorias as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2010, compostas pelo Balanço Patrimonial, pelas Demonstrações do Resultado, das Mutações do Patrimônio Líquido, dos Fluxos de Caixa, dos Valores Adicionados e do Balanço Social, acompanhadas do Relatório dos Auditores Independentes e Parecer do Conselho Fiscal.

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



A área de concessão da CELPA abrange todo o Estado do Pará, beneficiando aproximadamente 7,5 milhões de habitantes em 143 municípios, distribuídos em uma área de 1.247.690 km².

Desempenho Operacional

No final de 2010, a CELPA atendia a 1.761.499 unidades consumidoras e a maior parte da energia requerida para atendimento desse mercado (95,5%) foi comprada de um conjunto de Empresas Geradoras do Sistema Interligado Nacional - SIN e o restante, (4,5%) foi proveniente de Geração Própria e Terceirizada. No exercício de 2010, dos 143 municípios do Estado, 111 foram atendidos por meio do Sistema Interligado e 32 pelo Sistema Isolado.

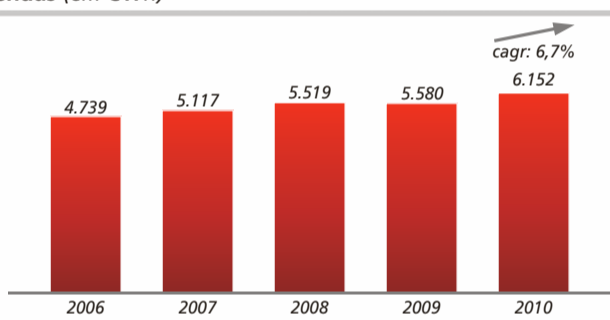
Mercado Consumidor

O fornecimento de Energia Elétrica apresentou um excelente desempenho em 2010. O crescimento foi de 10,3% em relação ao exercício anterior, passando de 5.580 GWh em 2009 para 6.152 GWh em 2010.

A classe residencial responsável por 39,2% do consumo total, apresentou elevada evolução de 12,2%, passando de 2.150 GWh em 2009 para 2.411 GWh em 2010, e a classe comercial, a segunda mais representativa, com participação de 21,8% do consumo total, registrou um crescimento expressivo de 9,2%, passando de 1.225 GWh em 2009 para 1.338 GWh em 2010. O ótimo desempenho observado nessas duas classes foram influenciados, principalmente, pelas condições favoráveis da conjuntura econômica devido ao aumento da oferta de emprego e da renda, além das condições de crédito que favoreceu a aquisição de aparelhos eletrodomésticos. O consumo residencial médio apresentou um aumento de 5,0%, passando de 128,1 em 2009 para 134,5 kWh/mês em 2010.

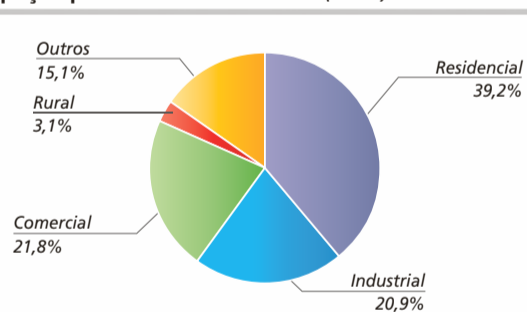
A classe industrial, a terceira maior em representatividade, com uma participação de 20,9%, apresentou um crescimento de 10,3%. Essa classe foi fortemente impactada pela crise financeira internacional de 2008, que afetou consideravelmente as atividades industriais do Estado, em especial, os ramos de extração e tratamento de minerais, metalurgia e madeira. A retomada ocorreu somente a partir do segundo semestre de 2009, com crescimentos anuais de 25,4% no ramo da metalurgia, 6,4% no ramo de tratamento de minerais não metálicos e 4,5% no setor de alimentos e bebidas.

Vendas (em GWh)



A classe rural merece destaque, não pela sua representatividade em relação ao total distribuído, mas sim com relação ao crescimento percentual. Dentre as demais, foi a que apresentou a maior taxa do período: 17,7%, basicamente em decorrência da continuação dos Programas de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica e o Programa Luz Para Todos.

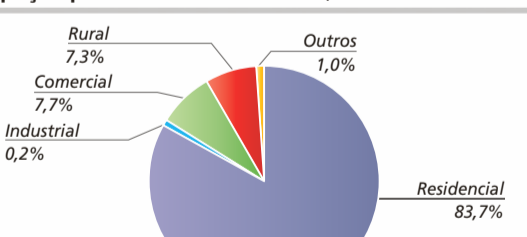
Participação por Classe de Consumo (GWh)



Consumidores

A CELPA registrou um total de 1.761.499 unidades consumidoras, representando um crescimento de 5,7% em relação ao ano anterior, correspondente a um incremento de 94.838 novas unidades. O número de clientes residenciais atingiu 1.475.157, evoluindo 6,5% em relação a 2009, o que representa 89.959 novas unidades ligadas em 2010.

Participação por Classe de Consumo (Número de Consumidores)



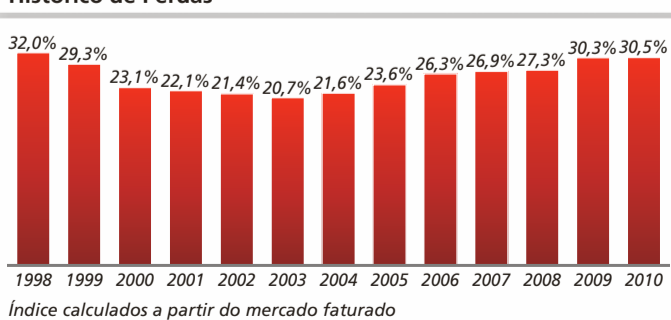
Perdas

Calculada pela diferença entre o consumo e a energia requerida, as perdas totais no ano de 2010 totalizaram 2.788 GWh, o correspondente a 30,5%. O nível de perdas globais se estabilizou de 2009 para 2010, fruto dos investimentos e empenho da administração da companhia em reduzir o indicador.

Ressalte-se que os principais fatores que dificultam a contenção são:

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

Histórico de Perdas



A CELPA, com o seu Programa de Redução de Perdas de energia elétrica, tem como base os projetos que, no ano de 2010, somaram um investimento total de R\$ 85,0 milhões.

- Fiscalização de Unidades consumidoras dos Grupos A e B;
- Tecnologia: PSH, SMC, Systraflo, SMIT, AMRNet;
- Regularização de clientes sem medição através da instalação do CPRede;
- Regularização de áreas de Invasão;
- Projetos Sociais: Geladeira, Adequação de Consumo, Lâmpadas Econômicas;

- Projetos Integrados de Cobranças;
 - Comunicação com a sociedade.
- Com o crescimento constante do furto de energia, seja por irregularidade na medição ou por desvio, a empresa manteve para o ano de 2010, uma fiscalização ostensiva em todas as unidades consumidoras da região metropolitana de Belém e do interior do estado.

A CELPA vem investindo em tecnologia de redes de distribuição, como é o caso da rede Landis+Gyr, que utiliza a medição por fase através do "shunt" em um concentrador. A Empresa conta hoje com quase 97 mil clientes instalados no SMC, dos quais, até dezembro de 2010, 72% já estavam sendo faturados pela companhia.

Para consumidores de média tensão, a companhia está investindo em conjuntos blindados - Systraflos, além dos conjuntos desenvolvidos para consumidores de baixa tensão com medição indireta, incluindo a telemedição. A companhia também está aprimorando a CPRede, através da AMRNet, o que irá possibilitar a telemedição para consumidores ligados na faixa padrão, possibilitando inclusive cortes e religações remotos.

A concessionária está desenvolvendo programas sociais no intuito de conscientizar seus clientes quanto a necessidade de evitar o desperdício, bem como no que tange ao combate as perdas de energia elétrica. Neste sentido, destaca-se o Projeto Luz, que em parceria com o Banco da Amazônia, tem como principal objetivo adequar o consumo de energia a renda dos consumidores de menor poder aquisitivo, através das seguintes ações:

- Adequação da rede elétrica interna das residências dos referidos consumidores;
 - Doação de geladeiras e de lâmpadas fluorescentes compactas;
 - Esclarecimentos na utilização adequada e conservação dos equipamentos elétricos.
- Uma outra ação da companhia é a regularização de clientes situados em área de invasão. O investimento abrange toda a extensão de rede, instalação de postes e respectivos circuitos de BT/MT, além de novos transformadores de distribuição. Com isso, a companhia pretende beneficiar 107 mil domicílios, distribuídos entre a região metropolitana de Belém e interior do estado, com recursos já captados com o BNDES.

Nesse contexto, destaca-se também o Projeto de Performance de Fiscalização e Arrecadação, que compreende a contratação de serviços com base em resultados, com a finalidade de realizar cortes, religações e fiscalizações.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL utiliza alguns índices para verificação da qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias de energia elétrica aos seus consumidores. Os principais são: DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (medido em horas) e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (medido em número de vezes) e TMA - Tempo Médio de Atendimento, que mostra o tempo médio em que são atendidas as reclamações e solicitações dos clientes (medido em minutos).

Indicador	2010	2009
DEC	101,87	83,44
FEC	53,02	48,40

O indicador de qualidade DEC apresentou uma elevação de 22,1% em relação ao exercício anterior principalmente em função da grande expansão do sistema elétrico na área rural, onde as linhas estão chegando aos mais distantes rincões do Estado do Pará. Essas áreas, que apesar de abarçarem 22% dos consumidores da CELPA, contribuíram com mais de 50% da variação do DEC e do FEC total.

BALANÇO PATRIMONIAL	31/12/2010 Regulatório	Ajustes regulatórios	31/12/2010 Societário	31/12/2009 Regulatório Reapresentado	Ajustes regulatórios	31/12/2009 Societário Reapresentado
ATIVO						
ATIVO CIRCULANTE						
Ativo regulatório	79.274	(79.274)	-	40.205	(40.205)	-
Outros ativos circulante não afetados	1.357.507	-	1.357.507	918.964	-	918.964
Total do ativo circulante	1.436.781	(79.274)	1.357.507	959.169	(40.205)	918.964
ATIVO NÃO CIRCULANTE						
Realizável a longo prazo						
Sub-rogação da CCC	473.617	(335.108)	138.509	473.617	(472.927)	690
Ativo regulatório	45.790	(45.790)	-	25.195	(25.195)	-
Ativo financeiro	-	275.831	275.831	-	180.009	180.009
Outros realizáveis a longo prazo não afetados	368.410	-	368.410	894.090	-	894.090
Total do realizável a longo prazo	887.817	(105.067)	782.750	1.392.902	(318.113)	1.074.789
Investimento	25.782	-	25.782	25.918	-	25.918
Imobilizado - líquido	1.967.620	(1.967.620)	-	1.657.227	(1.657.227)	-
Intangível - líquido	26.311	2.026.897	2.053.208	19.819	1.950.145	1.969.964
Total do ativo não circulante	2.907.530	(45.790)	2.861.740	3.095.866	(25.195)	3.070.671
ATIVO TOTAL	4.344.311	(125.064)	4.219.247	4.055.035	(65.400)	3.989.635

BALANÇO PATRIMONIAL	31/12/2010 Regulatório	Ajustes regulatórios	31/12/2010 Societário	31/12/2009 Regulatório Reapresentado	Ajustes regulatórios	31/12/2009 Societário Reapresentado
PASSIVO						
PASSIVO CIRCULANTE						
Passivo regulatório	24.051	(24.051)	-	10.724	(10.724)	-
Outros passivos circulante não afetados	1.377.368	-	1.377.368	1.124.830	-	1.124.830
Total do passivo circulante	1.401.419	(24.051)	1.377.368	1.135.554	(10.724)	1.124.830
PASSIVO NÃO CIRCULANTE						
Passivo regulatório	1.690	(1.690)	-	10.830	(10.830)	-
Outros passivos não circulante não afetados	1.950.220	-	1.950.220	1.872.411	-	1.872.411
Total do passivo não circulante	1.951.910	(1.690)	1.950.220	1.883.241	(10.830)	1.872.411
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social	518.932	-	518.932	518.932	-	518.932
Reserva de capital	-	-	-	36.914	-	36.914
Reservas de lucro	-	-	-	176.617	-	176.617
Prejuízos acumulados	83.650	(99.323)	(15.673)	(118.428)	(43.846)	(162.274)
Outros resultados abrangentes	388.400	-	388.400	422.205	-	422.205
Total do patrimônio líquido	990.982	(99.323)	891.659	1.036.240	(43.846)	992.394
PASSIVO TOTAL	4.344.311	(125.064)	4.219.247	4.055.035	(65.400)	3.989.635

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	31/12/2010 Regulatório	Ajustes regulatórios	31/12/2010 Societário	31/12/2009 Regulatório Reapresentado	Ajustes regulatórios	31/12/2009 Societário Reapresentado
Receita Operacional	2.503.402	(448.652)	2.952.054	2.119.231	(173.065)	2.292.296
Deduções da receita operacional						
Impostos sobre vendas	(733.773)	-	(733.773)	(622.540)	-	(622.540)
Encargos do consumidor	(111.374)	(4.054)	(107.320)	(89.505)	(19)	(89.486)
	(845.147)	(4.054)	(841.093)	(712.045)	(19)	(712.026)
Receita operacional líquida	1.658.255	(452.706)	2.110.961	1.407.186	(173.084)	1.580.270
Custo do serviço de energia elétrica	(838.644)	14.195	(852.839)	(766.336)	(26.031)	(740.305)
Custo de operação	(348.330)	491.665	(839.995)	(286.488)	173.794	(460.282)
Lucro operacional bruto	471.281	53.154	418.127	354.362	(25.321)	379.683
Despesas operacionais						
Despesas com vendas	(86.504)	-	(86.504)	(94.005)	-	(94.005)
Despesas gerais e administrativas	(125.426)	-	(125.426)	(108.468)	-	(108.468)
Outras despesas operacionais	(4.131)	-	(4.131)	(11.560)	-	(11.560)
	(216.061)	-	(216.061)	(214.033)	-	(214.033)
Resultado do Serviço	255.220	53.154	202.066	140.329	(25.321)	165.650
Resultado Financeiro	(326.433)	2.323	(328.756)	(78.945)	5.344	(84.289)
Receitas Financeiras	298.405	5.150	293.255	371.533	6.687	364.846
Despesas Financeiras	(624.838)	(2.827)	(622.011)	(450.478)	(1.343)	(449.135)
Outros Resultados	(1.160)	-	(1.160)	(10.397)	-	(10.397)
Resultado Operacional	(72,373)	55,477	(127,850)	50,987	(19,977)	70,964
Imposto de Renda e Contribuição Social	27.115	-	27.115	17.092	-	17.092
Lucro líquido antes das reversões dos juros sobre o capital próprio	(45,258)	55,477	(100,735)	68,079	(19,977)	88,056
Lucro líquido do exercício	(45,258)	55,477	(100,735)	68,079	(19,977)	88,056

Desempenho Econômico-Financeiro	2.006	2.007	2.008	2.009	Reapresentado 2.009	2.010	Var. % 2009-2010*	CAGR % 2006-2010
Vendas em GWh	4.739	5.117	5.519	5.580	5.580	6.152	10,3%	6,7%
Número de consumidores	1.392.930	1.498.154	1.550.563	1.666.661	1.666.661	1.761.499	5,7%	6,0%
Receita operacional bruta	1.698.501	1.755.156	1.897.387	2.120.278	2.292.296	2.952.054	28,8%	14,8%
Receita operacional líquida	1.026.741	1.129.491	1.263.611	1.408.233	1.580.270	2.110.961	33,6%	19,7%
EBITDA (1)	286.343	287.158	214.528	295.191	284.365	328.374	15,5%	3,5%
Margem Ebitda (%) (2)	27,9%	25,4%	17,0%	21,0%	18,0%	15,6%	-13,6%	-13,6%
Lucro (prejuízo) líquido	79.359	114.217	(3.875)	121.707	88.056	(100.735)	-214,4%	-
Dívida financeira líquida (3)	400.685	438.254	946.129	964.607	964.607	1.155.888	19,8%	30,3%
Devida financeira líquida / EBITDA	1,4	1,5	4,4	3,3	3,4	3,5	3,8%	25,9%
Patrimônio líquido	1.281.238	1.111.521	1.066.725	1.157.689	992.394	891.659	-10,2%	-8,7%
Índice de endividamento (4)	23,8%	28,3%	47,0%	45,5%	49,3%	56,5%	14,5%	24,1%

* Var. % 2009-2010 é o resultado da variação percentual entre o ano de 2009 reapresentado e 2010.

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

A receita operacional bruta apresentou um crescimento de 28,8%, passando de R\$ 2.292,3 Milhões em 2009 para R\$ 2.952,1 em 2010. Esse aumento foi decorrente do crescimento do mercado de venda de energia elétrica em 10,3%, da variação de 6,5% na tarifa média de fornecimento de energia elétrica ao consumidor final e aumento de 181,2% na receita de construção, que passou de R\$ 173,8 milhões em 2009 para R\$ 488,8 milhões em 2010. Vale acrescentar que essa receita é parte dos efeitos da adoção do IFRS (International Financial Report Standard), Normas Internacionais de Contabilidade, pela companhia, a partir de 31 de dezembro de 2010, e não constitui efeito real sobre o aumento da receita, uma vez que esses mesmos valores (tanto para 2009 quanto para 2010) aparecem no custo de operação, resultando em efeito zero no EBITDA. Retirando-se portanto os efeitos da receita de construção, o aumento da receita bruta seria de 16,3%, passando de R\$ 2.118,5 milhões em 2009 para R\$ 2.463,3 milhões em 2010. O custo do serviço de energia elétrica, composto de compra de energia e encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição, atingiu R\$ 852,8 milhões em 2010, portanto, 15,2% acima dos R\$ 740,3 milhões verificado em 2009. Esse crescimento foi consequência da combinação dos seguintes fatores: i. aumento de 3,8% na energia comprada para atendimento ao aumento da demanda (8.463 GWh em 2009 e 8.784 GWh em 2010); ii. aumento de 12,7% no preço médio para compra de energia; e iii. aumento de 3,5% nos custos dos encargos de uso do sistema.

Nesse mesmo período, o custo de operação atingiu R\$ 840,0 milhões em 2010, representando um aumento de 82,8% em relação aos R\$ 459,4 milhões de 2009. No entanto, para uma correta análise, o custo de construção deve ser excluído desses totais, uma vez que existem as respectivas contrapartidas (em 2009 e 2010) contabilizadas como receita. Assim, retirando-se esses efeitos, o custo de operação passou de R\$ 285,6 milhões em 2009 para R\$ 351,2 milhões em 2010, representando um aumento de 23,0%, influenciando principalmente pelo aumento de R\$ 54,7 milhões no custo de matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica. Já as despesas operacionais, compostas de despesas com vendas, gerais e administrativas, aumentaram apenas 0,9%, passando de R\$ 214,0 milhões em 2009 para R\$ 216,1 milhões em 2010.

Investimentos	R\$ mil	2.010	2.009	Var%
Programa Luz Para Todos / Universalização		310.840	183.877	69,05%
Interligação da Ilha de Marajó		78.105	60.404	29,30%
Redução de Perdas		85.400	23.240	265,92%
Manutenção e melhorias do sistema		211.618	97.285	117,50%
Total		685.603	364.806	87,90%

PROGRAMA LUZ PARA TODOS (LPT) e PROGRAMA NACIONAL DE UNIVERSALIZAÇÃO: em 2010, a companhia investiu R\$ 310,8 milhões no LPT e UNIVERSALIZAÇÃO, cuja principal característica é possibilitar o acesso e uso da energia elétrica, a todos os cidadãos domiciliados nas áreas urbanas e rurais do Estado. Os recursos para atendimento do LPT são provenientes da Reserva Global de Reversão ("RGR"), Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE"), Estado e Fonte Própria.

INTERLIGAÇÃO DA ILHA DE MARAJÓ: esse projeto prevê a interligação do Sistema Isolado da Ilha de Marajó ao Sistema Interligado Nacional, através da extensão da rede elétrica de Tucuruí até o Marajó. Em 2010, a CELPA investiu R\$ 78,1 milhões, com recursos provenientes da sub-rogação CCC.

PROGRAMA DE REDUÇÃO DE PERDAS: são verbas destinadas exclusivamente para o programa de combate às perdas técnicas e não técnicas. Em 2010 foram investidos R\$ 85,0 milhões.

