



Conquistas que renovam a nossa energia.

Nove parques eólicos arrematados em leilão da Aneel.

Conquista da hidrelétrica de Teles Pires, na divisa do Mato Grosso com o Pará.

Operação comercial da PCH Sítio Grande.

Operação comercial da PCH Goiandira.

Participação na usina de Belo Monte.

Somos Grau de Investimento pela Standard & Poor's.



Demonstrativos Financeiros 2010

- Lucro Líquido: R\$ 1,78 bilhão
- Ebitda/Lajida: R\$ 2,97 bilhões
- Receita Operacional Bruta: R\$ 12,83 bilhões
- Investimentos: R\$ 1,65 bilhão
- Fornecimento consolidado de energia: 30.563 GWh
- 9,1 milhões de clientes
- Mais de 4 mil megawatts entre usinas em construção e em operação



RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO

2010

CARTA DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Senhores e Senhoras Acionistas,

Submetemos para apreciação o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras da Companhia, acompanhadas do Parecer dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2010.

Um ponto relevante a ser destacado é que as Demonstrações Financeiras apresentadas estão em conformidade com o novo padrão contábil estabelecido pelo International Accounting Standards Board – IASB (conhecido como IFRS) e consubstanciado na Instrução CVM nº 457, de 13 de julho de 2007, que determina a aplicação desta nova prática contábil a partir do exercício findo em 2010. O ano de 2009 está sendo reapresentado sob as mesmas práticas contábeis para efeito de comparabilidade.

A Neoenergia se manteve em lugar de destaque no setor elétrico brasileiro em 2010, tornando-se a segunda maior geradora privada do País. No ano houve o ingresso do Grupo no setor de geração eólica por meio de parceria com a Iberdrola Renováveis, sagrando-se vencedora em leilão para a comercialização da energia de nove parques eólicos, totalizando 288 MW de potência instalada e aumentando a diversificação de fontes.

Em cogeração, aproveitando o crescimento da produção de gás natural no País, assinou contrato de compra da Energyworks, empresa que possui 93 MW em usinas operando em clientes como Brahma, Kaiser e Com Products.

Em geração hidráulica, ingressou com 10% de participação na Norte Energia S.A, empresa constituída para construir a UHE Belo Monte, com potência instalada de 11.233 MW, e venceu o leilão para exploração e comercialização da UHE Teles Pires, com potência instalada de 1.820 MW, onde ficará com participação de 50,1%.

No segmento de geração também vale ressaltar a entrada em operação comercial das PCH’s Sítio Grande, localizada na Bahia e Goiandira, localizada em Goiás.

As distribuidoras do Grupo Neoenergia realizaram R\$ 1,4 bilhão de investimentos, dos quais R\$ 361,0 milhões de subvenções dos governos Federal e Estaduais. Esses investimentos objetivaram, principalmente, a expansão do atendimento com realização de novas ligações, expansão da rede de distribuição e construção, ampliação e modernização de subestações, focando sempre no atendimento e na qualidade dos serviços prestados aos seus consumidores. Até 2010, as distribuidoras acumularam 596 mil novas ligações dentro do Programa Luz para Todos, reafirmando o comprometimento com a inclusão social e universalização da energia elétrica.

No segmento de distribuição também é importante mencionar a finalização da incorporação de cooperativas na área de concessão da Cosern que irá possibilitar melhor qualidade no atendimento aos clientes.

O crescimento do mercado das três distribuidoras foi de 8,1% em 2010 em relação ao ano anterior, elevando o fornecimento consolidado de energia do Grupo de 28.281 GWh para 30.563 GWh em 2010. A base de clientes das empresas aumentou 4,5% em relação ao mesmo período de 2009, passando de 8,7 milhões para 9,1 milhões de clientes, o que correspondeu a um incremento de 391.481 novos consumidores.

Parte deste acréscimo, equivalente a 75.637 ligações, correspondeu às ligações do programa de eletrificação rural Luz para Todos. Desde o lançamento do programa, em 2003, as três distribuidoras executaram 596.212 novas ligações de clientes nas áreas rurais dos estados da Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte.

A Neoenergia recebeu Investment Grade (Grau de Investimento) concedido pela agência internacional de classificação de risco Standard & Poor’s, com rating “BBB-” na Escala Global e “brAAA” na Escala Nacional Brasil.

Seguindo a estratégia adotada nos anos anteriores, as empresas do Grupo Neoenergia mantiveram o endividamento no longo prazo, utilizando recursos de bancos e agências de fomento para financiar seus planos de investimento, com o ingresso de R\$ 700 milhões de CAPEX para as distribuidoras tendo como fontes o BNDES, o BNB e a FINER.