MANUTENÇÃO e MELHORIAS NO SISTEMA são investimentos vegetativos, feitos com caixa próprios, destinados a manutenção, ampliação e melhorias no sistema elétrico. Esses investimentos totalizaram R\$ 211,6 milhões em 2010.

Dos R\$ 685,6 milhões investidos em 2010, R\$ 388,9 milhões referem-se a programas subsidiados pelo governo e R\$ 296,7 milhões referem-se a investimentos com recursos próprios. Vale acrescentar que a CELPA recebeu R\$ 530 milhões em recursos provenientes de um aporte de capital pelo Fundo FI-FGTS, na Empresa de Eletricidade Vale Parapanema S.A. ("EEVP"), para investimentos em seu plano melhorias do sistema.

Ampliação Regulatória

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 1.035 de 03 de agosto de 2.010, com vigência a partir de 07 de agosto de 2010, fixou o Reajuste Tarifário Anual Médio em 15,83%, sendo 9,84% relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 5,98% referentes aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 10,80% a ser percebido pelos consumidores cativos, onde 10,47% para os consumidores cati-

vos conectados em Alta Tensão (AT) e de 10,94% para os cativos conectados em Baixa Tensão (BT).

Responsabilidade Socioambiental

Baseada na Política de Sustentabilidade da sua controladora, REDE ENERGIA, a CELPA investiu em projetos socioambientais que visam o desenvolvimento regional, a geração de renda, o esporte e a educação:

- A Escola Nuremberg Borja de Brito Filho, é o mais importante investimento social desenvolvido e mantido pela CELPA - Escola de Educação Infantil (Pré I e Pré II) e Ensino Fundamental I (do 1º ao 5º ano) que atende a 340 crianças de famílias de baixa renda. Realiza acompanhamento Médico-Nutricional, Odontológico, Psicológico, Fonoaudiológico e do Serviço Social e oferece quatro refeições diárias, material pedagógico e de higiene pessoal, uniforme completo e uma cesta básica mensal para as famílias dos alunos, não só os matriculados, como também os ex-alunos que mantêm bom rendimento escolar. Desde o início das atividades da Nuremberg Filho, em 2001, cerca de 700 famílias do bairro já foram beneficiadas;
- Concurso Cultural Energias do Mundo, desenvolvido nas escolas e promovido pela companhia, com o tema "A História das Energias do Mundo: passado, presente e futuro", ofereceu a oportunidade de professores e alunos estabelecerem reflexões e práticas sobre o tema ambiental. Os melhores trabalhos são premiados;
- Projeto Luz em Conta, beneficiou cerca duas mil famílias de baixa renda com a troca gratuita de geladeiras, bem como a substituição de lâmpadas de alto consumo por outras novas e mais eficientes;
- Com tema ligado à educação ambiental, foi patrocinado pela CELPA o livro Lele e Trix - O Gigante Monstro do Lixo, que trata da conservação do planeta e da importância do consumo consciente e seguro;
- Apoio ao movimento Todos pela Educação;
- Programa de orientação para o uso racional e consciente da energia, por meio do Projeto ABC da Energia, realizou palestras e distribuição de cartilhas;
- Projeto Criança Luz, que atende 13 escolas comunitárias de Educação Infantil e Ensino Fundamental da Região Metropolitana de Belém e do município de Castanhal (PA), beneficiando mais de 2.000 crianças de famílias de baixa renda, com idades entre 3 e 9 anos. O objetivo do Criança Luz é contribuir para o desenvolvimento intelectual, físico, social e cultural das crianças atendidas. A companhia fornece uniformes, material escolar e alimentos às escolas;
- Apoio ao Instituto das Escolas, Objetivos de Desenvolvimento do Milênio (ONU);

• Projeto Agenda Criança Amazônia em parceria com a ONU.

• Além do apoio à diversos projetos da comunidade, através do Fundo da Criança e do Adolescente.

Benefícios aos Colaboradores

Os benefícios oferecidos pela companhia visam a qualidade de vida, bem estar e a valorização de seus colaboradores. A companhia oferece assistência médica e odontológica com ampla rede credenciada; vales alimentação e refeição; transporte; auxílio creche; previdência privada; seguro de vida; reconhecimento por tempo de serviço; bolsa de estudo; e programa de participação nos resultados, importante ferramenta de gestão estratégica. A CELPA respeita os direitos fundamentais de seus profissionais, propiciando excelente condição de trabalho, dentro de um ambiente saudável, tornando-os altamente capacitados para um mercado cada vez mais competitivo.

Evento Subseqüente

A CELPA continuará com a execução do Programa "Luz Para Todos", cujo principal objetivo é o fornecimento de energia elétrica aos domicílios rurais que ainda não tem acesso a esse serviço público. A meta da concessionária para 2011 é o atendimento de aproximadamente 50.230 novos consumidores.

A Celpa iniciará ainda em 2011, a 2ª etapa de interligação da ilha do Marajó ao Sistema Interligado Nacional, cuja configuração abrange a construção de 10 e ampliação de 02 subestações, construção de 642 km de Linha de Transmissão e 235 km de linha de distribuição com investimento de R\$ 248,6 milhões, beneficiando 12 localidades.

Audidores Independentes

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

Agradecimentos

Nossos agradecimentos aos senhores Acionistas, Consumidores, Governos Federal, Estadual e Municipais, Fornecedores e Prestadores de Serviços e, em especial aos nossos colaboradores da dedicação em mais este ano de realizações.

Declaração da Diretoria

De acordo com o artigo 25 da Instrução CVM nº 480/09, a Diretoria declara que revisou, discutiu e concorda com as Demonstrações Financeiras ora apresentadas, bem como com a opinião dos auditores independentes expressa no Relatório dos Auditores Independentes Sobre as Demonstrações Financeiras.

A Administração

BALANÇOS SOCIAIS

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009 (NÃO AUDITADOS)

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

	31/12/2010			31/12/2009		
	R\$			R\$		
1. Base de cálculo						
Receita Líquida (RL)	2.110.961			1.580.270		
Resultado Operacional (RO)	(127.850)			70.964		
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	79.266			102.291		
	R\$	% sobre	RL	R\$	% sobre	RL
2. Indicadores sociais Internos						
Alimentação	11.461	14,5	0,5	8.809	8,6	0,6
Encargos sociais compulsórios	16.847	21,3	0,8	20.991	20,5	1,3
Previdência privada	2.377	3,0	0,1	1.169	1,1	0,1
Saúde	10.712	13,5	0,5	4.041	4,0	0,3
Segurança e medicina no trabalho	2.430	3,1	0,1	1.523	1,5	0,1
Educação	186	0,2	0,0	192	0,2	0,0
Capacitação e desenvolvimento profissional	627	0,8	0,0	326	0,3	0,0
Auxílio-creche	1.093	1,4	0,1	847	0,8	0,1
Participação dos empregados nos lucros ou resultados	3.177	4,0	0,2	4.802	4,7	0,3
Participação dos administradores no resultado	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Incentivo à aposentadoria e demissão voluntária	(5)	0,0	0,0	1.199	1,2	0,1
Vale-transporte - excedente	684	0,9	0,0	739	0,7	0,0
Outros benefícios	3.442	4,3	0,2	1.809	1,8	0,1
	53.031	67,0	2,5	46.447	45,4	3,0
	R\$	% sobre	RO	R\$	% sobre	RO
3. Indicadores sociais externos						
Educação - Fundação Aquarela	2.199	(1,7)	0,1	2.325	3,3	0,1
Cultura	249	(0,2)	0,0	12	0,0	0,0
Esporte e lazer	63	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Combate à fome e segurança alimentar	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Doações/contribuições	570	(0,4)	0,0	847	1,2	0,1
Subtotal	3.081	(2,3)	0,1	3.184	4,5	0,2
Programas Sociais:						
Programa Luz para Todos	291.468	(228,0)	13,8	168.484	237,4	10,7
Programa Universalização	19.372	(15,2)	0,9	15.393	21,7	1,0
Interligação Ilha do Marajó	78.105	(61,1)	3,7	60.404	85,1	3,8
Outros	16	0,0	0,0	158	0,2	0,0
Subtotal	388.961	(304,3)	18,4	244.439	344,4	15,5
Total de contribuições para a sociedade	392.042	(306,6)	18,5	247.623	348,9	15,7
Tributos (excluídos encargos sociais)	732.688	(573,1)	34,7	632.382	891,1	40,0
Total indicadores sociais externos	1.124.730	(879,7)	53,2	880.005	1.240,0	55,7
	R\$	% sobre	RO	R\$	% sobre	RO
4. Indicadores ambientais						
Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa						
Fundo Nacional de Desenv. Científico e Tecnológico - FNDCT	3.090	(2,4)	0,1	2.746	3,9	0,2
Estudo de Pesquisa Energética - EPE (MME)	1.546	(1,2)	0,1	1.373	1,9	0,1
Programa de Eficiência Energética - PEE	7.714	(6,0)	0,4	6.864	9,7	0,4
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	3.086	(2,4)	0,1	2.746	3,9	0,2
Total de investimentos relacionados com a prod./operação da empresa	15.436	(12,0)	0,7	13.729	19,4	0,9
Quando ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa	(x) não possui metas	() cumpre de 51 a 75%	(x) não possui metas	() cumpre de 51 a 75%		
	() cumpre de 0 a 50%	() cumpre de 76 a 100%	() cumpre de 0 a 50%	() cumpre de 76 a 100%		

	31/12/2010			31/12/2009		
	R\$			R\$		
5. Indicadores do corpo funcional (*)						
Nº de empregados no final do período						
Escolaridade dos empregados:						
Superior e pós-graduação	454			442		
Ensino médio	1.494			1.468		
Ensino fundamental	210			215		
Faixa etária dos empregados:						
Abaixo de 30 anos	354			513		
De 30 até 45 anos (exclusive)	1.231			1.117		
Acima de 45 anos	573			495		
Nº de admissões durante o período	128			90		
Nº de empregados desligados no período	95			110		
Nº de mulheres que trabalham na empresa	675			672		
% de cargos gerenciais ocupado por mulheres em relação ao nº total de mulheres	3,11%			2,38%		
% de cargos gerenciais ocupado por mulheres em relação ao nº total de gerentes	25%			19,50%		
Nº de negros que trabalham na empresa	1.353			1.322		
% de cargos gerenciais ocupado por negros em relação ao nº total de negros	3%			2,87%		
% de cargos gerenciais ocupado por negros em relação ao nº total de gerentes	48,2%			46,3%		
Nº de empregados portadores de deficiência física	74			79		
Nº de dependentes	3.516			3.657		
Nº de estagiários	34			27		
Nº de empregados terceirizados/temporários	2.038			2.041		
6. Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial (*)						
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	19,48			ND		
Número total de acidentes de trabalho	22			20		
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	() incentivar 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 são considerados	() são sugeridos	(X) são 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	() organizará e incentivar
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	na empresa 3.378	no Procon 1.969	na Justiça 521	na empresa 1.910	no Procon 1.910	na Justiça 567
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa 99,43%	no Procon 68,31%	na Justiça 91,74%	na empresa 100%	no Procon 100%	na Justiça 90%
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	Em 31/12/2010: R\$ 1.435.125			Em 31/12/2009: R\$ 1.352.471		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	59,74 % governo	4,31 % colaboradores(as)	(7,02 %) acionistas	54,13 % governo	6,07 % colaboradores(as)	5,12 % terceiros

	31/12/2010			31/12/2009		
	R\$			R\$		
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) Em virtude dos novos pronunciamentos contábeis, e visando aprimorar a qualidade das informações apresentadas, algumas informações adicionais foram incluídas, assim, quando aplicável, os valores e dados de 2009 foram reclassificados para melhor comparabilidade.						
c) Negros - inclui negros e pardos, homens e mulheres						
d) * Informações não auditadas.						
Demonstração Complementar ao Relatório da Administração.						

	31/12/2010			31/12/2009		
	R\$			R\$		
8. 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) Em virtude dos novos pronunciamentos contábeis, e visando aprimorar a qualidade das informações apresentadas, algumas informações adicionais foram incluídas, assim, quando aplicável, os valores e dados de 2009 foram reclassificados para melhor comparabilidade.						
c) Negros - inclui negros e pardos, homens e mulheres						
d) * Informações não auditadas.						
Demonstração Complementar ao Relatório da Administração.						

BALANÇOS PATRIMONIAIS

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E DE 2009 E EM 1º DE JANEIRO DE 2009

(Valores expressos em milhares de reais - R\$)

ATIVO	Nota	31/12/2010		31/12/2009		1/1/2009	
				Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado
ATIVO CIRCULANTE							
Caixa e equivalentes de caixa	6	457.209		195.389		106.220	
Consumidores	7	712.080		520.375		431.114	
Títulos a receber	8	5.366		2.178		2.172	
(-) Perda no valor recuperável	9	(104.369)		(89.030)		(78.260)	
Impostos e contribuições sociais a compensar	10	61.817		83.141		40.211	
Estoques		11.006		13.573		19.270	
Serviços em curso		39.441		53.839		36.705	
Redução de receita - baixa renda	12	15.061		21.927		11.500	
Aquisição de combustível - conta CCC		67.856		72.454		3.086	
Outros	14	92.040		45.118		36.106	
Total do ativo circulante		1.357.507		918.964		608.124	
ATIVO NÃO CIRCULANTE							
Realizável a longo prazo							
Consumidores	7	26.715		33.844		28.012	
Títulos a receber	8	38.822					

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009

(Valores expressos em milhares de reais - R\$)

	Nota	Capital social	Reserva de capital	Reservas de lucro	Prejuízos acumulados	Outros resultados abrangentes	Total do patrimônio líquido
SALDOS INICIAIS EM 1º DE JANEIRO DE 2009 (Reapresentado)		29.1	29.2	29.2		29.3	
Dividendos conforme AGO de 30/4/2009		518.932	36.914	54.858	(128.623)	453.000	935.081
Realização de reserva de reavaliação, líquida dos efeitos tributários		-	-	(11.965)	-	-	(11.965)
Lucro líquido do exercício		-	-	-	30.795	(30.795)	-
Destinação do lucro líquido proposta à AGO:		-	-	-	88.056	-	88.056
Reserva legal		-	-	3.953	(3.953)	-	-
Dividendos propostos		-	-	-	(18.778)	-	(18.778)
Reserva de investimento		-	-	129.771	(129.771)	-	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009 (Reapresentado)		518.932	36.914	176.617	(162.274)	422.205	992.394
Realização de reserva de reavaliação, líquida dos efeitos tributários		-	-	-	33.805	(33.805)	-
Prejuízo do exercício		-	-	-	(100.735)	-	(100.735)
Absorção de prejuízo		-	(36.914)	(176.617)	213.531	-	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010		518.932	-	-	(15.673)	388.400	891.659

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA**PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009**

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	31/12/2010	31/12/2009		Nota	31/12/2010	31/12/2009
			Reapresentado				Reapresentado
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS				Aumento (redução) nas contas do passivo			
(Prejuízo) / lucro líquido do exercício		(100.735)	88.056	Fornecedores		(12.767)	109.065
Ajustes ao (prejuízo) / lucro líquido do exercício:				Pagamentos de encargos sobre empréstimos e financiamentos	21.6	(151.282)	(97.838)
Perda no valor recuperável	9	15.339	10.770	Impostos, contribuições sociais e parcelamentos		26.389	26.580
Depreciação e amortização (investimento e intangível)		126.308	118.715	Taxas regulamentares	23	(3.110)	7.219
Encargos de dívidas, juros, variações monetárias e cambiais - líquidas		319.123	214.452	Outros Credores		(62.339)	(83.117)
Baixas do Ativo Financeiro e Intangível		222	1.926	Obrigações do Programa de Eficiência Energética		6.148	3.112
Imposto de renda e contribuição social diferidos	11.1	(25.258)	(18.851)	Entidade previdência privada e outras obrigações		(73.558)	22.049
Ajustes ao valor presente		13.313	12.476			(270.519)	(12.930)
Redução de encargos - Lei 11.941/2009		-	(135.130)			(210.322)	67.905
Parcelamento acordo judicial - principal		-	18.308	Caixa líquido (usado) / gerado nas atividades operacionais			
Subvenção ICMS - CCC		6.750	(53.504)	FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Outras		(3.621)	(595)	Ativo Financeiro e Intangível dos contratos de concessão		(685.603)	(364.806)
Subtotal		351.441	256.623	Acréscimo de obrigações especiais		254.026	99.143
				Outras		3.065	215
				Caixa líquido usado nas atividades de investimento		(428.512)	(265.448)
(Aumento) redução nas contas do ativo				FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Consumidores, concessionárias e permissionárias		(238.477)	(55.605)	Operações de mútuo com partes relacionadas - líquido		566.301	104.078
Aquisição de combustível por conta CCC		4.598	(69.368)	Novos empréstimos e financiamentos	21.6	1.335.536	604.465
Créditos redução receita baixa renda		21.927	(10.426)	Pagamentos de empréstimos - principal	21.6	(876.492)	(381.276)
Estoques		7.408	9.867	Pagamento de Swap		(60.128)	(16.264)
Serviços em curso		(1.330)	(23.642)	Pagamento de dividendos	30	(59.917)	(22.891)
Cauções e depósitos vinculados a litígios		(1.572)	(1.409)	Pagamento de juros sobre o capital próprio	30	(4.646)	(1.400)
Despesas pagas antecipadamente		17.722	(10.951)	Caixa líquido gerado nas atividades de financiamento		900.654	286.712
Créditos compensáveis em recolhimentos futuros		(40.382)	(19.941)	Aumento de caixa e equivalentes de caixa		261.820	89.169
Serviços prestados, outros créditos, devedores diversos		(61.138)	5.687	Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	6	195.389	106.220
		(291.244)	(175.788)	Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	6	457.209	195.389

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS VALORES ADICIONADOS - DVA
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009

(Valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2010	31/12/2009		31/12/2010	31/12/2009
		Reapresentado			Reapresentado
1. RECEITAS			8. DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	1.435.125	1.352.471
Vendas de energia elétrica e serviços	2.404.949	2.114.863	8.1 - Pessoal	61.839	82.068
Perda no valor recuperável	(15.338)	(10.769)	Remunerações	36.893	63.390
Resultado na alienação/desativação de bens e direitos	(6.274)	(371)	FGTS	(156)	7.210
Receitas relativas à construção de ativos próprios	488.782	173.794	Entidades de previdência privada	2.377	1.169
Outras	63.436	(6.386)	Programa incentivo à aposentadoria e demissão voluntária	(5)	1.199
Total	2.935.555	2.271.131	Programa de Alimentação ao Trabalhador - PAT	10.025	7.611
2. INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS			Convênios assistenciais e outros benefícios	12.684	5.842
(Inclui os valores dos impostos ICMS, IPI, PIS e COFINS)			Outros	22	21
Energia elétrica comprada para revenda	(852.839)	(740.305)	Transferências p/ ordens em curso (intangível)	(1)	(4.374)
Serviços de terceiros	(285.728)	(244.246)	8.2 - Impostos, taxas e contribuições	857.351	732.147
Materiais	(12.530)	(12.972)	Governo Federal	344.751	293.430
Matéria-prima e insumo p/ prod. de energia elétrica	(248.158)	(193.484)	Governo Estadual	511.893	438.036
Subvenções de combustível - CCC	218.390	245.454	Governo Municipal	707	681
Outros	(493.230)	(229.376)	8.3 - Remuneração de capitais de terceiros	616.670	450.200
Total	(1.674.095)	(1.174.929)	Encargos de dívidas e variações monetárias	220.409	117.051
3. VALOR ADICIONADO BRUTO (1-2)	1.261.460	1.096.202	Aluguéis e arrendamentos	10.679	8.852
4. DEPRECIÇÃO, AMORTIZAÇÃO E EXAUSTÃO			Outras despesas financeiras	385.582	324.297
Depreciação e amortização	(119.590)	(108.577)	8.4 - Remuneração de capitais próprios	(100.735)	88.056
5. VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE (3-4)	1.141.870	987.625	Dividendos	-	18.778
6. VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA			Lucros retidos	-	69.278
Receitas financeiras	293.255	364.846	Prejuízo do exercício	(100.735)	-
Total	293.255	364.846			
7. VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR (5+6)	1.435.125	1.352.471			

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**REFERENTES AOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009 E EM 1º DE JANEIRO DE 2009**

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

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA (Companhia ou CELPA) é uma sociedade por ações de capital aberto, brasileira, com sede na cidade de Belém - PA, sob o controle acionário da companhia QMRA Participações S.A., que atua na distribuição e geração de energia elétrica na área de sua concessão legal que abrange todo o Estado do Pará com 1.247.690 km² (*), atendendo 1.761.499 (*) consumidores em 143 (*) municípios; tendo suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME.

A DENERGE Desenvolvimento Energético S.A., é a empresa controladora final do grupo, constituída sob a forma de sociedade anônima de capital fechado, com sua sede na cidade de São Paulo - SP.

A Companhia possui significativo endividamento financeiro, principalmente para investimentos no ativo imobilizado, no qual a Administração está permanentemente empenhada na reversão da situação. Dentre as ações estão o acordo de investimento firmado com o Fundo de Investimento do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FI-FGTS) que visa investir na construção, modernização, reforma, manutenção, ampliação ou implantação de empreendimentos de infraestrutura; e a obtenção de renovação de linhas de crédito com instituições financeiras.

1.1. Autorização de conclusão das demonstrações financeiras

A autorização para emissão das demonstrações financeiras ocorreu na reunião da Diretoria em 2/3/2011.

(*) Informações não auditadas.

2. DAS CONCESSÕES

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

Além do contrato de distribuição acima mencionado, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração nº 181/98 de 34 Usinas Termelétricas, sendo 11 próprias e 23 terceirizadas, para a exploração de geração de energia elétrica, pelo prazo de 30 (trinta) anos, com vencimento em 28/7/2028, renovável por igual período, com as seguintes características:

	Capacidade total instalada MW (*)	Capacidade utilizada MW (*)	Data da concessão	Data de vencimento
UTE				
Concessão de 11 Usinas Termelétricas próprias e 23 terceirizadas, sendo as mais representativas com capacidade instalada acima de 5 MW: Santana do Araguaia, Breves, Portel, Alenquer, Juruti, Monte Alegre, Oriximiná, Soure e Óbidos	105,01	71,99	28/7/1998	28/7/2028

(*) Informações não auditadas.

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, prestesia na prestação dos serviços e a economicidade das tarifas. As obrigações inerentes à concessão do serviço público concedido são:

a) fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, nos pontos de entrega definidos nas normas do serviço, pelas tarifas homologadas pela ANEEL, nas condições estabelecidas nos respectivos contratos de fornecimento e nos níveis de qualidade e continuidade estipulados na legislação e nas normas específicas; e

b) 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 consumidores de concessão

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

- Parcela A: Compreende os custos "não-gerenciáveis" das distribuidoras, ou seja, os custos cujo montante e variância estão fora do controle e influência da Companhia.
- Parcela B: Compreende os custos "gerenciáveis", que são os custos inerentes às operações de distribuição de energia, estando assim sujeitos ao controle ou influência das práticas de gestão adotadas pela Companhia. Inclui a remuneração do capital e também um percentual regulatório de receitas irrecuperáveis.

O contrato de concessão de distribuição de energia da Companhia estabelece a tarifa inicial e, prescreve os seguintes mecanismos de atualização tarifária:

- Reajuste tarifário anual: Objetiva restabelecer anualmente o poder de compra da receita obtida pela Companhia. Representa um ajuste referente às flutuações dos custos da Parcela "A" e a inflação (IGP-M) da Parcela "B" decrescido ou acrescido do Fator "X" (meta de eficiência para o próximo período).
- Revisão tarifária extraordinária: Pode ocorrer a qualquer momento quando acontecer um desequilíbrio econômico-financeiro no acordo de concessão.
- Revisão tarifária periódica: Objetiva analisar a cada 4 anos o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. O processo se dá através da revisão da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados com prudência.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

A energia distribuída é substancialmente adquirida via contratos bilaterais aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, bem como a energia proveniente de

leilões efetuados pela ANEEL/Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE vinculadas ao Ministério de Minas e Energia - MME. Seu parque gerador, composto por usinas termelétricas localizadas em sistemas isolados, contribui com aproximadamente 6,63% (*) da totalidade da energia distribuída.

Para a prestação dos serviços, objeto das concessões acima mencionadas, a Companhia possui um quadro próprio de 2.158 (*) funcionários, 2.038 (*) prestadores de serviços e 34 (*) estagiários, em 31/12/2010.

(*) Informações não auditadas.

3. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**3.1. Bases de preparação e apresentação das demonstrações financeiras****a. Declaração de conformidade (com relação as práticas contábeis adotadas no Brasil)**

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

Algumas informações adicionais estão sendo apresentadas em notas explicativas e quadros suplementares em atendimento às instruções contidas no Despacho nº 4.097, da SFEF/ANEEL, de 31/12/2010.

Essas demonstrações financeiras foram elaboradas de acordo com os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações Técnicas (coletivamente "CPCs") emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) adotados no Brasil e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

Os efeitos da adoção inicial dos CPCs estão detalhados na nota explicativa nº 5.

b. Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico com exceção dos seguintes itens reconhecidos nos balanços patrimoniais:

- Os instrumentos financeiros derivativos mensurados pelo valor justo;
- Os instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado.

c. Moeda funcional e moeda de apresentação

Essas demonstrações financeiras são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia. Todas as informações financeiras divulgadas nas demonstrações financeiras apresentadas em Real foram arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

3.2. Uso de estimativas

A preparação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a Administração realize estimativas para determinação e registro de certos ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações sobre suas demonstrações financeiras. Tais estimativas são feitas com base no princípio da continuidade e suportadas pela melhor informação disponível na data da apresentação das demonstrações financeiras, bem como na experiência da Administração. As estimativas são revisadas quando novas informações se tornam disponíveis ou as situações em que estavam baseadas se alterem. As estimativas podem vir a divergir para com o resultado real. As principais estimativas se referem:

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

3.3. Gestão do capital

A Companhia busca alternativas de capital com o objetivo de satisfazer as suas

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS

Ativos e passivos financeiros:

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

Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo, e após o reconhecimento inicial, a Companhia mensura os ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado, somados aos custos de transação que sejam diretamente atribuídos à aquisição ou emissão do ativo ou passivo financeiro, pelo custo ou pelo custo amortizado, quando esses instrumentos financeiros são classificados de acordo com sua data de liquidação (mantidos até o vencimento e empréstimos e recebíveis).

b. Classificação: A Companhia classifica os ativos e passivos financeiros sob as seguintes categorias: (i) Mensurados ao valor justo por meio do resultado, (ii) Mantidos até o vencimento, (iii) Empréstimos e recebíveis, (iv) Disponível para a venda.

c. Avaliação de recuperabilidade de ativos financeiros: Os ativos financeiros são avaliados a cada data do balanço, identificando-se se são totalmente recuperáveis ou se há perda de *impairment* para esses instrumentos financeiros.

Caixa e Equivalentes de Caixa: Caixa compreende numerário em espécie e depósitos bancários disponíveis. Equivalentes de caixa são aplicações financeiras de curto prazo, alta liquidez, e são prontamente convertíveis em um montante conhecido de caixa estando sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor. A mesma definição é utilizada na Demonstração do Fluxo de Caixa.

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

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

Ajuste a Valor Presente: Os ativos e passivos de longo prazo, bem como, os de curto prazo caso relevante, são ajustados a valor presente. Os principais efeitos apurados estão relacionados com as rubricas "Consumidores", "Impostos e Contribuições Sociais a Compensar" e "Indenizações Trabalhistas". As taxas de descontos utilizadas refletem as taxas utilizadas para riscos e prazos semelhantes as utilizadas pelo mercado, e a taxa WACC do setor elétrico para os casos referentes a assuntos regulatórios.

Estoques (inclusive do ativo intangível em curso): Os materiais em estoque classificados no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e administrativos) e aqueles destinados a investimento classificados no ativo intangível em curso (depósito de obra) estão registrados ao custo médio de aquisição.

Investimentos: Inclui propriedades para investimentos que representam os bens não utilizados no objetivo da concessão, mantidos para valorização ou renda.

Intangível: Incluem o direito de uso dos bens integrantes dos contratos de concessão até o final da concessão. A amortização reflete o padrão de consumo dos bens em relação aos benefícios econômicos esperados dentro do prazo da concessão, e é reconhecida na rubrica de Custo de Operação e Despesas Operacionais.

Contratos de concessão: Os contratos de concessão são reconhecidos como ativo intangível e ativo financeiro. O valor do ativo intangível dos contratos de concessões representa o custo amortizado dos bens que compõem a concessão limitados ao final da concessão. Tais ativos são mensurados pelo valor reavaliado em agosto de 2001, com revisão em maio de 2005, exceto para os grupos de automóveis, caminhões e móveis e utensílios. O custo compreende o preço de aquisição (acrescido de impostos não recuperáveis sobre a compra, depois de deduzidos os descontos comerciais e abatimentos) e quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo no local e condição necessárias para este ser capaz de funcionar da forma pretendida pela Administração. A amortização do ativo intangível dos contratos de concessão representa a depreciação regulatória dos bens individuais. Os ativos intangíveis dos contratos de concessões têm o seu valor testado para perda de recuperabilidade econômica, no mínimo, anualmente, caso haja indicadores de perda de valor. A amortização é reconhecida na rubrica de custo de operação e despesas operacionais. O ativo financeiro refere-se aos investimentos realizados e previstos no contrato de concessão e não amortizados até o final da concessão por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente, decorrente da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 - Contratos de Concessão e a Orientação Técnica OCPC 05 - Contratos de concessão. Ele é reconhecido pelo custo residual não amortizado e o valor somente é alterado por meio de atualizações, adições, baixas e transferências ao longo do prazo de concessão.

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

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

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

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

A Companhia utiliza o valor em uso como métrica de cálculo do valor recuperável, pois em sua maioria, os testes de recuperabilidade são realizados no nível de concessão, onde esta representa a menor unidade geradora de caixa. As projeções do fluxo de caixa se baseiam nos orçamentos e planos de negócios aprovadas pela Companhia para um período de 5 anos, posteriormente são utilizadas taxas constantes. A taxa de desconto utilizada é 12,81%, que representa o WACC real setorial.

Arrendamento mercantil: Os arrendamentos mercantis são segregados entre os operacionais e os financeiros. Quando o arrendamento é classificado como financeiro, os seus riscos e benefícios são transferidos, este é reconhecido como um ativo e mensurado inicialmente pelo seu valor justo ou pelo valor presente dos pagamentos mínimos, entre eles o menor, e depreciados normalmente. O passivo subjacente é amortizado utilizando a taxa efetiva de juros.

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

Instrumentos financeiros derivativos: A Companhia firmou contratos derivativos com o objetivo de administrar os riscos associados a variações nas taxas cambiais e de juros. Os referidos contratos derivativos são contabilizados pelo regime de competência e estão mensurados a valor justo por meio de resultados. Os diferenciais a receber e a pagar referentes aos instrumentos financeiros derivativos, ativos e passivos, são registrados em contas patrimoniais de "Outros Ativos (diferencial a receber) e "Operações de swap (diferencial a pagar)" e o resultado apurado na conta "Outras Receitas e Despesas Financeiras (resultado) e/ou intangível em curso (quando da construção do imobilizado operacional da concessão). Os ganhos e perdas auferidos ou incorridos em função do valor justo desses contratos são reconhecidos como ajustes em receitas ou despesas financeiras. Os contratos derivativos da Companhia são com instituições financeiras de grande porte e que apresentam grande experiência com instrumentos financeiros dessa natureza. A Companhia não tem contratos derivativos com fins especulativos.

Valor justo: É a quantia pela qual um ativo poderia ser trocado, ou um passivo liquidado, entre partes conhecedoras e dispostas a isso em transação sem favorecimento. A hierarquia do valor justo deve ter os seguintes níveis:

• Nível 1: preços negociados (sem ajustes) em mercados ativos para ativos idênticos ou passivos;

• Nível 2: inputs diferentes dos preços negociados em mercados ativos incluídos no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços); e

• Nível 3: inputs para o ativo ou passivo que não são baseados em variáveis observáveis de mercado (inputs não observáveis).

Custo de empréstimos: Compreendem os juros e outros custos incorridos em conexão com empréstimos de recursos para aquisição, construção ou produção de um ativo, que leve um período substancial de tempo para ficar pronto para seu uso pretendido. Esses custos começam a ser capitalizados quando a Companhia incorre em gastos, custos de empréstimos e as atividades de construção estejam iniciadas, cessando quando substancialmente todas as atividades necessárias estiverem completas. Para empréstimos específicos, o montante capitalizado é o efetivamente incorrido sobre tais empréstimos durante o período, deduzidos de qualquer receita financeira decorrente do investimento temporário dos mesmos. Para empréstimos genéricos, aplica-se a taxa ponderada dos respectivos custos sobre o saldo vigente, aplicando esta taxa sobre o valor do ativo em construção, sendo esta capitalização limitada ao valor recuperável do ativo.

Provisões para contingências: Provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente, legal ou não formalizada, como resultado de um evento passado, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável sendo provável uma saída de recursos. O montante da provisão reconhecida é a melhor estimativa da Administração e dos assessores legais, baseados em pareceres jurídicos sobre os processos existentes e do desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço. Quando a provisão envolve uma grande população, a obrigação é estimada ponderando todos os possíveis desfechos pelas suas probabilidades associadas. Para uma obrigação única a mensuração se baseia no desfecho mais provável.

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

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

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 Pessoal, sendo que nenhum ativo ou passivo é reconhecido.

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

Recarga 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.

Recarga 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 construção, assim a receita de construção é igual ao custo de construção.

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).

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 31/12/2010, sendo elas:

- Emenda da IAS 12 - Tributos sobre o lucro (CPC 32): Recuperação de ativos mensurados pelo valor justo, Vigência 1/1/2012;
- Emenda da IAS 24 - Partes relacionadas (CPC 05): Divulgação de partes relacionadas com o Governo, Vigência 1/1/2011;
- IFRS 9 - Instrumentos financeiros: Classificação de ativos financeiros e contabilização de passivos financeiros designados como mensurados pelo valor justo por meio do resultado, Vigência 1/1/2013;
- Emenda da IFRIC 14 - IAS 19 - Limite de um ativo de benefício definido, requisitos de fundamento mínimo e sua interação (CPC 33 - Interpretação A): Esclarecimento sobre pagamentos antecipados, Vigência 1/1/2011.

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

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

5.4. Reconciliação do balanço patrimonial em 1/1/2009 e 31/12/2009

		1/1/2009			31/12/2009	
	Práticas contábeis anteriores	Efeitos de mudança de prática	Saldo ajustado	Práticas contábeis anteriores	Efeitos de mudança de prática	Saldo ajustado
ATIVO						
ATIVO CIRCULANTE						
Consumidores (c)	450.569	(19.455)	431.114	540.879	(20.504)	520.375
Títulos a receber	2.841	(669)	2.172	2.847	(669)	2.178
(-) Perda no valor recuperável (a)	(44.115)	(34.145)	(78.260)	(49.435)	(39.595)	(89.030)
Impostos e contribuições sociais diferidos (b)	3.100	(3.100)	-	980	(980)	-
Ativos regulatórios (c)	29.194	(29.194)	-	40.205	(40.205)	-
Outros	36.632	(526)	36.106	45.644	(526)	45.118
Total do ativo circulante	695.213	(87.089)	608.124	1.021.443	(102.479)	918.964
ATIVO NÃO CIRCULANTE						
Realizável a longo prazo						
Consumidores	27.051	961	28.012	32.883	961	33.844
(-) Perda no valor recuperável (a)	-	(36.897)	(36.897)	-	(36.897)	(36.897)
Depósitos judiciais (d)	29.175	(4.622)	24.553	32.319	(6.357)	25.962
Sub-rogação CCC (e)	-	-	-	473.617	(472.927)	690
Impostos e contribuições sociais diferidos (b) (f)	137.967	69.360	207.327	37.389	72.727	110.116
Ativos regulatórios (c)	45.327	(45.327)	-	47.267	(47.267)	-
Ativo financeiro - concessões (g)	-	140.250	140.250	-	180.009	180.009
Total do realizável a longo prazo	1.016.587	123.725	1.140.312	1.384.540	(309.751)	1.074.789
Imobilizado - líquido (g)	1.999.006	(1.999.006)	-	1.657.227	(1.657.227)	-
Intangível - líquido (g)	19.060	1.858.755	1.877.815	19.819	1.950.145	1.969.964
Total do ativo não circulante	3.057.477	(16.526)	3.040.951	3.087.504	(16.833)	3.070.671
ATIVO TOTAL	3.752.690	(103.615)	3.649.075	4.108.947	(119.312)	3.989.635
PASSIVO CIRCULANTE						
Fornecedores	106.003	(67)	105.936	219.379	(67)	219.312
Impostos e contribuições sociais diferidos (b)	19.678	(19.678)	-	21.384	(21.384)	-
Passivos regulatórios (c)	6.489	(6.489)	-	10.724	(10.724)	-
Outros	24.645	(171)	24.474	48.194	(171)	48.023
Total do passivo circulante	920.081	(26.405)	893.676	1.157.176	(32.346)	1.124.830
PASSIVO NÃO CIRCULANTE						
Impostos, contribuições sociais e parcelamentos (j)	422.882	33.261	456.143	315.542	33.261	348.713
Impostos e contribuições sociais diferidos (b)	7.687	19.678	27.365	8.123	21.384	29.507
Encargos tributários sobre reserva de reavaliação (h) (i)	227.645	3.021	230.666	188.781	26.021	214.802
Provisão para contingências	10.786	-	10.786	10.329	5.811	16.140
Passivos regulatórios (c)	4.208	(4.208)	-	10.830	(10.830)	-
Outros	10.693	2.682	13.375	47.168	2.682	49.850
Total do passivo não circulante	1.765.884	54.434	1.820.318	1.794.082	78.239	1.872.411
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Outros resultados abrangentes (h)	456.021	(3.021)	453.000	425.226	(3.021)	422.205
Prejuízos acumulados	-	(128.623)	(128.623)	-	(162.274)	(162.274)
Total do patrimônio líquido	1.066.725	(131.644)	935.081	1.157.689	(165.295)	992.394
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.752.690	(103.615)	3.649.075	4.108.947	(119.312)	3.989.635

(a) O CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, altera os critérios de mensuração da antiga provisão para créditos de liquidação duvidosa (PCLD), agora denominada de perda no valor recuperável (*impairment*). O montante registrado no balanço de abertura foi incrementado em R\$ 34.145 (R\$ 39.595 em 31/12/2009) no circulante, e R\$ 36.897 (R\$ 36.897 em 31/12/2009) no não circulante de acordo com a nova metodologia de mensuração. 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 realização do crédito depende do sucesso da ação atualmente em fase de execução, sendo considerado provável o êxito da ação pelos assessores jurídicos. Uma nova mensuração feita, por meio de uma análise criteriosa e à luz das alterações trazidas pelo CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, levou a Administração a decidir pela constituição de perda no valor recuperável do valor integral desse instrumento financeiro, sendo o ajuste reconhecido na data da transição.

(b) Segundo o CPC 32 - Tributos sobre o lucro, o saldo do ativo diferido no balanço de abertura no montante de R\$ 3.100 (R\$ 980 em 31/12/2009) e passivo fiscal diferido no montante de R\$ 19.678 (R\$ 21.384 em 31/12/2009) devem ser classificados integralmente como não circulante.

(c) Alguns ativos e passivos regulatórios não atendem a definição de ativo e passivo segundo a Estrutura Conceitual Básica (*Framework*). O saldo do ativo regulatório no balanço de abertura foi reduzido em R\$ 48.637 (R\$ 60.696 em 31/12/2009) no circulante nas rubricas "Consumidores" e "Ativos regulatórios" e R\$ 45.327 (R\$ 47.267 em 31/12/2009) no não circulante, e do passivo em R\$ 6.489 (R\$ 10.724 em 31/12/2009) no circulante e R\$ 4.208 (R\$ 10.830 em 31/12/2009) no não circulante.

(d) Na transição para IFRS, a Companhia efetuou uma análise criteriosa de todos os detalhes da rubrica, e aquelas que não atendiam a definição de ativo ou passivo de acordo com a Estrutura Conceitual Básica (*Framework*), foram ajustadas impactando no balanço de abertura em uma redução de R\$ 4.622 (R\$ 6.357 em 31/12/2009).

(e) A Sub-rogação da CCC refere-se a benefícios do rateio da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC, referente a implantação do projeto de interligação da Ilha do Marajó. A contabilização desse benefício a receber estava de acordo com o Despacho ANEEL nº 4.722 de 18/12/2009. Na transição para IFRS, os valores reconhecidos no ativo "Sub-rogação CCC" e no passivo "Obrigações Especiais Vinculadas ao Serviço Público de Energia Elétrica - Valores pendentes de recebimentos", foram apresentados líquido, ou seja, valores compensados. O ativo será reconhecido a medida que as obras forem concluídas e aprovadas pelo órgão regulador impactando em uma redução de R\$ 472.927 em 31/12/2009.