Em relação aos nossos ativos, aumentamos o volume de nossa carteira própria de R\$ 215 milhões em dezembro de 2009 para R\$575 milhões em dezembro de 2010, quando sua rentabilidade acumulada ao ano alcançou 102,44 % do CDI. Nossos Fundos exclusivos encerraram o ano com um volume de R\$ 2,95 bilhões e uma rentabilidade média acumulada ao ano de 100,56 % do CDI, resultando num total de caixa de R\$ 3,5 bilhões.

Neste contexto, foi registrado um lucro líquido de R\$ 1,8 bilhão, 2,9% inferior ao obtido em 2009 e EBITDA (a geração operacional de caixa) de R\$ 3,0 bilhões, similar ao obtido no ano anterior. A receita operacional bruta alcançou R\$ 12,8 bilhões e registrou incremento de 10,26% em relação a 2009. A margem bruta foi de 26,8%, 5,2 pontos percentuais inferior à obtida em 2009. A Neoenergia encerrou 2010 com R\$ 5,9 bilhões de dívida.

Todas essas conquistas do Grupo se evidenciam não somente pelo resultado numérico, mas, principalmente, pela garra, responsabilidade e diferenciação de seus profissionais: pessoas que fazem da Neoenergia uma organização séria e capaz de novas conquistas.

No âmbito da responsabilidade social, destaca-se a continuidade do programa de eficiência energética nas comunidades de baixa renda que, até o final de 2010, proporcionou a doação e venda subsidiada de 124.831 geladeiras (73.600 apenas em 2010) e doação de 1.327.633 mil lâmpadas fluorescentes compactas (327.333 em 2010).

Ainda destaco que a atuação da Celpe nos municípios da Zona da Mata Sul, destruídos pelas enchentes do mês de junho, foi um exemplo de mobilização, solidariedade, competência e compromisso com a sociedade. A pronta e eficiente atuação da empresa desde o primeiro momento foi fundamental, não apenas para o rápido restabelecimento da energia, mas para a capacidade de reação das comunidades atingidas pela calamidade.

Em relação a dividendos e juros sobre capital próprio, a Neoenergia está propondo a deliberação total de R\$ 844,5 milhões. Desse total R\$ 562,3 milhões já foram pagos a seus acionistas durante o ano de 2010.

São por esses resultados que a Neoenergia reafirma seu compromisso com o desenvolvimento do País, ao tempo que agradece a todos os seus Acionistas, Conselho de Administração e Fiscal, colaboradores, clientes, fornecedores e governos Municipais, Estaduais e Federal.

MARCO GEOVANNÉ TOBIAS DA SILVA

Presidente do Conselho de Administração

1 CONJUNTURA ECONÔMICA

O desempenho da economia em 2010 manteve sua trajetória de crescimento, o Produto Interno Bruto – PIB, de acordo com dados preliminares do IBGE, crescerá 7,4% em relação ao ano anterior.

A taxa inflacionária, medida pelo IPCA (Índice de Preço ao Consumidor Amplo), fechou o ano em 5,91%, resultado 1,60 ponto percentual acima da taxa de 2009 (4,31%). Este resultado foi puxado principalmente pelo aumento no preço de alimentos, commodities e alguns serviços. O IGP-M acumulado terminou o ano em 11,3%, registrando a maior variação desde 2004, quando chegou a 12,42%. Neste contexto, o Comitê de Política Monetária (Copom), pressionado pela alta da inflação, adotou uma política restritiva e elevou gradualmente a taxa básica de juros (Selic) de 9,05%a.a em 2009 para 10,75%a.a em 2010.

A taxa de câmbio fechou 2010 em R\$/US\$ 1,67 apontando uma valorização do real frente ao dólar de 4,31% quando comparada a 2009. Os principais fatores que impulsionaram a cotação do real foram o volume de commodities exportadas e o bom desempenho brasileiro durante a crise financeira mundial.

2 AMBIENTE REGULATÓRIO

REAJUSTE TARIFÁRIO

A ANEEL, em 22 de abril de 2010 e 29 de abril de 2010, publicou Resoluções Homologatórias estabelecendo as tarifas a serem praticadas pela COELBA, CELPE e COSERN no período de abril de 2010 a abril de 2011. Tais tarifas foram reajustadas, em média, em 11,97%, 5,74% e 9,95%, respectivamente, com efeito médio percebido pelos consumidores foi de 7,36%, -8,7% e 7,09%.