(f) O saldo do ativo fiscal diferido não circulante foi ajustado pelo reconhecimento dos efeitos fiscais dos ajustes. O ativo fiscal diferido no balanço de abertura foi incrementado em R\$ 66.260 (R\$ 71.747 em 31/12/2009).

(g) Conforme mencionado no item 5.2, os ativos que representam os bens das concessões no balanço de abertura foram reclassificados do ativo imobilizado R\$ 1.999.006 (R\$ 1.657.227 em 31/12/2009) para o ativo intangível R\$ 1.858.755 (R\$ 1.950.145 em 31/12/2009) e ativo financeiro - bens da concessão R\$ 140.250 (R\$ 180.009 em 31/12/2009).

(h) O CPC 32 - Tributos sobre o Lucro, exige o reconhecimento de imposto diferido sobre a reavaliação de bens não depreciáveis. O ajuste gerou no balanço de abertura um incremento de R\$ 3.021 (R\$ 3.021 em 31/12/2009) nos encargos da reavaliação.

(i) O saldo dos encargos tributários sobre reserva de realização foi ajustado pela regularização de imposto de renda e contribuição social sobre a reserva de reavaliação no valor de R\$ 23.000 em 31/12/2009.

(j) No balanço de abertura o ajuste no valor de R\$ 33.261 trata-se de pedido de restituição do Finsocial que foi recolhido em alíquota superior a 0,5% no período de 11/1989 a 3/1992. O Acórdão 01-15.534 proferido pela 3ª turma da DRJ/BEL de 3/11/2009, reconheceu parcialmente o direito creditório pleiteado. Em face dessa decisão, a Companhia interpôs Recurso Voluntário que aguarda julgamento no Conselho Administrativo de Recursos Fiscais. Os tributos que foram objeto de compensação com o crédito discutido

Demonstrações dos resultados abrangentes: As demonstrações dos resultados abrangentes não estão sendo divulgadas, uma vez que a Companhia não apurou transações que envolvam registros em outros resultados abrangentes que impactam o resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2010 e 2009.

5. PRIMEIRA ADOÇÃO DOS CPCs - CONVERGENTES AS IFRS

5.1. ICPC 01 - Contratos de concessão (IFRIC 12)
Em 22/12/2009 foi aprovada a Deliberação CVM nº 611/09, que delibera a ICPC 01 - Contratos de Concessão.

O escopo da ICPC 01 abrange contratos de concessões de serviços públicos de entidades privadas, onde o poder concedente tem o controle sobre os ativos relacionados a concessão. O poder concedente controla os ativos quando esse:

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

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

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

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

- a) Usuário: Aplica o modelo do ativo intangível, onde os bens da concessão são reconhecidos como tal, representando o valor justo do direito de cobrar os usuários. Este ativo é amortizado durante o prazo de concessão, pela maneira que melhor represente o consumo dos benefícios econômicos;
- b) Poder concedente: Aplica o modelo do ativo financeiro, onde os bens da concessão assim são reconhecidos. O ativo financeiro representa um direito incondicional de receber pagamento do poder concedente, e mensurado de acordo com o CPC 38 - Instrumentos financeiros: Reconhecimento e Mensuração; e
- c) Usuário e poder concedente: Utiliza o modelo misto, onde os bens da concessão são reconhecidos como um ativo intangível e um ativo financeiro.

5.2. Adoção da ICPC 01

As concessionárias de distribuição de energia elétrica são remuneradas de 2 maneiras:

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

O direito de cobrar representa um ativo intangível e a indenização um ativo financeiro. A ICPC

(a) A receita teve um incremento de R\$ 173.794 devido a receita de construção dos ativos da concessão. O custo também teve um acréscimo de igual montante devido ao custo/despesa de construção. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão, não existindo margem de lucro. Vide item 5.1.

(b) Os ativos e passivos regulatórios não atendem os critérios de reconhecimento segundo a Estrutura Conceitual Básica (Framework). Assim, o ajuste causou uma redução de R\$ 1.776 na receita operacional bruta, um aumento de R\$ 19 nas deduções da receita operacional, um aumento de R\$ 4.065 no custo de energia elétrica comprada para revenda e uma redução de R\$ 8.025 no custo de encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição.

(c) O acréscimo em despesas operacionais com vendas, corresponde ao ajuste de R\$ 5.449 com a constituição de perdas no valor recuperável de créditos com consumidores.

(d) O acréscimo em despesas operacionais gerais e administrativas, corresponde ao ajuste de R\$ 1.769 de baixa de depósitos judiciais. Na transição para os CPCs, a Companhia efetuou uma análise criteriosa de todos os detalhes das rubricas, e aquelas que não atendiam a definição de ativo ou passivo de acordo com a Estrutura Conceitual Básica (Framework), foram ajustadas.

(e) O acréscimo em outras despesas operacionais de R\$ 5.811 refere-se a complemento de provisão para contingências trabalhistas. Na transição para os CPCs, a Companhia efetuou uma análise criteriosa de todos os detalhes das rubricas, e aquelas que não atendiam a definição de ativo ou passivo de acordo com a Estrutura Conceitual Básica (Framework), foram ajustadas.

(f) Resultado financeiro: O reconhecimento e mensuração de encargos sobre ativos e passivos regulatórios, impactou em um aumento de R\$ 5.311, sendo o efeito na receita financeira uma redução de R\$ 6.654 e na despesa financeira uma redução de R\$ 1.343.

(g) Os impactos nos itens mencionados acima levaram a um decréscimo de R\$ 17.514 no imposto de renda e contribuição social diferidos.

5.7. Reconciliação da demonstração dos fluxos de caixa de 31/12/2009

	Práticas contábeis anteriores	Efeito da mudança de prática	Saldos ajustados
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Lucro líquido do exercício.....	121.707	(33.651)	88.056
Ajustes ao lucro líquido do exercício:			
Perda no valor recuperável.....	5.320	5.450	10.770
Tributos sobre a realização da reserva de reavaliação.....	(38.864)	38.864	-
Ativo / (passivo) regulatório.....	(46.314)	46.314	-
Créditos tributários diferidos.....	17.226	(17.226)	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos (18.851).....	-	-	(18.851)
Subtotal	235.723	20.900	256.623
(Aumento) redução nas contas do ativo			
Consumidores, concessionárias e permissionárias.....	(56.654)	1.049	(55.605)
Desp. antecipadas e ativos regulatórios.....	42.008	(52.959)	(10.951)
Cauções e depósitos vinculados a litígios.....	(3.144)	1.735	(1.409)
Subtotal	(125.613)	(50.175)	(175.788)
Aumento (redução) nas contas do passivo			
Outros credores.....	(114.107)	30.990	(83.117)
Passivos regulatórios.....	(8.738)	8.738	-
Obrigações do Programa de Eficiência Energética.....	-	3.112	3.112
Entidade previdência privada, outros créditos e outras obrigações.....	19.351	2.698	22.049
Subtotal	(58.468)	45.538	(12.930)
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	51.642	16.263	67.905
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Caixa líquido usado nas atividades de investimento	(265.448)	-	(265.448)
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Pagamento de Swap.....	-	(16.264)	(16.264)
Pagamento de Juros sobre o capital próprio.....	(24.292)	22.892	(1.400)
Pagamento de dividendos.....	-	(22.891)	(22.891)
Caixa líquido gerado nas atividades de financiamento	302.975	(16.263)	286.712
Aumento de caixa e equivalentes de caixa	89.169	-	89.169
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício.....	106.220	-	106.220
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício.....	198.389	-	198.389

5.8. Impactos da adoção das mudanças de práticas contábeis nos Formulários de Informações Trimestrais - ITR (Deliberação CVM nº 656/2011)

Em atendimento à Deliberação CVM nº 656 de 25/11/2011, apresentamos o impacto da adoção das mudanças de prática contábil para os trimestres findos em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2010, comparativas a 2009. Nossa opção foi de reapresentar os formulários mencionados juntamente com o Formulário de Informações Trimestrais - ITR correspondente ao trimestre a findar em 31/3/2011.

Estas Informações Trimestrais - ITR, foram sujeitas aos procedimentos de revisão especial aplicados pelos auditores independentes da Companhia de acordo com os requerimentos da CVM para Informações Trimestrais (NPA 06 do Instituto dos Auditores Independentes (IBRACON)), incluindo os ajustes decorrentes da adoção das novas práticas contábeis, não tendo sido, portanto, sujeitas aos procedimentos de auditoria.

Patrimônio líquido

Trimestres de 2009:

	31/3/2009	30/6/2009	30/9/2009
Patrimônio líquido - originalmente divulgado	1.037.938	1.046.080	1.184.355
Desreconhecimento de tributos em fase de recurso	(33.261)	(33.261)	(33.261)
Desreconhecimento de ativos e passivos regulatórios.....	(76.283)	(128.895)	(151.239)
Perda no valor recuperável (impairment).....	(34.803)	(36.119)	(37.873)
Provisão de impairment de títulos a receber (ativo não circulante).....	(36.897)	(36.897)	(36.897)
Baixa de depósitos judiciais decorrentes de processos encerrados.....	(4.967)	(5.299)	(5.793)
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre os ajustes.....	64.227	82.675	91.036
Imposto de renda e contribuição social diferidos passivos sobre a reserva de reavaliação de bens não depreciáveis.....	(3.021)	(3.021)	(3.021)
Outros.....	(2.691)	(2.691)	(2.691)
Patrimônio líquido após ajustes de mudanças de prática contábil e correções	910.242	882.572	1.004.616

Trimestres de 2010:

	31/3/2009	30/6/2009	30/9/2009
Patrimônio líquido - originalmente divulgado	1.162.919	1.101.573	1.067.888
Desreconhecimento de tarifa horazonal.....	(22.072)	(22.072)	(22.072)
Reconhecimento de tributos em fase de recurso	(33.261)	(33.261)	(33.261)
Desreconhecimento de ativos e passivos regulatórios.....	(68.246)	(88.154)	(75.883)
Perda no valor recuperável (impairment).....	(41.029)	(42.499)	(44.025)
Provisão de impairment de títulos a receber (ativo não circulante).....	(36.897)	(36.897)	(36.897)
Baixa de depósitos judiciais decorrentes de processos encerrados.....	(6.952)	(7.011)	(7.942)
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre os ajustes.....	73.765	81.054	77.717
Imposto de renda e contribuição social diferidos passivos sobre a reserva de reavaliação de bens não depreciáveis.....	(3.021)	(3.021)	(3.021)
Outros.....	(8.502)	(8.502)	(8.502)
Patrimônio líquido após ajustes de mudanças de prática contábil e correções	1.016.704	941.210	914.002

Lucro líquido

Trimestres de 2009:

	31/3/2009	30/6/2009	30/9/2009
Lucro líquido do período - originalmente divulgado	(71.429)	(51.322)	86.953
Desreconhecimento de ativos e passivos regulatórios.....	6.985	(45.629)	(67.972)
Perda no valor recuperável (impairment).....	(658)	(1.974)	(3.728)
Baixa de depósitos judiciais decorrentes de processos encerrados.....	(345)	(677)	(1.171)
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre os ajustes.....	(2.034)	16.415	24.776
Lucro líquido após ajustes de mudanças de prática contábil e correções	(67.481)	(83.187)	38.858

Trimestres de 2010:

	31/3/2009	30/6/2009	30/9/2009
Lucro líquido do período - originalmente divulgado	5.230	(56.116)	(89.801)
Desreconhecimento de ativos e passivos regulatórios.....	(3.910)	(23.819)	(11.547)
Perda no valor recuperável (impairment).....	(1.434)	(2.904)	(4.430)
Baixa de depósitos judiciais decorrentes de processos encerrados.....	(595)	(654)	(1.585)
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre os ajustes.....	2.019	9.308	5.971
Lucro líquido após ajustes de mudanças de prática contábil e correções	1.310	(74.185)	(101.392)

6. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Caixa.....	127.229	93.992	38.785
Equivalentes de caixa.....	329.980	101.397	67.435
Total	457.209	195.389	106.220

6.1. Equivalentes de caixa

Agente financeiro	Tipo de aplicação	Vencimento	Taxas %	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Banco Bradesco	CDB	(*)	100,00 a			
			102,50 CDI	6.894	-	1.143
Banco Basa.....	CDB	(*)	100,00 CDI	4.585	-	5.174
Banco Basa.....	Capitalização	(*)	6,00 a.a. + TR	5.186	2.000	200
Banco do Brasil	CDB	(*)	99,00 a			
			100,00 CDI	902	30.446	60.865
Banco do Brasil	Fundo de investimento	(*)	(**)	32.809	-	-
Banco do Brasil	Poupança	(*)	6,00 a.a. + TR	59	57	53
Caixa Econômica Federal.....	Fundo de investimento	(*)	(**)	235.137	-	-

Classe de consumidores

	Saldos vincendos	até 90 dias	de 91 até 360 dias	mais de 361 dias	Total	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Circulante								
Residencial.....	99.749	84.888	57.584	77.647	220.119	319.868	233.352	189.974
Industrial.....	41.988	17.843	16.700	39.402	73.945	115.933	92.255	81.555
Comércio, Serviços e Outras Atividades.....	52.400	30.755	19.040	25.735	75.530	127.930	94.566	86.116
Rural.....	4.603	6.070	6.712	7.684	20.466	25.069	17.874	11.883
Poder Público:								
Federal.....	3.964	1.451	232	97	1.780	5.744	3.582	3.363
Estadual.....	5.130	7.284	1.354	881	9.519	14.649	14.166	10.070
Municipal.....	16.114	11.084	5.371	2.775	19.230	35.344	27.193	22.397
Iluminação Pública.....	10.658	2.182	66	291	2.539	13.197	9.754	9.166
Serviço Público.....	5.181	12.008	2.192	3.324	17.524	22.705	12.425	6.904
(-) Ajuste a valor presente Lei nº 11.638/2007 (d).....	(133)	-	-	-	-	(133)	(172)	(674)
Redução de Tarifa - Irrigação e Aquicultura (b).....	-	-	-	-	-	-	14	43
Redução de Uso Sistema de Distribuição.....	11.273	-	-	-	-	11.273	1.459	-
Subtotal - Consumidores	250.927	173.565	109.251	157.836	440.652	691.579	506.468	421.212
Participação financeira do consumidor.....	548	177	98	380	655	1.203	1.067	2.626
Comercialização na CCEE (a).....	1.848	-	-	-	-	1.848	758	549
Programa emergencial de redução do consumo.....	-	-	-	67	67	67	67	67
Encargos de capacidade emergencial.....	-	-	-	453	453	453	494	646
Concessionárias e permissionárias.....	10	-	-	-	-	10	10	10
Encargos de uso da rede elétrica.....	5.204	-	-	-	-	5.204	6.919	517
Outros.....	1.552	4.683	2.532	2.949	10.164	11.716	4.592	5.487
Total	260.089	178.425	111.881	161.685	451.991	712.080	520.375	431.114
Não circulante								
Consumidores.....	23.681	-	-	-	-	23.681	30.366	24.567
(-) Ajuste a valor presente Lei nº 11.638/2007 (d).....	(1.613)	-	-	-	-	(1.613)	(1.883)	(1.814)
Participação financeira do consumidor.....	652	-	-	-	-	652	658	721
Redução de Tarifa - Irrigação e Aquicultura (b).....	20	-	-	-	-	20	-	-
Comercialização na CCEE (a).....	3.651	-	-	-	-	3.651	4.373	4.339
Outros.....	324	-	-	-	-	324	330	199
Total	26.715	-	-	-	-	26.715	33.844	28.012

Do valor total de contas a receber R\$ 143.603 em 2010 (R\$ 124.686 em 2009) se referem a renegociações.

(a) Comercialização na CCEE

O saldo da conta de consumidores inclui o registro dos valores referentes à comercialização de energia no circulante e não circulante, no montante de R\$ 5.499, com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE até o mês de dezembro de 2010. De acordo com a Resolução ANEEL nº 552, de 14/10/2002, os valores das transações de energia de curto prazo não liquidadas nas datas programadas deverão ser negociados bilateralmente entre os agentes de mercado.

As operações de compra e venda de energia elétrica praticadas no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, após os ajustes divulgados pela CCEE, tiveram seu processo de liquidação concluído em julho de 2003, as demais operações de compra e venda de energia elétrica praticadas no exercício de 2010, estão sendo liquidadas mensalmente.

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

(b) Subsídio a Irrigantes

A Resolução Normativa nº 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".

Saldo em 1/1/2009: 43

Apropriado no exercício..... 2

Atualizado no exercício..... (3)

Amortizado no exercício..... (28)

Saldo em 31/12/2009: 14

Apropriado no exercício..... 22

Atualizado no exercício..... 2

Amortizado no exercício..... (20)

Saldo no final do exercício..... 20

(c) Ajuste a valor presente

Refere-se ao valor de ajuste para os contratos renegociados sem a inclusão de juros. Para o desconto a valor presente utilizou-se uma taxa de 12,81% a.a., que representa o custo médio ponderado de capital do setor (WACC), que a ANEEL considera como a taxa de retorno adequada para os serviços de distribuição de energia, cuja metodologia está definida na Resolução ANEEL nº 234 de 31/10/2006. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado na situação atual. A Administração da Companhia entende que essa taxa de desconto representa adequadamente o custo de capital. Tendo em vista a natureza, complexidade e volume das renegociações a divulgação do fluxo de caixa e sua temporalidade foi omitida, uma vez que o efeito líquido do AVP não é relevante.

8. TÍTULOS A RECEBER

	Circulante			Não circulante		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Créditos adquiridos de terceiros (a).....	-	-	-	76.592	76.592	143.005
(-) Deságio (a).....	-	-	-	(39.696)	(39.696)	(102.994)
Outros títulos a receber.....	5.366	2.178	2.172	1.926	1.927	2.142
Total	5.366	2.178	2.172	38.822	38.823	42.153

(a) Com a finalidade de compensação de impostos e contribuições administrados pela Secretaria da Receita Federal, a Companhia

	31/12/2010		31/12/2009	
	Imposto de renda	Contribuição Social	Total	
(-) Excluídas				
Outras excluídas.....	2.236	805	3.041	
Total das excluídas.....	2.236	805	3.041	
Imposto de renda e contribuição social do exercício.....	14.855	12.260	27.115	
Imposto de renda e contribuição social corrente.....	1.857	-	1.857	(1.759)
Imposto de renda e contribuição social diferidos.....	12.998	12.260	25.258	18.851
Imposto de renda e contribuição social no resultado.....	14.855	12.260	27.115	17.092
11.5. Encargos de reavaliação				
Imposto de Renda				
Reserva de reavaliação..	1.345.140	1.345.140		
(-) Reversão de reavaliação anterior.....	(320.430)	(320.430)		
(-) Depreciação / baixas.....	(444.159)	(444.159)		
Base de cálculo.....	580.551	580.551		
Alíquotas.....	25%	9%		
Encargos tributários.....	145.137	52.250	197.387	230.666

12. REDUÇÃO DE RECEITA - BAIXA RENDA

Subvenção a Baixa Renda - Tarifa Social: O Governo Federal, através da Lei nº 10.438, de 26/4/2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda, o que causou uma redução na receita operacional da Companhia, compensada através do Decreto Presidencial nº 4.538, de 23/12/2002, em que foram definidas as fontes para concessão e subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda, com consumo mensal inferior a 80 kWh ou com consumo entre 80 e 220 kWh, nesse último caso desde que atendam a alguns critérios conforme estabelecido no artigo 5º da Lei nº 10.604, de 17/12/2002.

Segue, abaixo, a movimentação no exercício:

	31/12/2010	31/12/2009
Saldo em 1/1/2009.....	11.500	
Valor provisionado.....	4.618	
Valor homologado.....	44.566	
Valor recebido.....	(38.757)	
Saldo em 31/12/2009.....	21.927	
Valor provisionado.....	6.697	
Valor homologado.....	49.540	
Valor recebido.....	(63.103)	
Saldo em 31/12/2010.....	15.061	

13. SUB-ROGAÇÃO DA CCC

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

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

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

Na 1ª Fase a Companhia possui recurso aprovado da sub-rogação no valor de R\$ 184.660 para realizar as seguintes obras:

- LT/Distribuição Tucuruí - Cametá - 138 kV - CS - Condutor 336,4 MCM - Pára-Raios 5/16" - 206km (conversão de 69 para 138 kV), valor sub-rogado R\$ 9.598.
- LT/Distribuição Parada do Bento/Portel/Breves - 138 kV - CS - Condutor 477,0 MCM Pára-Raios 5/16" - 260 km, valor sub-rogado R\$ 90.077.
- LT/Distribuição Portel/Bagre - 34,5 kV - CS - Condutor 4/0 AWG - Penguin - 85 km, valor sub-rogado R\$ 8.067.