REVISÃO TARIFÁRIA

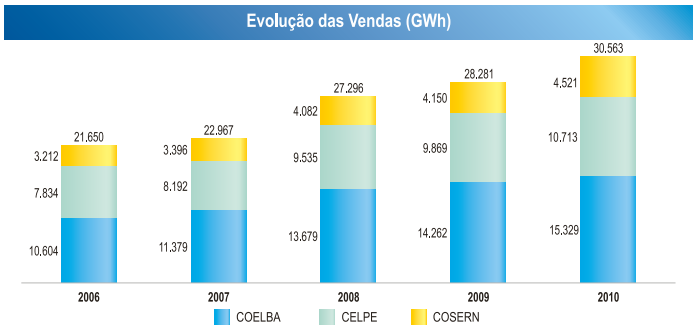
Em 2010, a ANEEL colocou em Audiência Pública a AP 040/2010, que tratou do estabelecimento das metodologias e critérios gerais para o terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica. A Neoenergia apresentou suas contribuições específicas para as metodologias postas em audiência que englobaram os temas de perdas, custos operacionais, base de remuneração, reposicionamento tarifário, custo médio de capital, outras receitas e fator X.

3 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. EVOLUÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

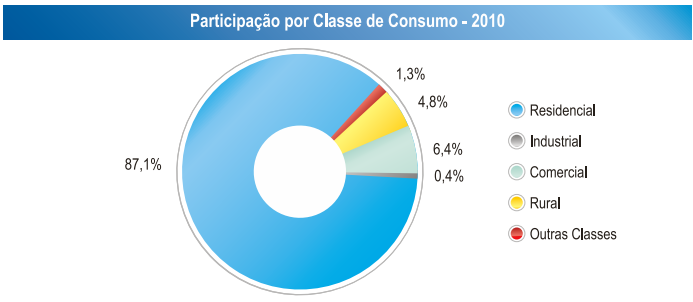
A energia distribuída totalizou 30.563 GWh em 2010, representando um crescimento 8,1% em relação ao ano anterior.

A seguir está demonstrada a evolução combinada das vendas (em GWh) das distribuidoras COELBA, CELPE e COSERN desde 2006.



3.2. EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE CLIENTES

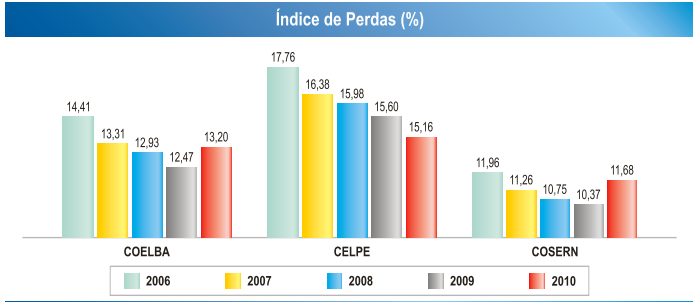
A classe de consumo residencial representa 87,1% do total de consumidores do Grupo e a composição dos clientes por classe, está assim composta, de forma consolidada em 2010:



3.3. PERDAS

As perdas globais de energia são acompanhadas nas distribuidoras através do índice percentual que compara a relação entre a energia fornecida/faturada e a energia requerida/comprada, acumulados no período de 12 meses.

Para combater as perdas em 2010 foram realizadas ações, onde podem ser destacadas: inspeções em unidades consumidoras, blindagem de redes e caixas de medição, verificação de ligações clandestinas. A seguir apresentamos o histórico das perdas totais de distribuição (técnicas e comerciais) das distribuidoras do Grupo Neoenergia.



4 DESEMPENHO OPERACIONAL

4.1. QUALIDADE NO FORNECIMENTO

Os principais indicadores que medem a qualidade do sistema elétrico, DEC (Duração das Interrupções por Consumidor) e FEC (Frequência das interrupções), refletiram por mais um ano a forte incidência de chuvas em um período prolongado na região Nordeste.

A seguir a evolução da Duração das Interrupções por Consumidor – DEC e da Frequência das interrupções – FEC, sem supridora:

	2006	2007	2008	2009	2010
Coelba	14,47	13,63	13,49	13,86	24,81
Celpe	15,49	14,89	14,99	16,25	16,41
Cosern	12,13	12,13	13,22	13,71	12,30
FEC (Sem Supridora)					
	2006	2007	2008	2009	2010
Coelba	7,15	7,23	6,51	6,73	10,14
Celpe	8,81	7,67	7,37	6,48	6,68
Cosern	7,49	7,31	7,29	6,54	6,38

4.2. ATENDIMENTO A CLIENTES

As ações e melhorias implementadas nos serviços de uma forma geral, prestados aos clientes em 2010, se fazem notar através da redução do número de reclamações registrado nas distribuidoras do Grupo.

As empresas mantêm uma rede de atendimento com canais de relacionamento compatível com as exigências específicas de cada segmento, garantindo a qualidade necessária no uso dos serviços de energia elétrica.

5 INVESTIMENTOS

Em 2010 os investimentos totais do Grupo Neoenergia atingiram o montante de R\$ 1,65 bilhão. Com isso, o Grupo Neoenergia acumula investimentos no Brasil, desde 1997, da ordem de R\$ 18,3 bilhões em termos nominais, distribuídos entre aquisições de empresas em leilões de privatizações, compras de ações, aumentos de capital em controladas, investimentos nas controladas de distribuição e geração. Os recursos foram destinados à ampliação da rede de distribuição de energia elétrica e para a expansão da geração, tendo como destaque o programa Luz Para Todos e os projetos de geração.

5.1. PROGRAMA LUZ PARA TODOS

O Programa Luz para Todos foi instituído pelo Governo em 11 de novembro de 2003, destinado a propiciar o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tem acesso a esse serviço público. Em 2010, as distribuidoras do Grupo Neoenergia executaram 76 mil novas ligações, e receberam R\$ 361,0 milhões de subvenção do Governo para aplicação nesse Programa. No acumulado já foram efetuadas 596 mil novas ligações dentro do Programa Luz para Todos.

	Consolidado	Coelba	Celpe	Cosern
Ligações previstas pelo programa	616.636	448.986	114.841	52.809
Ligações executadas até 2009	520.575	353.209	114.841	52.525
Ligações executadas em 2010	75.637	75.637	-	-
Total de ligações executadas até 31 de dezembro de 2010	596.212	428.846	114.841	52.525
Em execução até 31 de dezembro de 2010	20.140	20.140	-	-

5.2. INVESTIMENTOS EM GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

Em 2005 a Neoenergia adquiriu a autorização das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) Goiandira e Nova Aurora, localizadas no Estado de Goiás. A energia a ser produzida por essas usinas foi comercializada no Leilão nº 003/2005 de Geração de Energia, realizado em junho de 2006. Também em 2005, a Neoenergia obteve autorização para a construção da Usina Hidrelétrica (UHE) Baguari, localizada no Rio Doce, em Minas Gerais.

Em 2006 participou do Leilão nº 002/2006 de Geração de Energia comercializando a energia da PCH Pedra do Garrafão e PCH Pirapetinga, localizadas no Estado do Rio de Janeiro. Em setembro de 2006, adquiriu 60% da Usina Hidrelétrica Corumbá III, construída no rio Corumbá, no município de Luziânia, no Estado de Goiás. A energia elétrica desta usina foi comercializada com a Companhia Energética de Brasília (CEB). No leilão de energia nº 004/06, realizado em 10 de outubro de 2006, adquiriu a concessão para construção e comercialização da energia da UHE Dardanelos, no rio Aripuanã, no Estado do Mato Grosso.

Em 2007 adquiriu autorização para construção da PCH Sítio Grande, localizada no rio das Fêmeas, no Estado da Bahia. A energia desta PCH foi comercializada no mercado livre.

Em 2008 adquiriu a concessão para construção e comercialização da energia da UHE Baixo Iguaçu, no rio Iguaçu, no Estado do Paraná, que terá potência instalada de 350 MW. O contrato de concessão ainda não foi assinado pelo poder concedente. No leilão de transmissão nº 006/08, adquiriu a concessão para construção da Subestação NARANDIBA, localizada em Salvador, no Estado da Bahia. Em 2010, no leilão de energia nº 002/10, realizado em 26 de agosto de 2010, a Neoenergia, em parceria com a Iberdrola Renováveis, conquistou participação de 50% nos contratos de compra e venda de energia de nove parques de geração de energia eólica, nos Estado da Bahia e Rio Grande do Norte, que terão potência instalada de 258 MW. O contrato de concessão ainda não foi assinado pelo poder concedente. Em 21 de julho de 2010 a Neoenergia adquiriu 10% do capital social da Norte Energia S.A., empresa constituída para explorar a concessão para construção e comercialização da energia da UHE Belo Monte, no rio Xingu, no Estado do Pará, que terá potência instalada de 11.233 MW. O contrato de concessão foi assinado pelo poder concedente em 26 de agosto de 2010. No leilão de energia nº 004/10, realizado em 17 de dezembro de 2010, a Neoenergia, em consórcio com Furnas, Eletrosul e OPI, adquiriu 50,01% da concessão para construção e comercialização da energia da UHE Teles Pires, no rio Teles Pires, no Estado do Pará, que terá potência instalada de 1.820 MW. O contrato de concessão ainda não foi assinado pelo poder concedente.