Obra	Status	Valor aplicado	Valor sub-rogado	Valor recebido	Valor a receber 31/12/2010	Valor a receber 31/12/2009
LT/D - Tucuruí/Cametá.....	Em curso	8.513	9.598	-	9.598	9.598
LT/D - Parada do Bento/Portel/Breves.....	Em curso	78.622	90.077	-	90.077	90.077
LT/D - Portel/Bagre.....	Em curso	8.166	8.067	-	8.067	8.067
LT/D - Breves/Melgaço.....	Em curso	3.306	3.796	-	3.796	3.796
LT/D - Breves/Curralinho.....	Em curso	10.162	10.440	-	10.440	10.440
Subestação - Tucuruí/Vila.....	Em curso	3.045	6.873	-	6.873	6.873
Subestação - Cametá.....	Em curso	3.922	9.000	-	9.000	9.000
Subestação - Portel.....	Em curso	6.745	15.525	-	15.525	15.525
Subestação - Breves.....	Em curso	7.545	13.876	-	13.876	13.876
Subestação - Bagre.....	Em curso	842	1.998	-	1.998	1.998
Subestação - Melgaço.....	Em curso	842	1.998	-	1.998	1.998
Subestação - Curralinho.....	Em curso	856	1.998	-	1.998	1.998
Subestação - Parada do Bento.....	Em curso	5.943	11.414	-	11.414	11.414
Subtotal - 1ª fase.....		138.509	184.660		184.660	184.660
LT/D - UHE - Tucuruí/Parada do Bento.....	Em curso	-	39.197	-	39.197	39.197
LT/D - Anajás/Afuá.....	Em curso	-	35.801	-	35.801	35.801
LT/D - Anajás/Cachoeira do Arari.....	Em curso	-	37.233	-	37.233	37.233
LT/D - Breves/Anajás.....	Em curso	-	34.369	-	34.369	34.369
LT/D - Cachoeira do Arari/Ponta de Pedras.....	Em curso	-	15.752	-	15.752	15.752
LT/D - Cachoeira do Arari/Salvaterra.....	Em curso	-	22.913	-	22.913	22.913
LT/D - Salvaterra/Soure.....	Em curso	-	992	-	992	992
LT/D - Ponta de Pedras/Muaná.....	Em curso	-	4.961	-	4.961	4.961
LT/D - Muaná/São Sebastião da Boa Vista.....	Em curso	-	4.961	-	4.961	4.961
LT/D - Afuá/Chaves.....	Em curso	-	5.953	-	5.953	5.953
LT/D - Cachoeira do Arari/Santa Cruz do Arari.....	Em curso	-	6.450	-	6.450	6.450
Subestação - Anajás.....	Em curso	-	12.976	-	12.976	12.976
Subestação - Parada do Bento.....	Em curso	-	3.955	-	3.955	3.955
Subestação - Tucuruí.....	Em curso	-	4.333	-	4.333	4.333
Subestação - Afuá.....	Em curso	-	10.824	-	10.824	10.824
Subestação - Chaves.....	Em curso	-	1.786	-	1.786	1.786
Subestação - Cachoeira do Arari.....	Em curso	-	13.567	-	13.567	13.567
Subestação - Santa Cruz do Arari.....	Em curso	-	1.786	-	1.786	1.786
Subestação - Salvaterra.....	Em curso	-	14.195	-	14.195	14.195
Subestação - Soure.....	Em curso	-	2.459	-	2.459	2.459
Subestação - Ponta de Pedras.....	Em curso	-	10.090	-	10.090	10.090
Subestação - Muaná.....	Em curso	-	2.406	-	2.406	2.406
Subestação - São Sebastião da Boa Vista.....	Em curso	-	1.998	-	1.998	1.998
Subtotal - 2ª fase.....			288.957		288.957	288.957
Total.....			138.509		473.617	473.617

14. OUTROS ATIVOS

	31/12/2010	31/12/2009	Circulante	Não circulante
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010
Valores a recuperar de empregados.....	4.481	2.078	3.338	-
Desativações em curso (a).....	34.773	11.764	9.275	-
Alienação de bens e direitos.....	282	300	535	-
Cheques em cobrança especial.....	902	991	549	-
Rendas a receber.....	9.150	5.119	4.174	-
Adiantamento fornecedores.....	2.603	3.003	738	-
Adiantamento diversos.....	851	5.786	520	-
Recolhimento a maior PIS.....	75	41	113	-
Recolhimento a maior COFINS (b).....	9.732	9.291	10.450	-
Recolhimento a maior RGR.....	-	-	282	-
Recolhimento a maior FGTS.....	51	51	4	-
Títulos e valores mobiliários.....	-	-	-	1.226
Prêmios de seguros.....	342	1.284	45	-
Garantia liquidação nas operações CCEE.....	24.047	163	77	-
Créditos em conta de energia elétrica.....	3.695	3.427	3.762	-
Ativos mantidos para venda.....	934	1.716	2.096	-
MTM - Operações de Swap - Ajustes à Lei 11.638/2007.....	-	-	-	72
Despesas pagas antecipadamente.....	39	38	38	-
Custos de geração térmica.....	-	-	-	11.951
Outros créditos a receber.....	83	66	110	893
Total.....	92.040	45.118	36.106	14.070

(a) Refere-se às desativações relativas às UAR (Unidades de Adição e Retirada), determinadas por motivos técnico-operacionais e sinistro, que se encontram em fase de análise e recuperação para o retorno ao imobilizado ou realização.

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

15. 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 estricto 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 DENNERGE - Desenvolvimento Energético S.A. ("DENNERGE") e a Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. ("EDEV") e a Empresa de Energia Elétrica do Arari, prevê cláusulas que requerem a manutenção de determinados limites operacionais dentro de parâmetros pré-estabelecidos envolvendo a Companhia.

A Administração da Companhia acompanha tempestivamente (mensal) esses limites operacionais, como forma de monitoramento e remediação com o FI-FGTS, quando necessário. Em 31/12/2010, os limites operacionais do acordo foram atendidos.

As operações com o acionista não controlador, Eletrobrás, estão detalhadas na nota explicativa nº 21 - Empréstimos, financiamentos e encargos.

15.1. Transações e saldos com empresas relacionadas

	Relacionamento	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Receitas financeiras.....		34.199	46.846	65.801
Despesas financeiras.....		(12.024)	(2.299)	(10)
SALDOS ATIVOS				
Não circulante				
Valores a recuperar:				
Rede Energia S.A.....	Controladora indireta	-	7.926	7.926

- LT/Distribuição Breves/Melgaço - 34,5 kV - CS - Condutor 4/0 AWG - Penguin - 40 km, valor sub-rogado R\$ 3.796.
 - LT/Distribuição Breves/Curralinho - 34,5 kV - CS - Condutor 4/0 AWG - Penguin - 110 km, valor sub-rogado R\$ 10.440.
 - Subestação Tucuruí - Vila 69/138 kV - 25/30 MVA, valor sub-rogado R\$ 6.873.
 - Subestação Cametá 138/13,8 kV - 20/25 MVA - 5 MVAR - 138kV, valor sub-rogado R\$ 9.000.
 - Subestação Portel 138/13,8 kV - 3 MVA, valor sub-rogado R\$ 15.525.
 - Subestação Breves 138/13,8 kV - 10/12,5 MVA - 13,8/34,5 kV - 3 MVA, valor sub-rogado R\$ 13.876.
 - Subestação Bagre 34,5/13,8 kV - 3 MVA, valor sub-rogado R\$ 1.998.
 - Subestação Melgaço - 34,5/13,8 kV - 3 MVA, valor sub-rogado R\$ 1.998.
 - Subestação Curralinho - 34,5/13,8 kV - 3 MVA, valor sub-rogado R\$ 1.998.
 - Subestação Parada do Bento - 138/13,8 kV - 5/6,25 MVA, valor sub-rogado R\$ 11.414.
- Para a 2ª Fase do projeto a Companhia possui recurso aprovado da sub-rogação no valor de R\$ 288.957 para realizar as seguintes obras:
- LT/Distribuição Tucuruí - UHE Parada do Bento - 138 kV - CS Condutor 336,4 MCM - Pára-Raios 5/16" - 132 km, valor sub-rogado R\$ 39.197.
 - LT/Distribuição Anajás - Afuá - 138 kV - CS - Condutor 336,4 MCM - Pára-Raios 5/16" - 125 km, valor sub-rogado R\$ 35.801.
 - LT/Distribuição Anajás - Cachoeira do Arari - 138 kV - CS - Condutor 336,4 MCM - Pára-Raios 5/16" - 130 km, valor sub-rogado R\$ 37.233.
 - LT/Distribuição Breves - Anajás - 138 kV - CS - Condutor 336,4 MCM - Pára-Raios 5/16" - 120 km, valor sub-rogado R\$ 34.369.
 - LT/Distribuição Cachoeira do Arari - Ponta de Pedras - 138 kV - CS - Condutor 336,4 MCM - Pára-Raios 5/16" - 55 km, valor sub-rogado R\$ 15.752.
 - LT/Distribuição Cachoeira do Arari - Salvaterra - 138 kV - CS - Condutor 336,4 MCM - Pára-Raios 5/16" - 80 km, valor sub-rogado R\$ 22.913.
 - LT/Distribuição Salvaterra - Soure - 34,5 kV - S - Condutor 4/0 AWG - Penguin - 10 km, valor sub-rogado R\$ 992.
 - LT/Distribuição Ponta de Pedras - Muaná - 34,5 kV - CS - Condutor 4/0 AWG - Penguin - 50 km, valor sub-rogado R\$ 4.961.
 - LT/Distribuição Muaná - São Sebastião da Boa Vista - 34,5 kV - CS - Condutor 4/0 AWG - Penguin - 50 km, valor sub-rogado R\$ 4.961.
 - LT/Distribuição Afuá - Chaves - 34,5 kV - CS - Condutor 4/0 AWG - Penguin - 60 km, valor sub-rogado R\$ 5.953.
 - LT/Distribuição Cachoeira do Arari - Santa Cruz do Arari - 34,5 kV - CS - Condutor 4/0 AWG - Penguin - 65 km, valor sub-rogado R\$ 6.450.
 - Subestação Anajás 138/13,8 kV - 5/6,25 MVA, valor sub-rogado R\$ 12.976.
 - Subestação Parada do Bento - Bay de LT 138 kV - e Bay de Reator 130 kV - 5 MVAR, valor sub-rogado R\$ 3.955.
 - Subestação Tucuruí - UHE Bay Parada do Bento - 138 kV, valor sub-rogado R\$ 4.333.
 - Subestação Afuá 138/13,8 kV - 5/6,25 MVA - 13,8/34,5 kV - 3 MVA, valor sub-rogado R\$ 10.824.
 - Subestação Chaves - 34,5/13,8 kV - 3 MVA, valor sub-rogado R\$ 1.786.
 - Subestação Cachoeira do Arari 138/13,8 kV - 5/6,25 MVA - 13,8/34,5 kV - 3 MVA, valor sub-rogado R\$ 13.567.
 - Subestação Santa Cruz do Arari - 34,5/13,8 kV - 3 MVA, valor sub-rogado R\$ 1.786.
 - Subestação Salvaterra 138/13,8 kV - 10/12,5 MVA - 138/34,5 kV - 10/12,5 MVA, valor sub-rogado R\$ 14.195.
 - Subestação Soure - 34,5/13,8 kV - 7,5/9,4 MVA, valor sub-rogado R\$ 2.459.
 - Subestação Ponta de Pedras - 138/13,8 kV - 10/12,5 MVA - 13,8/34,5 kV - 3 MVA, valor sub-rogado R\$ 10.090.
 - Subestação Muaná - 34,5/13,8 kV - 3 MVA, valor sub-rogado R\$ 2.406.
 - Subestação São Sebastião da Boa Vista - 34,5/13,8 kV - 3 MVA, valor sub-rogado R\$ 1.998.

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

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

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

	Status	Valor aplicado	Valor sub-rogado	Valor recebido	Valor a receber 31/12/2010	Valor a receber 31/12/2009
Em curso		8.513	9.598	-	9.598	9.598
Em curso		78.622	90.077	-	90.077	90.077
Em curso		8.166	8.067	-	8.067	8.067
Em curso		3.306	3.796	-	3.796	3.796
Em curso		10.162	10.440	-	10.440	10.440
Em curso		3.045	6.873	-	6.873	6.873
Em curso		3.922	9.000	-	9.000	9.000
Em curso		6.745	15.525	-	15.525	15.525
Em curso		7.545	13.876	-	13.876	13.876
Em curso		842	1.998	-	1.998	1.998
Em curso		842	1.998	-	1.998	1.998
Em curso		856	1.998	-	1.998	1.998
Em curso		5.943	11.414	-	11.414	11.414
Subtotal - 1ª fase.....		138.509	184.660		184.660	184.660
Em curso		-	39.197	-	39.197	39.197
Em curso		-	35.801	-	35.801	35.801
Em curso		-	37.233	-	37.233	37.233
Em curso		-	34.369	-	34.369	34.369
Em curso		-	15.752	-	15.752	15.752
Em curso		-	22.913	-	22.913	22.913
Em curso		-	992	-	992	

	1/1/2009	Adições	Baixas	Transfe- rências	31/12/2009
Em serviço:					
Custo					
Geração.....	33.227	-	(2.822)	2.932	33.337
Distribuição.....	2.781.203	-	(30.044)	362.583	3.113.742
Comercialização.....	20.437	-	(781)	1.122	20.778
Administração.....	69.951	-	(1.204)	5.355	74.102
Subtotal	2.904.818	-	(34.851)	371.992	3.241.959
(-) Obrigações vinc. à concessão.....	(493.575)	(437)	5.532	(104.840)	(593.320)
Total do custo	2.411.243	(437)	(29.319)	267.152	2.648.639
(-) Amortização					
Geração.....	(7.471)	(1.485)	1.013	33	(7.910)
Distribuição.....	(765.343)	(138.303)	7.508	(38)	(896.176)
Comercialização.....	(6.022)	(910)	297	-	(6.635)
Administração.....	(36.571)	(4.139)	980	5	(39.725)
Subtotal	(815.407)	(144.837)	9.798	-	(950.446)
Obrigações vinc. à concessão	18.280	26.801	(2.428)	-	42.653
Total da amortização	(797.127)	(118.036)	7.370	-	(907.793)
Total em serviço	1.614.116	(118.473)	(21.949)	267.152	1.740.846
Em Curso:					
Geração.....	5.149	2.389	(171)	(2.294)	5.073
Distribuição.....	752.191	379.763	(20.323)	(362.216)	749.415
Comercialização.....	1.290	263	(8)	(1.122)	423
Administração.....	4.054	8.525	(35)	(6.360)	6.184
Subtotal	762.684	390.940	(20.537)	(371.992)	761.095
Obrigações vinc. à concessão	(358.735)	(109.947)	11.874	104.840	(351.968)
Total em curso	403.949	280.993	(8.663)	(267.152)	409.127
Total	2.018.065	162.520	(30.612)	-	2.149.973

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
	Valor líquido	Valor líquido	Valor líquido
	Ativo intangível	Ativo financeiro	Ativo intangível
Em serviço:			
Terras.....	19.001	44	12.100
Edificações, obras civis e benfeitorias.....	104.299	50.769	51.614
Máquinas e equipamentos.....	3.657.793	2.015.081	1.868.662
Veículos.....	12.703	4.330	2.693
Móveis e utensílios.....	8.258	3.348	2.744
Servidões.....	15.654	5.048	3.787
Softwares.....	10.820	-	-
(-) Obrigações vinculadas à concessão ..	(924.738)	(31.811)	(19.610)
Subtotal	2.903.790	1.623.815	1.473.865
Em curso:			
Terras.....	1.015	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias.....	1.872	-	7.442
Máquinas e equipamentos.....	580.039	564.297	621.378
Veículos.....	5.458	2	11
Móveis e utensílios.....	1.301	1.010	1.392
Material em depósito.....	104.159	72.264	79.151
Servidões.....	258	246	2.160
Softwares.....	10.925	5.035	2.705
Outros.....	107.807	109.340	50.206
(-) Obrigações vinculadas à concessão ..	(383.441)	(351.969)	(358.735)
Subtotal	429.393	409.125	403.950
Total	3.333.183	2.053.208	1.877.815

Faixas de servidões: são direitos de passagem para linhas de transmissão associadas à distribuição na área de concessão da Companhia, e em áreas urbanas e rurais particulares, constituídos por indenização em favor do proprietário do imóvel. Como estas têm vida útil indefinida não são amortizados, apenas sujeitos a teste de recuperabilidade econômica anual.

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 através de arrendamentos mercantis financeiros, cujos valores são imateriais. O arrendamento financeiro reconhecido na transição da Lei 11.638/2007 encontra-se totalmente depreciado.

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

	Taxas médias de amortização (*)	Custo	(-) Ativo financeiro líquido	(-) Amortização acumulada	Subtotal	(-) Obrigaçõesvinculadas à concessão líquido	31/12/2010 Valor líquido	31/12/2009 Valor líquido	1/1/2009 Valor líquido
Em serviço:									
Geração.....	4,38%	25.755	(3.649)	(6.990)	15.116	(53)	15.063	20.847	21.246
Distribuição.....	4,60%	3.701.423	(291.692)	(1.022.133)	2.387.598	(815.247)	1.572.351	1.503.999	1.417.526
Comercialização.....	3,30%	20.862	(5.674)	(7.468)	7.720	(229)	7.491	8.294	8.370
Administração.....	5,09%	80.489	(6.627)	(44.706)	29.156	(246)	28.910	27.699	26.723
Subtotal		3.828.529	(307.642)	(1.081.297)	2.439.590	(815.775)	1.623.815	1.560.839	1.473.865
Em curso:									
Geração.....		4.484	-	-	4.484		4.484	5.073	5.149
Distribuição.....		789.197	-	-	789.197	(383.442)	405.755	397.446	393.456
Comercialização.....		230	-	-	230		230	423	1.290
Administração.....		18.924	-	-	18.924		18.924	6.183	4.055
Subtotal		812.835	-	-	812.835	(383.442)	429.393	409.125	403.950
Total		4.641.364	(307.642)	(1.081.297)	3.252.425	(1.199.217)	2.053.208	1.969.964	1.877.815

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

As taxas de amortização são determinadas com base nas principais taxas anuais de amortização por macroatividade, de acordo com a Resolução ANEEL nº 367/2009, sendo as seguintes:

	Taxas anuais de depreciação %
Geração:	
Equipamento geral.....	10,00
Reservatórios, barragens e adutoras.....	2,00
Turbina hidráulica.....	2,50
Distribuição:	
Barra de capacitores.....	5,00 - 6,70
Chave de distribuição.....	3,30 - 6,70
Condutor do sistema.....	2,50 - 5,00
Estrutura do sistema.....	2,50 - 5,00
Regulador de tensão.....	3,50 - 4,80
Transformador de distribuição.....	5,00
Comercialização:	
Equipamento geral.....	10,00
Edificações.....	4,00
Administração central:	
Veículos.....	20,00
Equipamento geral.....	10,00

Dos bens vinculados à concessão
De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26/2/1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, 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

	Ativo intangível	Ativo financeiro	Total
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Participação do consumidor.....	(45.204)	(35.575)	(25.447)
Participação da União.....	(6.365)	(6.539)	(7.008)
Participação do Estado.....	(2.789)	(2.685)	(2.775)
Participação dos Municípios.....	(60.561)	(62.034)	(66.327)
Doações e subv. destinadas a invest. do serv. concedido.....	(2.427)	(2.473)	(2.174)
Programa de Eficiência Energética - PEE.....	(50)	(71)	(93)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D.....	(86)	(92)	(103)
Universalização do serviço público de energia elétrica (a).....	(942.254)	(758.271)	(708.108)
Outros.....	(139.481)	(1.533)	(2.465)
Total	(1.199.217)	(869.273)	(814.420)

* Vide item Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica "Luz para Todos".