Os quatro investimentos ainda a construir irão demandar investimentos da Neoenergia de aproximadamente R\$ 6,0 bilhões, com a expectativa de alavancagem na ordem de 70%.

A seguir, as principais características dos projetos:

	Goiás Sul			Rio PCH I		Geração
	Goiandira	Nova Aurora	Bahia PCH I	Pirapetinga	Garrafão	Eólica
Participação da Neoenergia	100%	100%	100%	75%	75%	50%
Potência Instalada (MW) (*)	27	21	25	17	17	258
Energia Assegurada (MWm) (*)	17,09	12,37	19,62	11,31	11,50	112,27
Área do Reservatório (km2) (*)	6,42	6,83	0,55	0,40	2,71	
	Baguari I	Corumbá III	Dardanelos	Baixo Iguaçu	Belo Monte	Teles Pires
Participação da Neoenergia	51%	60%	51%	100%	10%	50,1%
Potência Instalada (MW) (*)	140	94	261	350	11.233	1.820
Energia Assegurada (MWm) (*)	81,4	50,9	154,9	172,8	4.571,0	915,4
Área do Reservatório (km2) (*)	14,2	72,4	0,2	31,6	516,0	115,0

* Dados estimados dos projetos

As UHEs Baguari e Corumbá III e das PCHs Pirapetinga e Pedra do Garrafão entraram em operação comercial em 2009. As PCHs Sítio Grande e Goiandira entraram em operação comercial em 2010 e a UHE Dardanelos e a PCH Nova Aurora tem expectativa de entrada em operação comercial em 2011. As UHEs Belo Monte e Teles Pires tem expectativa para entrada em operação comercial em 2014 e as Usinas Eólicas em 2012.

6 DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

6.1. INDICADORES EMPRESARIAIS

A seguir apresentamos quadro-resumo com os principais indicadores econômico-financeiros consolidados, destacando que os resultados de 2009 e 2010 estão de acordo com as novas normas contábeis e os resultados de 2006, 2007 e 2008 estão apresentados com as normas vigentes à época.

	2009					Variação
Dados Econômico-Financeiros	2006	2007	2008	Refatamento	2010	2010/2009
Receita Operacional Bruta (R\$ mil)	8.217.103	9.025.294	9.498.680	11.636.276	12.829.696	10,3%
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	5.218.039	5.937.824	6.290.934	8.229.525	8.950.036	8,8%
EBITDA (R\$ mil)	2.195.499	2.603.657	2.605.164	3.029.721	2.975.228	-1,8%
Resultado do Serviço - EBIT (R\$ mil)	1.808.569	2.175.689	2.182.943	2.629.585	2.398.958	-8,8%
Resultado Financeiro (R\$ mil) - Exceto JSCP	(286.517)	(240.786)	(48.794)	52.135	78.033	49,7%
Lucro Líquido (R\$ mil)	995.073	1.340.049	1.474.274	1.830.272	1.777.984	-2,9%
Ativo Total (R\$ mil)	13.225.156	14.494.923	15.837.438	17.339.946	19.590.086	13,0%
Dívida Bruta (R\$ mil)	4.453.174	4.582.815	5.121.135	5.326.330	5.922.522	11,2%
Dívida Líquida (R\$ mil) *	3.233.656	2.593.102	2.629.159	2.611.568	2.501.502	-4,2%
Patrimônio Líquido (R\$ mil)	6.217.928	7.112.411	8.075.768	9.137.730	10.407.851	13,9%
Indicadores Econômico-Financeiros						
Margem EBITDA	42,1%	43,9%	41,4%	36,8%	33,2%	-3,57 p.p
Margem EBIT	34,7%	36,6%	34,7%	32,0%	26,8%	-5,15 p.p
Margem Líquida	19,1%	22,6%	23,4%	22,2%	19,9%	-2,37 p.p
Cobertura de Juros (EBITDA/Resultado Financeiro)						
- Em vezes	7,7	10,8	53,4	(58,1)	(38,1)	-34,4%
Dívida Bruta/EBITDA**	2,0	1,8	2,0	1,8	2,0	13,2%
Índice de Endividamento Líquido	34,2%	25,5%	24,6%	22,2%	19,4%	-2,85 p.p
Ações						
Valor Patrimonial da Ação (R\$)	1,06	1,22	1,38	1,56	1,78	13,9%
Lucro (Prejuízo) Líquido por Ação (R\$)	0,17	0,23	0,25	0,31	0,30	-2,9%
Distribuição de Dividendos e JSCP (R\$ mil)	330.862	445.566	486.351	527.493	844.542	60,1%