Reavaliação

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

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

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

	Laudo de avaliação	Valor residual	Incremento
Geração.....	22.819	15.709	7.110
Distribuição.....	1.497.612	934.207	563.405
Comercialização.....	13.870	8.982	4.888
Administração.....	52.726	43.160	9.566
Total	1.587.027	1.002.058	584.969

Impostos diferidos..... (196.055)

Reavaliação anterior..... 295.652

Provisão de impostos sobre reserva de reavaliação de bens não depreciáveis..... (3.021)

Realização da reserva de reavaliação - líquida de impostos diferidos (depreciação/baixas)..... (293.145)

Reserva de reavaliação registrada no Patrimônio Líquido em 31/12/2010 **388.400**

O efeito no resultado do exercício, oriundo das amortizações, baixas e alienações, foi de R\$ 33.805, líquido dos efeitos tributários (R\$ 30.795 em 2009).

	31/12/2009	Adições	Baixas	Transfe- rências	31/12/2010
Em serviço:					
Custo					
Geração.....	33.337	-	(11.757)	4.174	25.754
Distribuição.....	3.113.742	-	(124.897)	712.578	3.701.423
Comercialização.....	20.778	-	(49)	132	20.861
Administração.....	74.102	-	(81)	6.468	80.489
Subtotal	3.241.959	-	(136.784)	723.352	3.828.527
(-) Obrigações vinc. à concessão.....	(593.320)	(3)	-	(331.415)	(924.738)
Total do custo	2.648.639	(3)	(136.784)	391.937	2.903.789
(-) Amortização					
Geração.....	(7.910)	(1.311)	2.232	-	(6.989)
Distribuição.....	(896.176)	(153.377)	27.420	-	(1.022.133)
Comercialização.....	(6.635)	(880)	47	-	(7.468)
Administração.....	(39.725)	(5.052)	71	-	(44.706)
Subtotal	(950.446)	(160.620)	29.770	-	(1.081.296)
Obrigações vinc. à concessão	42.653	34.498	-	-	77.151
Total da amortização	(907.793)	(126.122)	29.770	-	(1.004.145)
Total em serviço	1.740.846	(126.125)	(107.014)	391.937	1.899.644
Em Curso:					
Geração.....	5.073	3.369	(825)	(3.133)	4.484
Distribuição.....	749.415	799.613	(44.192)	(715.639)	789.197
Comercialização.....	423	43	(100)	(137)	229
Administração.....	6.184	17.214	(31)	(4.443)	18.924
Subtotal	761.095	820.239	(45.148)	(723.352)	812.834
Obrigações vinc. à concessão	(351.968)	(406.624)	43.738	331.415	(383.439)
Total em curso	409.127	413.615	(1.410)	(391.937)	429.395
Total	2.149.973	287.490	(108.424)	-	2.329.039

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

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
	Valor líquido	Valor líquido	Valor líquido
	Ativo intangível	Ativo financeiro	Ativo intangível
Em serviço:			
Terras.....	19.001	44	12.100
Edificações, obras civis e benfeitorias.....	16.140	50.769	51.614
Máquinas e equipamentos.....	2.618.955	2.015.081	1.868.662
Veículos.....	12.703	4.330	2.693
Móveis e utensílios.....	8.258	3.348	2.744
Servidões.....	15.654	5.048	3.787
Softwares.....	10.820	-	-
(-) Obrigações vinculadas à concessão ..	(924.738)	(31.811)	(19.610)
Subtotal	2.903.790	1.623.815	1.473.865
Em curso:			
Terras.....	1.015	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias.....	1.872	-	7.442
Máquinas e equipamentos.....	580.039	564.297	621.378
Veículos.....	5.458	2	11
Móveis e utensílios.....	1.301	1.010	1.392
Material em depósito.....	104.159	72.264	79.151
Servidões.....	258	246	2.160
Softwares.....	10.925	5.035	2.705
Outros.....	107.807	109.340	50.206
(-) Obrigações vinculadas à concessão ..	(383.441)	(351.969)	(358.735)
Subtotal	429.393	409.125	403.950
Total	3.333.183	2.053.208	1.877.815

Faixas de servidões: são direitos de passagem para linhas de transmissão associadas à distribuição na área de concessão da Companhia, e em áreas urbanas e rurais particulares, constituídos por indenização em favor do proprietário do imóvel. Como estas têm vida útil indefinida não são amortizados, apenas sujeitos a teste de recuperabilidade econômica anual.

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.

	20. IMPOSTOS, CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS E PARCELAMENTOS					
	Circulante			Não circulante		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Tributos correntes:						
ICMS.....	42.974	55.704	51.036	-	-	-
Previdência social.....	4.147	3.168	3.286	-	-	-
FGTS.....	818	723	676	-	175	174
PIS.....	6.144	1.350	1.758	-	-	-
COFINS.....	28.300	6.214	8.098	-	-	-
Imposto de renda.....	-	974	2.912	-	-	-
Contribuição social.....	1.359	-	1.091	-	-	-
ISS.....	666	97	685	-	-	-
Outros.....	892	1.855	1.016	-	-	-
Subtotal	85.300	70.085	70.558	-	175	174
Parcelamento de impostos e contribuições:						
ICMS (a).....	41.816	32.314	5.458	52.749	43.085	4.548
PAEX (b).....	-	-	70.107	-	-	451.421
Parcelamento Lei 11.941/2009 (b)	63.024	58.065	-	145.807	237.240	-
Parcelamento ordinário	-	-	-	-	-	-
- PIS (c).....	3.507	3.174	-	9.810	12.168	-
Parcelamento ordinário	-	-	-	-	-	-
- COFINS (c) ..	16.020	14.621	-	45.228	56.045	-
Parcelamento ordinário	-	-	-	-	-	-
- CPMF (c).....	1.595	-	-	9.203	-	-
Outros.....	-	-	-	175	-	-
Subtotal	125.962	108.174	75.565	262.972	348.538	455.969
Total	211.262	178.259	146.123	262.972	348.713	456.143

(a) Repactuação de parcelamentos existentes e inclusão de débitos referente aos meses de dez/2009 e jan/2010 concedidos pela Secretaria Executiva de Estado da Fazenda do Estado do Pará, com prazos de amortização de 36 meses, com parcelas mensais e sucessivas, com vencimento da primeira parcela ocorrendo em 30/5/2010 e a última parcela vencendo em 30/5/2013, sendo corrigidos pela SELIC - Sistema Especial de Liquidação e Custódia acrescida de 1%.

(b) Refere-se a Saldos remanescentes do Parcelamento Excepcional - PAEX mantidos junto a Receita Federal do Brasil (RFB), Procuradoria Geral da Fazenda Nacional (PGFN) e Previdência Social, em função da adesão, em setembro de 2009, ao novo parcelamento instituído pela Lei nº 11.941, de 27/5/2009, que dispõe sobre o pagamento e o parcelamento de débitos em até 180 meses (15 anos), com reduções que variam de 20% a 100% de multa de mora e ofício, multas isoladas, juros de mora e encargo legal de acordo com o prazo e modalidade de parcelamento vigente. Os valores de multa de mora ou de ofício, multas isoladas, juros de mora e encargo legal contabilizados como obrigação e baixados contra o resultado do período em decorrência das reduções concedidas, não são computados na base de cálculo do IRPJ, da CSLL, da Contribuição para o PIS/PASEP e da Contribuição para a COFINS.

21. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E ENCARGOS

21.1. Composição

	31/12/2010		31/12/2009		1/1/2009	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Moeda nacional:						
BNDES - URTJLP.....	454	193.946	-	76.960	-	-
BNDES - PRÉ.....	56	46.440	-	23.040	-	-
Eletrobrás.....	34.447	293.900	25.458	194.470	32.350	146.204
FINAME.....	1.608	2.228	1.605	3.802	665	1.781
Capital de giro - CDI.....	417.085	241.230	287.825	123.749	233.645	107.401
Capital de giro - IPCA.....	16.667	26.389	7.216	43.055	-	-
Capital de giro - Pré.....	45.410	6.500	22.557	13.200	-	-
Capital de giro - TR.....	-	-	156	-	3.880	154
Arrendamento mercantil.....	4.056	6.776	1.378	2.611	1.638	1.719
FNO.....	341	62.598	167	34.971	64	34.439
FDE.....	795	1.546	1.838	2.052	2.699	3.668
Total moeda nacional	520.919	881.553	348.200	517.910	274.941	295.366
Moeda estrangeira:						
BID.....	53.622	97.735	54.703	156.572	36.836	280.917
Units Notes.....	10.774	10.053	11.637	21.011	1.518	42.301
Tesouro Nacional.....	3.519	35.111	3.927	40.069	5.910	58.312
Capital de Giro.....	-	-	5.568	-	49.426	5.772
Arrendamento mercantil.....	-	-	820	-	560	1.093
Subtotal	67.915	142.899	76.655	217.652	94.250	388.395
(-) Custo de transação.....	(169)	(20)	(200)	(221)	(218)	(385)
Total moeda estrangeira	67.746	142.879	76.455	217.431	94.032	388.010
Total geral	588.665	1.024.432	424.655	735.341	368.973	683.376
Principal.....	573.724	1.024.452	404.548	735.562	344.979	683.761
Encargos.....	14.941	(20)	20.107	(221)	23.994	(385)
21.2. Composição do saldo devedor por moeda e indexador						
	31/12/10	%	31/12/09	%	1/1/09	%
Moeda nacional:						
URTJLP.....	194.400	13,86	76.960	8,89	-	-
UFIR.....	328.348	23,41	219.929	25,39	167.451	29,36
CDI.....	669.089	47,71	415.041	47,92	344.403	60,39
IPCA.....	43.056	3,07	50.272	5,80	-	-
TR.....	-	-	156	0,02	4.034	0,71
TJLP.....	6.176	0,44	9.518	1,10	8.813	1,55
PRÉ-FIXADO.....	161.403	11,51	94.234	10,88	34.503	6,05
SELIC.....	-	-	-	-	11.103	1,95
Subtotal	1.402.472	100,00	866.110	100,00	570.307	100,00
Moeda estrangeira:						
lone	-	-	5.568	1,89	55.198	11,44
PRÉ-FIXADO.....	-	-	-	-	-	-
Dólar norte-americano						
LIBOR.....	65.393	31,02	18.553	6,30	23.499	4,87
PRÉ-FIXADO.....	145.421	68,98	270.186	91,80	403.948	83,69
Subtotal	210.814	100,00	294.307	100,00	482.645	100,00
Total	1.613.286		1.160.417		1.052.952	

Os índices, base de atualização dos empréstimos e financiamentos, apresentaram as seguintes variações durante o exercício:

	31/12/2010	31/12/2009	Variação %	1/1/2009
URTJLP (Unidade de Referência - Taxa de Juros de Longo Prazo).....	-	0,12	0,24	-
TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo).....	6,00	6,12	6,25	-
TR (Taxa Referencial).....	0,69	0,71	1,63	-
CDI (Certificado de Depósito Interbancário).....	9,76	9,88	12,38	-
IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo).....	5,91	4,31	5,90	-
LIBOR (London Interbank Offered Rate).....	0,34	0,70	2,95	-
US\$ (Dólar norte-americano).....	(4,31)	(25,49)	31,94	-
IEINE.....	8,41	(27,10)	62,89	-

21.3. Detalhamento dos empréstimos e financiamentos

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

b. Eletrobrás: empréstimos tomados para a implementação do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica "Luz para Todos", instituído pelo Decreto nº 4.873, de 11/11/2003, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e operacionalizado pela ELETROBRÁS, com recursos originários da Reserva Global de Reversão - RGR. A amortização dos contratos será em 120 parcelas mensais e sucessivas, com carência de 24 meses, vencendo a última parcela em maio/2022, com encargos de 6% a.a.. Em junho/2010 foi liberado R\$ 11.324 através do contrato ECF-2812/2010 com carência de 36 meses e vencimento da última parcela em junho/2023 com encargos de 7% a.a..

c. BNDES: em dezembro/2009 foi firmado contrato com a finalidade de financiamento de obras de Distribuição e Transmissão em sua área de concessão no valor de R\$ 449.277, ao custo máximo de 3,57% a.a. acima da variação da TJLP vencendo a primeira parcela de amortização em janeiro/2012 e a última em dezembro/2019. Até dezembro/2010 foram liberados R\$ 240.385.

d. FNO: em dezembro de 2008 e agosto/2009 foram firmados contratos para financiamento de obras com recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Norte - FNO, através do Banco da Amazônia no valor total de R\$ 118.067, ao custo de 8,5% a.a.; com prazo máximo de 180 meses, sendo 38 meses de carência e 142 para amortização do principal, vencendo a última parcela em janeiro/2024. Até dezembro/2010 foram liberados R\$ 62.638.

e. FDE: em dezembro de 2003 e março/2004 foram firmados contratos para financiamento de obras com recursos do Fundo de Desenvolvimento Econômico do Estado do Pará - FDE, através do Banco do Estado do Pará no valor total de R\$ 2.627, ao custo de 5,0% a.a. acima da TJLP; com prazo máximo de 120 meses, sendo 36 meses de carência e 84 para amortização do principal, vencendo a última parcela em março/2014.

f. Tesouro nacional: Banco do Brasil S.A. - reestruturação de dívida externa, contrato inicial assinado em 31/12/1997, com taxas de juros que variam de 4,3% a 11% a.a., mais taxa Libor semestral acrescida da variação cambial, com amortização semestral, e vencimento da última parcela em abril/2024, com garantias de aval do Governo do Estado, receita própria e caução de parte da dívida.

Utilizando do benefício de redução de encargos a Companhia liquidou valores correspondentes a multas de mora ou de ofício, e a juros moratórios, inclusive relativos a débitos inscritos na Dívida Ativa da União - DAU, com utilização de créditos decorrentes de prejuízo fiscal e de base negativa da CSLL próprios em setembro de 2009, existindo o ganho oriundo deste benefício reconhecido no resultado do exercício de 2009 no montante de R\$ 141.247.

A prestação mínima proveniente do Parcelamento Excepcional de que tratam os arts. 1º e 8º da MP nº 303/2006 será o equivalente a 85% do valor da prestação devida no mês de novembro de 2008 e de R\$ 100,00, no caso dos demais débitos da pessoa jurídica, que vencerão no último dia útil de cada mês.

Computadas as prestações pagas durante a vigência do PAEX, os débitos que compõem os saldos remanescentes dos parcelamentos foram restabelecidos à data da solicitação do novo parcelamento, com os acréscimos legais devidos à época da ocorrência dos respectivos fatos geradores, computadas as reduções de juros, multas e do encargo legal assim como da liquidação de juros e multa com créditos decorrentes de prejuízo fiscal e base negativa de CSLL. O prazo do parcelamento ficou reduzido, em média, de 81 para 58 parcelas vincendas.

A primeira prestação foi paga no mês em que foi formalizado o pedido de adesão, produzindo efeitos nos requerimentos formulados com o correspondente pagamento da primeira prestação em valor não inferior ao estipulado na Lei. O valor de cada prestação será acrescido de juros correspondentes à variação da taxa SELIC.

Ademais, a Portaria Conjunta nº 15 de 1/9/2010, reabriu o prazo para desistência de ações judiciais e impugnação ou recursos administrativos até 30/9/2010 de que tratam o caput e o § 1º do art. 13 da Portaria Conjunta PGFN/RFB nº 6, de 22/7/2009, para os optantes pelos parcelamentos ou pagamento à vista previstos nos arts. 1º a 3º da Lei nº 11.941/2009, desde que tenham sido cumpridos os requisitos previstos na Portaria Conjunta PGFN/RFB nº 3, de 29/4/2010, e, sendo o caso, na Portaria Conjunta PGFN/RFB nº 11, de 24/6/2010, mediante a indicação dos respectivos débitos para parcelamento. A Companhia aguarda a homologação dos parcelamentos mantidos junto a Receita Federal do Brasil (RFB) e Procuradoria Geral da Fazenda Nacional (PGFN).

	RFB	PGFN	INSS	Total
Saldo remanescente PAEX 30/9/2009	294.876	192.594	13.097	500.567
Redução de encargos.....	(62.134)	(79.113)	-	(141.247)
Liquidação de encargos.....	(78.792)	(5.697)	-	(84.489)
Primeira parcela.....	(2.898)	(1.828)	-	(4.726)
Saldo consolidado em 30/9/2009	151.052	105.956	13.097	270.105
Encargos.....	3.400	2.403	313	6.116
Adição.....	33.261	-	-	33.261
Amortizações.....	(8.695)	(5.482)	-	(14.177)
Saldo consolidado em 31/12/2009	179.018	102.877	13.410	295.305
Encargos.....	11.014	7.413	1.193	19.620
Baixa créditos diferidos na liquidação encargos parcelamento Lei 11.941/2009.....	(23.295)	(8.271)	-	(31.566)
Reclassificação - parcelamento ordinário COFINS.....	(11.621)	-	-	(11.621)
Amortizações.....	(35.078)	(27.829)	-	(62.907)
Saldo consolidado em 31/12/2010	120.038	74.190	14.603	208.831

(c) Parcelamento ordinário: Parcelamento concedido pela Secretaria da Receita Federal do Brasil (RFB) referente saldo devedor de PIS e COFINS, protocolado em 25/11/2009, o qual será pago em 60 parcelas mensais, corrigidas pelo Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC, cujo primeiro pagamento ocorreu em 25/11/2009 e o último está previsto para ser liquidado em 30/10/2014 e CPMF, conforme parecer CDA/PGFN 544/2007, validando o parcelamento do tributo segundo as normas da Lei 10.522/2002, inclusive sobre aqueles concedidos com base no artigo 8º da MP 303/2006.

Vencimento:	31/12/2010	31/12/2009
2010.....	-	2.198
2011.....	4.056	2.611
2012.....	4.144	-
2013.....	2.632	-
Total	10.832	4.809

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

• Operações indexadas a CDI com taxa média ponderada de 5,35% a.a.
• Operações indexadas a IPCA com taxa média ponderada de 11% a.a.
• Operações pré-fixadas com taxa média ponderada de 19,23% a.a.

i. Empréstimo Unit Note: em fevereiro/2006, a Companhia efetuou a emissão de US\$ 50.000 relativos a *Unit Note*, com prazo total para liquidação de 6 anos, sendo 3 anos de carência e 3 anos para amortização do principal e com taxa de juros nominal de 9,5% a.a. A operação tem uma taxa efetiva de juros de 10,06% a.a. essa taxa contempla os custos de transação que são apropriados ao resultado mensalmente, conforme a Deliberação CVM nº 556/08. Durante o 3º trimestre de 2010 foram amortizados R\$ 48 referente a custos de transação. Os custos de transação a serem amortizados são R\$ 48 (2010), R\$ 169 (2011), R\$ 20 (2012). O montante do principal dessa operação foi protegido contra as oscilações da variação cambial, por meio de instrumentos derivativos (vide nota explicativa nº 22). Em 9/8/2007, a Companhia antecipou pagamentos no montante de US\$ 31.899 milhões, correspondentes a R\$ 61.231.

j. Empréstimo - BID: em junho/2006, a Companhia assinou contrato de US\$ 135.000 provenientes de empréstimos aprovados pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), sendo US\$ 75.000 provenientes de recursos próprios do BID (denominados como "A Loan" ou parte "A"); e US\$ 60.000 de um sindicato de bancos (clubbed) composto pelo Banco Societé Générale e Banco Itaú Europa, ou parte "B". A parte "A" do financiamento terá o prazo total de 9 anos para liquidação, sendo 3 anos de carência e mais 6 para amortização do principal. A parte "B" terá o prazo total de 6 anos para liquidação, sendo 3 anos de carência e mais 3 anos para amortização. As amortizações serão pagas trimestralmente e durante o período de carência ocorrerão pagamentos trimestrais dos encargos. O custo da parte "A" é de Libor acrescida de spread de 3,87% a.a. e a parte "B" de Libor acrescida de spread de 3,5% a.a.. O principal referente a primeira liberação da operação foi protegido contra as oscilações da variação cambial por meio de instrumentos derivativos (vide nota explicativa nº 22).

k. Custo de transação: refere-se a despesas incorridas na obtenção de empréstimos e financiamentos, pagas antecipadamente e apropriadas mensalmente ao resultado pela taxa efetiva de juros, em atendimento à Deliberação CVM nº 556/08.