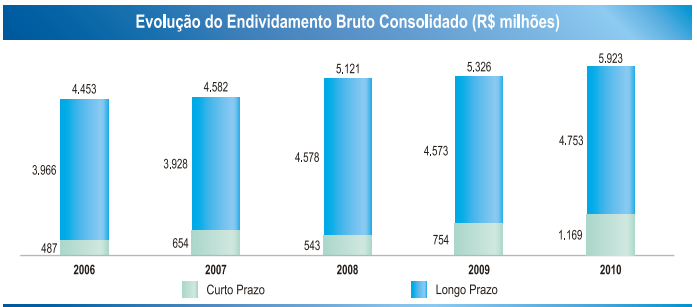
* Dívida líquida de disponibilidades.

** EBITDA 12 meses.

p.p - Pontos Percentuais

6.2. ENDIVIDAMENTO

Em 2010, o Grupo acumulou 81% da dívida em operações de longo prazo.



7 RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL

O Grupo Neoenergia, por meio de suas controladas, atua ativamente nas localidades onde essas estão estabelecidas, mantendo seu compromisso de contribuir para a melhoria da qualidade de vida da população, por meio de convênios, ações filantrópicas, realização de obras, doações, programas de meio ambiente, além da realização de diversos patrocínios culturais.

8 AUDITORES INDEPENDENTES

Nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, destacamos que a Companhia firmou contrato com a Ernst & Young Auditores Independentes, em abril de 2009, para prestação de serviços de auditoria de suas demonstrações contábeis, bem como a revisão de informativos contábeis, para um período de 2 (dois) anos. A Ernst & Young desde então não prestou serviços não-relacionados à auditoria independente que superassem 5% (cinco por cento) do valor do contrato.

A política de atuação da Companhia, bem como das demais empresas do Grupo Neoenergia, quanto à contratação de serviços não-relacionados à auditoria junto à empresa de auditoria, se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor independente.

9 AGRADECIMENTOS

Ao reconhecermos que o resultado alcançado é consequência da união e do esforço de nossos colaboradores e do apoio, empenho, incentivo e profissionalismo recebidos dos públicos com os quais nos relacionamos, queremos expressar nossos agradecimentos aos nossos acionistas, aos Senhores membros do Conselho Fiscal, aos nossos clientes e fornecedores, aos nossos Governos Municipais, Estaduais e Federal e demais autoridades, às Agências Reguladoras e aos Agentes do Setor.

Continua...

...Continuação

BALANÇOS PATRIMONIAIS									
Levantados em 31 de dezembro de 2010 e 2009 e 01 de janeiro de 2009									
Em milhares de reais									
Notas	Controladora		Consolidado		Notas	Controladora		Consolidado	
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
		(Reapre- sentado)	(Reapre- sentado)	(Reapre- sentado)	(Reapre- sentado)	(Reapre- sentado)		(Reapre- sentado)	(Reapre- sentado)
ATIVO									
CIRCULANTE									
Caixa e equivalentes de caixa	6	2.799.730	1.861.203	1.586.784	3.391.601	2.621.961	2.421.604		
Contas a receber de clientes e outros	7	-	-	-	1.959.762	1.965.535	1.526.051		
Títulos e valores mobiliários	8	154.050	39.132	-	277.076	136.489	79.002		
Impostos e contribuições a recuperar	9	111.921	82.739	42.571	406.740	226.836	166.892		
Coligadas, controladas e controladora	-	-	-	-	-	-	1.752		
Dividendos a receber	-	26.584	393.165	76.955	-	-	-		
Juros sobre capital próprio a receber	-	62.723	164.036	70.066	-	-	-		
Estoques	-	-	-	-	16.504	13.922	13.635		
Despesas pagas antecipadamente	-	-	-	-	19.196	22.894	17.549		
Outros créditos	13	330	70.414	65.067	288.130	343.743	298.176		
TOTAL DO CIRCULANTE		3.155.338	2.610.689	1.841.443	6.359.009	5.331.380	4.524.681		
NÃO CIRCULANTE									
Contas a receber de clientes e outros	7	-	-	-	1.040.174	689.143	746.931		
Títulos e valores mobiliários	8	-	-	-	170.295	208.432	160.286		
Ativo indenizável (concessão)	16	-	-	-	701.407	497.509	432.937		
Impostos e contribuições a recuperar	9	-	-	-	81.104	72.067	79.162		
Impostos e contribuições diferidos	10	27.144	22.677	-	333.502	400.965	464.813		
Coligadas, controladas e controladora	-	160.557	69.835	205.528	2.960	9.938	52.175		
Benefício fiscal - ágio incorporado da controladora	11	-	-	-	598.170	651.659	707.953		
Depósitos judiciais	12	90.457	18.933	19.387	304.552	197.052	147.062		
Despesas pagas antecipadamente	-	-	-	-	2.676	676	33.259		
Superávit atuarial	36	-	-	-	43.702	25.320	11.570		
Outros créditos	13	12.630	12.631	15	68.161	37.107	25.242		
Investimentos	14	7.079.849	6.556.080	5.535.547	-	-	-		
Outros Investimentos	-	-	-	-	20.493	30.254	30.670		
Imobilizado	15	27.283	938	972	3.632.122	3.358.179	2.915.506		
Intangível	17	57.918	55.495	54.294	6.231.759	5.830.265	5.295.657		
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		7.455.838	6.736.589	6.115.743	13.231.077	12.008.566	11.103.223		
ATIVO TOTAL		10.611.176	9.347.278	7.957.186	19.590.086	17.339.946	15.627.884		

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES									
Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2010 e 2009									
Em milhares de reais									
	Atribuível aos Acionistas Controladores							Demonstração dos Resultados	
	Capital Social	Reserva de Capital	Reserva Legal	Reserva de Retenção de Lucros	Outros Resultados Abrangentes	Lucros Acumulados		de não Controladores	Abrangentes Total da Companhia
Saldos em 1º de janeiro de 2009 (reapresentado)	4.739.025	2.288	247.879	2.746.882	-	-	120.410	7.856.484	8.494.964
Aprovação de dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	(120.410)	-	-
Lucro líquido do exercício (reapresentado)	-	-	-	-	-	1.830.272	-	299.164	2.129.436
Perda sobre ativo disponível para a venda	-	-	-	-	(4.324)	-	(4.324)	(566)	(4.890)
Destinações:									
Reserva legal	-	-	79.322	-	-	(79.322)	-	-	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	1.223.457	-	(1.223.457)	-	-	-
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	(424.293)	(424.293)	(196.539)	(620.832)
Dividendos adicionais	-	-	-	-	-	(103.200)	103.200	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2009 (reapresentado)	4.739.025	2.288	327.201	3.970.339	(4.324)	-	103.200	9.137.729	9.878.267
Aprovação de dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	(103.200)	-	-
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	1.777.984	-	286.608	2.064.592
Ganho sobre ativo disponível para a venda	-	-	-	-	25.470	-	25.470	4.588	30.058
Destinações:									
Reserva legal	-	-	88.900	-	-	(88.900)	-	-	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	844.542	-	(844.542)	-	-	-
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	(430.134)	(430.134)	(183.095)	(613.229)
Dividendos adicionais	-	-	-	-	-	(414.408)	414.408	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2010	4.739.025	2.288	416.101	4.814.881	21.146	-	414.408	10.407.849	11.256.488