21.4. Garantias

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

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

Vencimento	Moeda nacional		Moeda estrangeira		31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
	nacional	estrangeira	nacional	estrangeira			
2010.....	-	-	-	-	-	-	164.444
2011.....	-	-	-	-	-	206.899	142.594
2012.....	237.882	49.708	287.590	153.161	120.871	120.871	
2013.....	184.015	24.080	208.095	94.880	66.122	61.441	
2014.....	116.894	25.455	142.349	78.811	61.441	32.150	
2015.....	79.446	13.209	92.655	53.609			

Vencimento das parcelas do não circulante:

Vencimento:	31/12/2010
2012.....	62.108
2013.....	12.942
2014.....	14.530
2015.....	7.158
Total.....	96.738

d. Valor justo dos instrumentos derivativos

A Companhia possui apenas operações de Swap, não possuindo outros instrumentos derivativos. Para a apuração do valor justo foi estimado seu valor presente utilizando-se de uma metodologia comumente empregada pelos participantes do mercado. A metodologia utilizada para o cálculo do valor justo baseia-se na estimativa do valor presente dos pagamentos por meio da utilização de curvas de mercado divulgadas pela BM&F. A mensuração é considerada nível 3 na hierarquia do valor justo.

e. Exposição cambial sem contratação de instrumentos financeiros derivativos

Tesouro Nacional - Corresponde a reestruturação da dívida externa (vide nota explicativa nº 21), atualizados de acordo com a variação das taxas Libor, Taxa Pré-fixada e variação do dólar, com amortização mensal e vencimento em abril de 2024.

Os administradores da Companhia não contrataram instrumentos financeiros derivativos por possuírem investimentos em Bônus de Descontos e Bônus ao Par (Bônus emitidos pelo União) que estão expostos a variação do dólar, possuem vencimentos idênticos ao valor da dívida e serão utilizados para quitar a dívida. Os referidos estão contabilizados no ativo não circulante, na rubrica cauções e depósitos vinculados (vide nota explicativa nº 16).

f. Teste de sensibilidade

Em consonância com a Instrução CVM nº. 475/08 é apresentado a seguir o quadro da análise de sensibilidade de todas as posições com derivativos abertas dos contratos de Swap em 31 de dezembro de 2010. Os Swaps da Companhia, em sua maioria, celebram uma troca de fluxos de caixa, na qual ela se compromete a pagar a variação do IGP-M, recebendo a variação do dólar.

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

Nota	Categoria	Contábil	31/12/2010 Valor de mercado	31/12/2009 Valor de mercado	1/1/2009 Valor de mercado
Ativos financeiros					
Caixa e equivalentes de caixa.....	6	Recebíveis	457.209	457.209	195.389
Consumidores.....	7	Recebíveis	738.795	738.795	554.219
Títulos a receber.....	8	Recebíveis	44.188	44.188	41.001
Partes relacionadas.....	15	Recebíveis	108.053	108.053	622.309
Ativo financeiro - bens da concessão.....	18	Recebíveis	275.831	275.831	180.009
Sub-rogação CCC.....	13	Recebíveis	138.509	138.509	690
Operações de swap.....	22	Valor justo através do resultado	-	-	72
Passivos financeiros					
Fornecedores.....	20	Mensurado pelo custo amortizado	242.533	242.533	219.312
Empréstimos e financiamentos.....	22	Mensurado pelo custo amortizado	1.613.097	1.609.973	1.159.996
Partes relacionadas.....	15	Mensurado pelo custo amortizado	136.415	136.415	94.256
Operações de swap.....	22	Valor justo através do resultado	178.507	178.507	185.913

22.2. Gerenciamento de risco financeiro

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

a. Gerenciamento dos riscos de crédito

Risco da Companhia incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. A exposição máxima ao risco de crédito da Companhia é o valor das contas a receber mencionadas anteriormente como consumidores (vide nota explicativa nº 7). O valor do risco efetivo de eventuais perdas encontra-se apresentado como perda no valor recuperável (vide nota explicativa nº 9). 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 o eventual perda resultante de mudanças adversas nos preços de mercado. Esses riscos de mercado, que estão além de nosso controle, envolvem principalmente a possibilidade de que mudanças nas taxas de juros, taxas de câmbio e inflação, que possam afetar negativamente o valor de nossos ativos financeiros, fluxos de caixa e rendimentos futuros. A mitigação destes riscos ocorre através da aplicação de procedimentos de avaliação da exposição dos ativos e passivos ao risco de mercado e, conseqüentemente, contratação de hedge junto à Instituições Financeiras de primeira linha.

As operações de hedge cambial estão atreladas, em sua maioria, ao IGP-M. A Administração se utiliza desta estratégia de mitigação de risco de mercado devido ao IGP-M ser o índice de atualização da receita da Companhia. O risco cambial advindo da exposição ao dólar está com saldo menor que o swap cambial, isto se deve pelo pagamento antecipado de parte do *Unit Notes* (vide nota explicativa nº 21).

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

A Companhia definiu 3 cenários (provável, possível e remoto) a serem simulados. No provável são utilizadas as condições consideradas como prováveis pela Administração, as quais foram definidas com base nas taxas divulgadas pela BM&F, e o cenário possível e o remoto, uma deterioração de 25% e 50% respectivamente nas variáveis.

Para os 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. Já para os instrumentos derivativos, representados por swaps, é utilizada a cotação para cada um dos vencimentos, sendo que a variável que não a cambial tem seus valores baseados sempre no cenário provável.

Risco cambial

	Cenário provável	Cenário possível (alta de 25%)	Cenário remoto (alta de 50%)
Ativos Financeiros			
Recebíveis.....	1.597	6.552	11.506
Passivos Financeiros			
Passivo financeiro mensurado pelo valor justo através do resultado.....	(18.485)	(75.813)	(133.141)
Passivo financeiro mensurado pelo custo amortizado.....	(15.652)	(64.194)	(112.737)
Total.....	(32.540)	(133.455)	(234.372)

Risco de indexadores

	Cenário provável	Cenário possível (alta de 25%)	Cenário remoto (alta de 50%)
Ativos Financeiros			
Recebíveis.....	6.592	15.300	24.008
Passivos Financeiros			
Passivo financeiro mensurado pelo custo amortizado.....	(15.314)	(40.153)	(64.993)
Total.....	(8.722)	(24.853)	(40.985)

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.

As análises quanto aos passivos financeiros, por faixas de vencimento, encontram-se em suas respectivas notas explicativas.

Gerenciamento de risco de pagamento antecipado

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

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

Em 31/12/2010, a Companhia não atendeu os indicadores de Dívida Total/EBITDA menor que 3,50; Dívida Total/(Dívida Total + Patrimônio Líquido) menor que 0,60; Dívida Total de Curto Prazo / EBITDA menor que 0,75, referentes ao contrato de empréstimo com o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) cujo montante é de R\$151.357 (vide nota explicativa nº 21), a Companhia tomou providências imediatas e obteve carta de consentimento ("Waiver") da instituição, datada de 25/2/2011, que não irá exercer seu direito de exigir a liquidação da dívida antecipada.

Os demais índices financeiros foram atendidos.

22.3. Gerenciamento de riscos relacionados à companhia e suas operações

Nossas receitas operacionais podem ser positiva ou negativamente afetadas por decisões da ANEEL com relação às nossas tarifas. As tarifas que cobramos pela venda de energia aos consumidores são determinadas de acordo com os contratos de concessão celebrados com a ANEEL e estão sujeitas à discricionariedade regulatória da ANEEL. A mitigação desse risco ocorre pelo monitoramento e aplicação de todas as normas e procedimentos definidos pela ANEEL e um criterioso gerenciamento de custos operacionais.

a. Gerenciamento de riscos de escassez de energia

O Sistema Elétrico Brasileiro é abastecido predominantemente pela geração hidrelétrica. Um período prolongado de escassez de chuva, durante a estação úmida, reduzirá o volume de água nos reservatórios dessas usinas, trazendo como consequência o aumento no custo na aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação dos valores de Encargos de Sistema em decorrência do despacho das usinas termelétricas. Numa situação extrema poderá ser adotado um programa de racionamento, que implicaria em redução de receita. No entanto, considerando os níveis atuais dos reservatórios e as últimas simulações efetuadas, o Operador Nacional de Sistema Elétrico - ONS não prevê para os próximos anos um novo programa de racionamento.

b. Risco de não renovação das concessões

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

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

A Companhia definiu 3 cenários (provável, possível e remoto) a serem simulados. No provável é utilizada as condições consideradas como prováveis pela Administração, estas foram definidas com base nas taxas divulgadas pela BM&F para cada vencimento, e o cenário possível e o remoto, uma deterioração de 25% e 50% respectivamente nas variáveis.

Objetivo de hedge de risco de mercado	Risco	Cenário provável	Cenário possível (alta de 25%)	Cenário remoto (alta de 50%)
Swap BID				
Banco Sied Generali.....	IGPM + 4,88%	(3.158)	(3.624)	(4.089)
Banco Itaú BBA S.A.....	IGPM + 4,51%	(10.191)	(11.807)	(13.423)
Unibanco S.A.....	IGPM + 4,60%	(21.155)	(24.732)	(28.310)
Total BID.....		(34.504)	(40.163)	(45.822)
Swap notes units				
Unibanco S.A.....	IGPM + 5,70%	(3.801)	(4.361)	(4.922)
Merrill Lynch.....	IGPM + 4,20%	(3.517)	(4.036)	(4.555)
ABC.....	CDI + 6,17%	(47)	(47)	(47)
Total notes.....		(7.365)	(8.444)	(9.524)
Total geral.....		(41.869)	(48.607)	(55.346)

22.1. Gerenciamento dos instrumentos financeiros

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

a. Valor de mercado

Alguns instrumentos financeiros têm seu custo amortizado substancialmente próximo ao valor de mercado, como contas a receber, empréstimos de capital de giro e operações específicas sem liquidez, assim o valor de mercado é considerado o próprio custo amortizado. Para os instrumentos financeiros cotados em mercado ativo, sua cotação representa o valor de mercado.

	31/12/2010 Valor de mercado	31/12/2009 Valor de mercado	1/1/2009 Valor de mercado
Quota de Reserva Global de Reversão - RGR.....	875	1.685	1.314
Quota da Conta de Consumo de Combustível - CCC	6.512	4.332	5.446
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA.....	4.551	7.752	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.....	-	971	812
Taxa de fiscalização - ANEEL.....	-	308	257
Total.....	11.938	15.048	7.829

23. TAXAS REGULAMENTARES

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Quota de Reserva Global de Reversão - RGR.....	875	1.685	1.314
Quota da Conta de Consumo de Combustível - CCC	6.512	4.332	5.446
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA.....	4.551	7.752	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.....	-	971	812
Taxa de fiscalização - ANEEL.....	-	308	257
Total.....	11.938	15.048	7.829

24. OBRIGAÇÕES DO PROGRAMA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

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

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010
Fundo Nacional Desenv. Científico Tecnológico - FNDCT.....	451	563	3.215	-
Ministério de Minas e Energia - MME	225	207	1.533	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	13.087	13.323	12.807	12.705
Programa de Eficiência Energética - PEE.....	19.742	18.743	21.197	22.572
Total.....	33.505	32.836	38.752	35.277

A atualização das parcelas referentes aos PEE e P&D é efetuada pela taxa de juros SELIC, de acordo com as Resoluções Normativas ANEEL nº 176, de 28/11/2005, nº 219, de 11/4/2006, nº 300, de 12/2/2008 e nº 316, de 13/5/2008, e Ofício Circular nº 1644/2009-SFF/ANEEL, de 28/12/2009.

Por meio da Resolução Normativa nº 233, de 24/10/2006, com validade a partir de 1/1/2007, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do PEE. Entre esses novos critérios, foram definidos os itens que compõem a base de cálculo das obrigações, ou seja, a receita operacional líquida e o cronograma de recolhimento ao FNDCT e ao MME.

A realização das obrigações com o PEE e P&D através da aquisição de ativos imobilizados tem como contrapartida o saldo de obrigações especiais.

25. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Provisões sobre folha de pagamento.....	7.001	6.523	6.319
Provisão de encargos sociais sobre folha de pagamento.....	2.590	2.413	2.338
Total.....	9.591	8.936	8.657

28. OUTROS PASSIVOS

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Convênios de arrecadação.....	3.060	2.163	-
Adto. de consumidor - Simara - Siderúrgica Marabá.....	5.972	8.500	8.500
Adto. de consumidor - diversos.....	1.396	460	-
Conta paga em duplicidade.....	9.567	7.462	5.509
Entidades seguradoras.....	609	1.006	-
Encargo de capacidade emergencial.....	1.485	1.557	1.741
Encargo de aquisição emergencial de energia elétrica.....	69	69	74
Secretaria da Receita Federal - Honorários Jurídicos (a).....	1.156	6.496	5.922
C.R.Almeida S.A. - Engenharia e Construções (b).....	24.807	18.210	-
Encargos ex-isolados.....	2.340	-	-
Subvenção PIS - CCC.....	-	-	5.731
Subvenção COFINS - CCC.....	-	-	26.398
Energia sub-júdice.....	-	-	2.682
Outros.....	4.093	654	565
Total.....	54.554	48.023	24.474

(a) Corresponde a Honorários Jurídicos da Ação Ordinária nº 95.72436-2, Processo 2002.39.0003250-2 junto a PGFN a serem pagos em 27 parcelas mensais e consecutivas, corrigidas pela taxa SELIC.

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

29. PATRIMÔNIO LÍQUIDO**29.1. Capital Social**

O capital social da Companhia em 31/12/2010 e 31/12/2009 é de R\$ 518.932, e sua composição por classe de ações e principais acionistas é a seguinte:

Acionistas	Número de ações			Preferências			Total	%
	Ordinárias	%	A	B	C	%		
QMRA.....	32.656.151	54,98	45.395	2,10	-	25.466	2,12	32.727.012
Elmóbrás.....	20.664.721	34,79	121.339	5,60	1.074.634	99,01	-	21.860.694
Rede Energia.....	6.061.329	10,20	300.617	13,87	2	-	90.347	7,53
Outros.....	15.295	0,03	1.699.465	78,43	10.737	0,99	1.085.346	90,35
Total.....	59.397.496	100,00	2.166.816	100,00	1.085.373	100,00	1.201.249	100,00

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

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

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

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

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

Ações preferenciais classe "A" - 6%

Ações preferenciais classe "B" - 10%

Ações preferenciais classe "C" - 3%

26. PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

Está representada como segue:

	31/12/2010		31/12/2009		1/1/2009			
	Provisão No exercício	Depósitos judiciais Saldo	Provisão No exercício	Depósitos judiciais Saldo				
Cíveis - Consumidores (a).....	(17)	3.269	6.213	(7)	3.286	5.922	3.293	5.862
Trabalhistas (b).....	(536)	12.318	20.419	5.361	12.854	19.337	7.493	17.988
Fiscais e tributárias:								
PIS.....	-	-	703	-	-	703	-	703
Total.....	(553)	15.587	27.335	5.354	16.140	25.962	10.786	24.553

	Cíveis	Trabalhistas	Fiscais	Total
Saldo em 1/1/2009.....	3.293			

29.3. Outros resultados abrangentes

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Reserva de reavaliação.....	388.400	422.205	453.000
	388.400	422.205	453.000

30. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO

Demonstramos a seguir o cálculo dos dividendos mínimos e propostos relativos aos exercícios findos em 31/12/2010 e 31/12/2009:

	31/12/2010	31/12/2009
Lucro (Prejuízo) líquido do exercício.....	(100.735)	88.056
Ajuste - PCCS líquido.....	-	(49.500)
Ajuste - AVP líquido.....	-	6.858
Prejuízo acumulado decorrente das mudanças de práticas contábeis.....	(162.274)	-
Efeito da mudança de práticas contábeis em 2009.....	-	33.651
Base de cálculo para dividendos.....	(263.009)	79.065
Reserva legal (5%).....	-	(3.953)
Base de cálculo para dividendos mínimos.....	(263.009)	75.112
Percentual sobre o lucro.....	25%	25%
Dividendo mínimo obrigatório.....	-	18.778
Dividendos:		
Saldo no início do exercício.....	94.408	86.556
Dividendos conforme AGO 30/4/2009.....	-	11.965
Dividendos propostos.....	-	18.778
Dividendos pagos.....	(59.917)	(22.891)
Saldo no final do exercício.....	34.491	94.408
Juros sobre capital próprio (JCP):		
Saldo no início do exercício.....	4.980	6.380
JCP pagos.....	(4.646)	(1.400)
Saldo no final do exercício.....	334	4.980

31. RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS

A receita líquida de vendas possui a seguinte composição:

	31/12/2010	31/12/2009
RECEITA BRUTA DE VENDAS		
Fornecimento de energia elétrica.....	1.520.356	1.298.377
Disponibilização do sistema de distribuição.....	914.302	794.028
Suprimento de energia elétrica.....	12.126	9.194
Receita de construção (a).....	488.782	173.794
Outras receitas.....	16.488	16.903
Total da receita bruta de vendas.....	2.952.054	2.292.296
DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA		
Impostos diretos:		
ICMS.....	(506.862)	(428.869)
PIS.....	(40.474)	(34.548)
COFINS.....	(186.427)	(159.100)
ISS.....	(10)	(23)
Subtotal.....	(733.773)	(622.540)
Encargos do consumidor:		
Quota - Reserva Global de Reversão - RGR.....	(17.113)	(15.464)
Quota - Conta de Consumo de Combustível - CCC.....	(58.710)	(48.645)
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.....	(11.416)	(11.648)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D.....	(3.086)	(2.746)
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT.....	(3.090)	(2.746)
Estudo de Pesquisa Energética - EPE.....	(1.547)	(1.373)
Programa de Eficiência Energética - PEE.....	(7.714)	(6.864)
Ressarcimento de perdas de ICMS ex-SIN.....	(4.644)	-
Subtotal.....	(107.320)	(89.486)
Total das deduções da receita bruta.....	(841.093)	(712.026)
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS.....	2.110.961	1.580.270

(a) A receita de construção está representada pelo mesmo montante em custo de construção. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem a custo de construção de obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica, não existindo margem de lucro, assim a receita de construção é igual a custo de construção.

31.1. Fornecimento e suprimento de energia elétrica

Classe de consumidor	Nº de consumidores (*)		MWh (*)		R\$	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Residencial.....	1.475.157	1.385.198	2.411.246	2.149.949	1.000.464	831.589
Industrial.....	3.806	3.778	1.285.812	1.166.049	386.330	337.297
Comercial, serviços e outras atividades.....	136.404	131.968	1.338.407	1.225.242	597.565	513.191
Rural.....	128.179	129.041	189.629	161.069	54.611	43.065
Poder público..	15.781	14.561	419.161	386.094	177.583	155.287
Iluminação pública.....	360	351	250.960	248.819	63.148	58.766
Serviço público Consumo	1.542	1.498	224.209	213.353	57.144	51.596
Consumo próprio.....	270	266	32.814	29.628	-	-
Fornecimento não faturado .	-	-	-	-	14.416	9.148
Receita do uso da rede ..	-	-	-	-	17.348	18.668
Redução da receita - Baixa renda.....	-	-	-	-	56.237	49.183
Fornec. não faturado reposição tarifária.....	-	-	-	-	9.815	24.644
Provisão Redução Tarifa - Irrigação.....	-	-	-	-	(3)	(29)
Subtotal.....	1.761.499	1.666.661	6.152.238	5.580.203	2.434.658	2.092.405
Suprimentos ...	-	-	132.647	197.494	12.126	9.194
Receita de construção....	-	-	-	-	488.782	173.794
Outras receitas.....	-	-	-	-	16.488	16.903
Total.....	1.761.499	1.666.661	6.284.885	5.777.697	2.952.054	2.292.296

(*) Informações não auditadas.

31.2. Reconciliação da alíquota efetiva de PIS e COFINS

	31/12/2010		31/12/2009	
	PIS	COFINS	PIS	COFINS
Fornecimento de energia elétrica.....	2.453.460	2.453.460	2.093.887	2.093.887
Alíquota.....	1,65%	7,60%	1,65%	7,60%
Subtotal.....	40.482	186.463	34.549	159.135
Reversão de despesas.....	(8)	(36)	(1)	(35)
Valor da contribuição.....	40.474	186.427	34.548	159.100
(-) Créditos a descontar				
Energia elétrica comprada para revenda (a).....	(9.076)	(41.805)	(8.130)	(36.790)
Encargo de uso do sistema de transmissão e utilizados	(1.838)	(8.464)	(1.773)	(8.167)
Materiais e serviços utilizados como insumos.....	(6.168)	(28.409)	(5.395)	(24.850)
Depreciação e amortização.....	(1.198)	(5.518)	(1.808)	(8.330)
Outros.....	(106)	(490)	(310)	(1.426)
Subtotal.....	(18.386)	(84.686)	(17.416)	(79.563)
Valor da contribuição líquida.....	22.088	101.741	17.132	79.537
Alíquota efetiva anual (b).....	0,90%	4,15%	0,82%	3,80%

(a) Vide nota explicativa nº 32.

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

O PIS/PASEP e a COFINS são cobrados de acordo com as Leis nº 10.637/02, 10.833/03 e 10.865/04, e a alteração na forma de cobrança trouxe a possibilidade de que seus valores sejam fiscalizados não apenas pela ANEEL, mas por cada um dos consumidores de energia elétrica, visto que passaram a ser cobrados de forma destacada nas suas faturas, a exemplo do que ocorre com o ICMS.

32. ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA

	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
	MWh (*)	MWh (*)	R\$	R\$
CEMIG Geração e Transmissão S.A.....	329.249	347.463	34.573	32.196
Centrais Elétricas do Norte do Brasil - ELETRONORTE.....	698.270	708.593	60.165	56.894
Cia. Energética de São Paulo - CESP.....	679.760	717.707	56.867	56.548
Cia. Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE.....	154.262	150.228	11.475	9.962
Cia. Hidroelétrica do São Francisco - CHESF.....	1.919.232	1.524.912	109.109	104.215
Copel Geração S.A.....	582.418	590.307	45.869	42.254
Duke Energy Internacional Geração Paranapanema S.A.....	225.702	227.599	19.784	18.170
Empresa Metropolitana de Água e Energia - EMAE.....	49.819	47.742	4.254	3.335
Energest S.A.....	55.671	56.225	4.741	4.151
Furnas Centrais Elétricas S.A.....	2.138.698	2.055.082	180.949	157.299
Light Serviços de Eletricidade S.A.....	195.442	192.560	12.892	12.461
Câmara de Comercialização Energia Elétrica - CCEE.....	-	361.238	-	18.213
Petróleo Brasileiro - PETROBRÁS.....	152.855	244.076	11.579	18.757
Tractabel/Gerasul.....	160.493	118.341	22.803	13.407
Tractabel Comercializadora.....	50.848	75.272	5.324	9.087
Outros.....	887.211	563.315	168.925	60.753
Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit - MCSD.....	341.119	341.119	25.961	17.925
Programa de incentivo a fontes alternativas de energia - PROINFA ...	162.846	141.274	27.382	23.518
Amortização e diferimento de custos da parcela A.....	-	-	-	28.473
(-)Parcela a compensar crédito PIS não cumulativo.....	-	-	(9.076)	(8.130)
(-)Parcela a compensar crédito COFINS não cumulativo.....	-	-	(41.805)	(36.790)
Total de energia comprada para revenda.....	8.783.895	8.463.053	751.771	642.698

(*) Informações não auditadas.

33. DESPESAS OPERACIONAIS

	Despesas com vendas		Despesas gerais e administrativas		Outras despesas operacionais	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Pessoal.....	9.359	21.919	27.950	19.510	-	-
Administradores.....	-	-	3.742	2.470	-	-
Material.....	1.151	583	4.694	3.222	-	-
Serviço de terceiros.....	59.890	53.865	59.107	53.288	-	-
Depreciação e amortização.....	-	-	5.047	3.555	190	190
Arrendamentos e aluguéis.....	42	-	5.999	5.604	-	-
Seguros.....	31	52	1.295	1.263	-	-
Tributos.....	-	-	5.860	9.640	6	-
Provisões (líquida de reversão)	15.339	10.769	-	-	(2.544)	4.845
Taxa de fiscalização... Doações, contribuições e subvenções.....	-	-	-	-	3.018	3.184
Outros.....	692	6.817	11.732	9.916	-	-
Total.....	86.504	94.005	125.426	108.468	4.131	11.560

Despesas com pessoal

	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Remuneração.....	7.390	17.818	22.455	18.131
Encargos sociais.....	1.787	3.832	4.943	4.610
Programa de incentivo à aposentadoria e demissão voluntária.....	-	33	-	274
Contribuição como mantenedor da fundação.....	139	181	467	224
Indenização sobre o saldo do FGTS... (-) Transferências para ordens em curso.....	43	55	87	262
Total.....	9.359	21.919	27.950	19.510

34. OUTROS RESULTADOS

	31/12/2010	31/12/2009
Outras receitas:		
Ganhos na alienação de bens e direitos.....	7.660	1.452
Outras receitas.....	813	790
Subtotal.....	8.473	2.242
Outras despesas:		
Perdas na desativação de bens e direitos.....	(4.984)	-
Perdas na alienação de bens e direitos.....	(4.319)	(417)
Perda nos estoques.....	-	(9.106)
Outras despesas.....	(330)	(3.116)
Subtotal.....	(9.633)	(12.639)
Total.....	(1.160)	(10.397)

35. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

	31/12/2010	31/12/2009
Receitas financeiras		
Receita de juros:		
Renda de aplicações financeiras.....	22.037	4.333
Juros ativos.....	71.655	73.543
	93.692	77.876
Ajuste a valor presente:		
Indenizações trabalhistas.....	(4.709)	(5.179)
Consumidores.....	13.534	676
ICMS.....	8.870	6.813
	17.695	2.310
Ganho em instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo:		
Instrumentos derivativos.....	37.942	3.539
	37.942	3.539
Varição monetária.....	56.102	110.829
Acrescimos moratórios - energia vendida.....	38.113	25.156
Operações de swap.....	40.362	5.288
Redução de encargos financeiros - parcelamento Lei nº 11.941/2009.....	2.384	134.560
Outras receitas financeiras.....	6.965	5.288
Total receitas financeiras.....	293.255	364.846
Despesas financeiras		
Encargos de dívidas.....	(142.666)	(100.996)
Varição monetária.....	(76.978)	(16.629)
Ajuste a valor presente:		
Indenizações trabalhistas.....	(10.514)	(13.035)
Consumidores.....	(13.225)	(244)
ICMS.....	(10.894)	(2.824)
	(34.633)	(16.103)
Perdas em instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo:		
Instrumentos derivativos.....	(34.316)	(1.825)
	(34.316)	(1.825)
Juros e multas.....	(138.720)	(110.454)
Acrescimos moratórios - energia comprada.....	(5.506)	(1.444)
Operações de swap.....	(110.260)	(104.179)
Encargos financeiros - parcelamento Lei nº 11.941/2009.....	(22.809)	(6.117)
IOF.....	(16.019)	(7.787)
Taxas bancárias.....	(3.222)	(2.259)
Encargos de acordo indenizatório (a).....	-	(60.000)
Outras despesas financeiras.....	(36.881)	(21.342)
Total despesas financeiras.....	(622.081)	(449.135)
Resultado financeiro.....	(328.756)	(84.289)

(a) Vide nota explicativa nº 28.

36. LUCRO (PREJUÍZO) POR AÇÃO

Cálculo de lucros (prejuízo) por ação (em milhares, exceto valor por ação).		
	31/12/2010	31/12/2009

a. Número de participantes/beneficiários:

	Planos de benefícios				Total
	CELPA BD-I	CELPA BD-II	CELPA-R	CELPA-OP	
Número Participantes.....	-	13	2.118	2.097	4.228
Número Assistentes.....	271	184	28	28	511
Número Beneficiários					
Pensionistas (famílias).....	37	137	16	-	190
Total	308	334	2.162	2.125	4.929

b. Premissas utilizadas nesta avaliação atuarial:

	Avaliação Atuarial 2010	Avaliação Atuarial 2009
1. Taxa de desconto para o cálculo do valor presente	6,00% líquido - plano de risco - demais planos	6,00% líquido - plano de risco - demais planos

	Avaliação Atuarial 2010	Avaliação Atuarial 2009
2. Taxa de rendimento esperada sobre os ativos dos planos.....	6,00% líquido - plano de risco	6,00% líquido - plano de risco
3. Taxa de crescimento salarial futuro.....	5,50% líquido - demais planos	5,50% líquido - demais planos
4. Taxa de crescimento real do benefício: Da previdência Social.....	4,08% (2% líquido)	4,30% (2% líquido)
5. Taxa de inflação	-	-
6. Fator de capacidade: Dos salários.....	2,08%	2,30%
7. Tábua de mortalidade geral.....	1,00	1,00
8. Tábua de mortalidade de inválidos.....	1,00	1,00
9. Tábua de entrada em invalidez.....	AT 2000 - Male	AT 2000 - Male
10. Tábua de rotatividade.....	IBGE 2009, ambos os sexos.	IBGE 2008, ambos os sexos.
	Nula	Alvaro Vindas
	Nula	Nula

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

c. Síntese da Avaliação Atuarial:

	Planos de benefícios				Total
	CELPA BD-I	CELPA BD-II	CELPA-R	CELPA-OP	
1. Exigível atuarial	96.599	49.154	9.692	89.093	244.538
2. Benefícios concedidos					
Aposentadoria	90.625	32.485	-	6.317	129.427
Invalidez	1.000	1.915	6.777	-	9.692
Pensão	4.975	12.677	2.915	-	20.567
3. Benefícios a conceder					
Benefício definido.....	-	2.076	-	-	2.076
Contribuição definida.....	-	-	-	82.777	82.777

d. Conciliação da posição dos fundos de benefício definido:

	CELPA - BD-I		CELPA - BD-II		CELPA - R		Total	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Valor presente da obrigação de benefício definido								
Saldo em 31/12/2009.....	94.924	86.355	47.943	44.229	8.202	7.687	151.069	138.271
Custo do serviço corrente	1.675	8.570	1.211	3.713	1.490	515	4.376	12.798
Custo dos juros.....	5.221	4.749	2.637	2.433	492	461	8.520	7.643
Benefícios pagos.....	(9.223)	(8.925)	(4.693)	(4.607)	(1.611)	(1.465)	(15.527)	(14.997)
(Ganhos)/Perdas atuariais.....	4.003	4.175	2.056	2.175	1.119	1.004	7.178	7.354
Saldo em 31/12/2010.....	96.600	94.924	49.154	47.943	9.692	8.202	155.446	151.069
Valor justo dos ativos do plano								
Saldo em 31/12/2009.....	124.754	114.501	62.784	58.058	9.537	9.305	197.075	181.864
Retorno esperado.....	6.861	6.298	3.453	3.193	572	558	10.886	10.049
Contrib. recebidas do empregador	-	-	-	-	1.276	437	1.276	437
Contrib. recebidas dos participantes	-	-	24	24	-	-	24	24
Benefícios pagos.....	(9.223)	(8.925)	(4.693)	(4.607)	(1.611)	(1.464)	(15.527)	(14.997)
Ganho/(Perda) atuarial	11.887	12.880	5.650	6.116	1.683	701	19.220	19.697
Saldo em 31/12/2010.....	134.279	124.754	67.218	62.784	11.457	9.537	212.954	197.075
Posição líquida	37.679	29.830	18.064	14.841	1.765	1.335	57.508	46.006
Não reconhecida	37.679	29.830	18.064	14.841	1.765	1.335	57.508	46.006
Reconhecida.....	-	-	-	-	-	-	-	-

e. Composição dos ativos dos planos:

	CELPA - BD-I		CELPA - BD-II		CELPA - R		Total	
	31/12/2010	%	31/12/2010	%	31/12/2010	%	31/12/2010	%
Disponível, gestão previdencial e administrativa.....	1.466	1%	790	1%	368	3%	2.624	1%
Investimentos								
Títulos públicos	41.451	31%	20.744	30%	3.631	32%	65.826	31%
Créditos privados e depósitos.....	57.340	42%	28.697	42%	5.023	44%	91.060	42%
Ações.....	4.380	3%	2.198	3%	284	2%	6.862	3%
Fundos de investimento	25.106	18%	12.569	18%	2.111	18%	39.786	18%
Imobiliários.....	4.582	3%	2.311	3%	-	0%	6.893	3%
Empréstimos e financiamentos	1.519	1%	820	1%	78	1%	2.417	1%
Outros realizáveis.....	-	0%	-	0%	1	0%	1	0%
Total	135.844	100%	68.129	100%	11.496	100%	215.469	100%

40.2. Reconciliação contábil

	Passivo atuarial não coberto (a)	Confissão de dívida (b)	Contribuição corrente	Total
Saldo em 1/1/2009.....	16.523	7.548	745	24.816
Despesa do exercício.....	-	523	-	523
Pagamentos de contribuições / dívida.....	-	(3.130)	(745)	(3.875)
Baixa de passivo atuarial.....	(508)	-	-	(508)
Contribuição corrente	-	-	1.240	1.240
Saldo em 31/12/2009.....	16.015	4.941	1.240	22.196
Despesa do exercício.....	-	319	-	319
Pagamentos de contribuições / dívida.....	-	(3.540)	(1.240)	(4.780)
Baixa de passivo atuarial.....	(2.032)	-	-	(2.032)
Contribuição corrente	-	-	1.584	1.584
Saldo em 31/12/2010.....	13.983	1.720	1.584	17.287

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

Resolução nº 10 de 4/8/1989, pela Administração da Companhia e passando a vigorar a partir de 11/6/1996, que conferiu direitos e benefícios previdenciários ao grupo de pessoas acima referido. A Companhia mantém provisionado integralmente o valor apurado deste passivo atuarial na rubrica "Plano de aposentadoria e pensão".
(b) Contas a pagar à Fedeprev - Confissão de dívida: em 7/6/1996 foi assinado o Instrumento Particular de Confissão de Dívida, consolidando dívidas no montante de R\$ 12.727 naquela data. O valor contratado está sendo amortizado em 180 parcelas mensais, atualizadas monetariamente pela variação anual do Índice Nacional de Preços ao Consumidor - INPC e acrescidas de juros de 0,5% ao mês, com vencimento final para 30/6/2011. O saldo não amortizado em 31/12/2010, no montante de R\$ 1.720 (R\$ 4.941 em 31/12/2009), está registrado no passivo circulante integrando o saldo da rubrica "Benefícios pós-emprego".

41. 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 principais coberturas são:

Importância Segurada	Prêmio
R\$ 20.000	R\$ 515
R\$ 20.000	R\$ 217
R\$ 45.000	R\$ 36
Casco = Valor de Mercado	R\$ 3
RCF = R\$ 300	
Danos Morais: R\$ 100	
RCF - R\$ 700	R\$ 20
Casco = Valor de Mercado	R\$ 19
RCF = R\$ 300	
Danos Morais: R\$ 100	
RCF = R\$ 300	R\$ 23
Danos Morais: R\$ 100	
RCF - R\$ 700	R\$ 1
US\$ 52.700	R\$ 50
RCF - R\$ 700	R\$ 1
RCF - R\$ 700	R\$ 30
Até R\$ 1500	R\$ 2
R\$ 100	R\$ 186
Capital Básico R\$ 26	R\$ 23
SP - Capital Básico R\$ 27	R\$ 1
RCF = R\$ 300	R\$ 48
Danos Morais: R\$ 100	

Trata-se de apólice corporativa.

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

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

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

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

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

(*) Informações não auditadas.

42. TERMO DE COMPROMISSO

O Termo de Compromisso celebrado com o Governo do Estado do Pará em sua cláusula 3ª estabelece que 1,5% da receita líquida com vendas de energia elétrica seja investido em obras de interesse sócio-econômico do Estado.

No exercício de 2010, a receita líquida ajustada com vendas de energia elétrica totalizou R\$ 1.538.155 (R\$ 1.391.817 em 2009), sendo que 1,5% desse montante totalizou R\$ 23.072 (R\$ 20.877 em 2009).

43. QUESTÕES AMBIENTAIS (*)

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

O ano de 2010 foi considerado o ano do resíduo na Companhia. Mostrando o comprometimento com a questão ambiental, a empresa não mediu esforços para destinar adequadamente todos os resíduos gerados no seu processo. Em 2010, a Companhia destinou mais de 500.000 toneladas, onde o processo de destinação foi realizado de acordo com o tipo do resíduo, sendo os mesmos destinados à reciclagem, co-processamento e incineração.

O sistema de Gestão Ambiental contribuiu muito para que os resíduos gerados no processo fossem devidamente armazenados e encaminhados ao correto destino. Em 2010, foram realizados treinamentos específicos sobre o SGA para colaboradores de diversas áreas da empresa e para as terceirizadas.

Em 2010 a Companhia incluiu os filhos dos colaboradores próprios e terceiros na campanha de educação ambiental, realizada a partir do concurso de desenho e redação, do Projeto Cuidar do Seu Mundo, que teve como base para a inspiração das crianças o livro "O Gigante Monstruoso do Lixo", que reflete a Política de Sustentabilidade da Companhia, a preocupação com a reciclagem do lixo. O livro orienta as crianças, de forma divertida, sobre a importância da reciclagem do lixo. A curiosidade das irmãs gêmeas Lelê e Trix é o fio que conduz as meninas a este mundo.

Para atender aos compromissos ambientais assumidos em sua Política de Sustentabilidade visando promover a preservação do meio ambiente, a prevenção da poluição e o consumo consciente, a Companhia investiu em 2010, mais de R\$ 1.123 em programas, projetos e ações de meio ambiente.

(*) Informações não auditadas.

MEMBROS DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

JORGE QUEIROZ DE MORAES JUNIOR
Presidente

FREDERICO ARTHUR M. TAVARES DE LIMA
Conselheiro Vice-Presidente

PAULO EDUARDO CABRAL FURTADO
Conselheiro Administrativo

OCTÁVIO TAVARES DE OLIVA FILHO
Conselheiro Administrativo

JOSÉ ALBERTO ALVES CUNHA
Conselheiro Administrativo

CARMEM CAMPOS PEREIRA
Conselheira Administrativa

ALBERTO JOSÉ RODRIGUES ALVES
Conselheiro Administrativo

DANIEL MACHADO
Conselheiro Administrativo

AFRÂNIO BARREIRA DE ALENCAR MATOS FILHO
Conselheiro Administrativo

MEMBROS DA DIRETORIA

CARMEM CAMPOS PEREIRA
Diretora Presidente e de Relação com Investidores

MAURO CHAVES DE ALMEIDA
Diretor Financeiro e Administrativo

ALEXEI MACORIN VIVAN
Diretor Vice-Presidente

VALDIR JONAS WOLF
Diretor Vice-Presidente

ÁLVARO ANTONIO BRESSAN
Diretor de Planejamento e Projetos Especiais

Reinaldo Teixeira do Amaral Mota
Contador - CRC - ISP15121/O-2 "S" PA

PARECER DO CONSELHO FISCAL

"Os membros do Conselho Fiscal da Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA, tendo examinado o Balanço Patrimonial encerrado em 31 de dezembro de 2010, seus anexos correspondentes, e o Relatório da Administração, considerando as análises realizadas ao longo do Exercício e com base no Relatório dos Auditores Independentes sobre as Demonstrações Financeiras emitido pela BDO Auditores Independentes, sem ressalvas, e tendo se iterado da destinação do resultado do exercício, são de opinião que as peças refletem adequadamente a situação econômica e financeira da Companhia, e, assim, recomendamos aos Srs. Acionistas sua aprovação em Assembleia geral. Conselho Fiscal."

CARLOS SOUZA BARROS DE CARVALHOSA
Conselheiro Efetivo

ANTONIO CARLOS DE PAULA
Conselheiro Efetivo

KLEBER CIMINI LAGE
Conselheiro Efetivo

JOSÉ ALCINDO LUSTOSA MARANHÃO
Conselheiro Efetivo

PEDRO PAULO DA CUNHA
Conselheiro Efetivo

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Acionistas e Administradores da
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
Belém - PA

Examinamos as demonstrações financeiras da Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA ("Companhia") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2010 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

RESPONSABILIDADE DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

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

RESPONSABILIDADE DOS AUDITORES INDEPENDENTES

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 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.

OPINIÃO SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA em 31 de dezembro de 2010, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standard Board* (IASB).

OUTROS ASSUNTOS

Demonstração do valor adicionado (DVA)

Examinamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2010, cuja apresentação é requerida pela legislação socie-

tária brasileira para companhias abertas, e como informação complementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, está adequadamente apresentada, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Auditoria dos valores correspondentes ao exercício anterior

Os valores correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2009, apresentados para fins de comparação, foram anteriormente por nós auditados de acordo com as normas de auditoria vigentes por ocasião da emissão do relatório em 19 de fevereiro de 2010, que conteve ênfase sobre recurso interposto pela Companhia de informações relevantes que não foram consideradas no cálculo das Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica e de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD, conforme apresentado pela ANEEL na Resolução Homologatória nº 849, de 21 de julho de 2009, cujo entendimento dos especialistas e assessores jurídicos da Companhia foi que o componente financeiro apresentado (passivo regulatório) na Nota Técnica nº 269, de 3 de agosto de 2009, homologada pela Resolução Homologatória nº 857, de 4 de agosto de 2009, era um ajuste financeiro oriundo da segunda Revisão Tarifária Periódica. O passivo regulatório foi registrado e devolvido na tarifa dos consumidores durante a vigência