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA									
Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2010 e 2009									
Em milhares de reais									
	Controladora		Consolidado			Controladora		Consolidado	
	2010	2009	2010	2009		2010	2009	2010	2009
		(Reapre- sentado)		(Reapre- sentado)			(Reapre- sentado)		(Reapre- sentado)
ATIVIDADES OPERACIONAIS									
Lucro antes dos impostos	1.773.517	1.806.537	2.456.603	2.557.429					
Ajustes para reconciliar o lucro antes dos impostos com recursos provenientes de atividades operacionais					Aumento (redução) de passivos				
Amortização	2.105	2.059	482.681	395.179	Fornecedores	462	(1.874)	120.406	53.596
Equivalência patrimonial	(1.696.241)	(1.744.689)	-	-	Salários e encargos a pagar	16	-	(9.381)	(39.668)
Provisão para perdas no investimento	-	5.340	-	5.340	Encargos de dívidas e swap	-	-	(34.838)	(23.399)
Amortização de ágio, líquida	101.927	107.174	106.296	112.080	Empréstimos e financiamentos	86	-	95.777	47.410
Juros e variações monetárias líquidas	(4.458)	(7.699)	-	-	Taxas regulamentares	-	-	50.950	(36.246)
Variações monetárias e cambiais e juros de curto prazo, líquidas	-	-	442.940	330.772	Entidade de previdência privada	-	-	(42.754)	(21.812)
Superávit atuarial	-	-	(18.381)	(13.751)	Impostos e contribuições a recolher	15.861	31.141	(228.868)	(339.931)
Outras receitas e despesas financeiras líquidas	(584)	(1.156)	3.971	1.568	Impostos e contribuições diferidos	-	22.677	16.610	66.323
Valor residual do ativo intangível baixado	-	2.332	15.420	20.097	Obrigações estimadas	-	3	(281)	22.351
Tributos e contribuições sociais diferidos	-	-	6.425	(23.995)	Coligadas, controladas e controladoras	(42.412)	(41.836)	-	-
Provisão para plano de benefício pós-emprego	-	-	(141)	(222)	Provisão para passivos	-	-	9.912	2.823
Provisão (reversão) para contingências cíveis, fiscais e trabalhistas	-	-	2.713	(3.262)	Outras passivos	(2)	-	81.117	25.079
Outras provisões	-	-	205	48	Total	(25.990)	10.111	58.650	(243.474)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	16.974	(1.676)	RECURSOS LÍQUIDOS PROVENIENTES DAS OPERAÇÕES	1.771.882	816.949	2.718.934	2.635.634
Ajustes de avaliação patrimonial - IFRS	-	-	7.894	(1.051)	ATIVIDADE DE FINANCIAMENTO				
Total	176.267	169.899	3.523.600	3.378.556	Adiantamento para futuro aumento de capital	(133.038)	(196.499)	-	-
(Aumento) redução de ativos					Empréstimos e financiamentos obtidos	3.494	-	1.246.357	698.195
Contas a receber de clientes e outros	-	-	(293.961)	(314.076)	Debêntures emitidas	-	-	80.274	-
Títulos a receber	-	-	(96.016)	11.788	Pagamentos de empréstimos e financiamentos	-	-	(716.037)	(698.346)
Ativos regulatórios	-	-	(312)	4.451	Pagamentos de debêntures	-	-	(408.187)	(194.913)
Recebimento de dividendos	1.435.333	626.861	-	-	Obrigações vinculadas	-	-	7.707	3.393
Recebimento de juros sobre capital próprio	332.078	127.870	-	-	Empréstimos com partes relacionadas	(82.194)	(152.026)	-	-
Fundos vinculados	70.097	(5.184)	67.892	(10.026)	Pagamento de dividendos	(103.200)	(120.342)	(408.771)	(256.778)
Títulos e valores mobiliários	(114.919)	(39.132)	(64.215)	78.714	Pagamento de juros sobre capital próprio	(413.863)	(302.195)	(228.406)	(339.650)
Impostos e contribuições a recuperar	(24.714)	(40.168)	(183.954)	(107.538)	Coligadas e controladora	130.120	491.465	-	-
Estoques	-	-	(2.367)	(2.556)	Total	(598.580)	(279.597)	(427.063)	(808.099)
Impostos e contribuições a diferidos	(4.468)	(22.677)	22.149	(31.449)	TOTAL DE INGRESSO DE RECURSOS	1.173.202	537.352	2.291.871	1.827.535
Benefício fiscal - ágio incorp. controladora	-	-	18.895	20.115	ATIVIDADE DE INVESTIMENTO				
Depósitos judiciais	(71.523)	454	(108.917)	(38.795)	Integralização de capital	(203.801)	(257.290)	2.000	19.883
Serviço em curso	-	-	(1.085)	-	Em investimentos	-	-	(21.738)	(397)
Despesas pagas antecipadamente	-	-	4.365	(9.948)	Alienação de bens do ativo	(26.382)	(111)	(420.072)	(555.230)
Coligadas, controladas e empresas ligadas	(561)	107	-	-	Ativo indenizável (concessão)	-	-	(171.394)	(141.418)
Outros ativos	282	(11.193)	(225.790)	(100.128)	No intangível	(4.492)	(5.532)	(920.493)	(943.207)
Total	1.621.605	636.939	(863.316)	(499.448)	No diferido	-	-	9.493	(6.809)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2010 e 2009

Em milhares de reais, exceto o lucro por ação

		Controladora		Consolidado	
	Notas	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
		(Reapresentado)		(Reapresentado)	
RECEITA BRUTA	28	159	-	12.829.696	11.636.276
(-) Deduções da receita bruta	29	(53)	-	(3.879.660)	(3.406.751)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA		106	-	8.950.036	8.229.525
Custo do serviço	30	-	-	(5.685.363)	(4.978.626)
LUCRO BRUTO		106	-	3.264.673	3.250.899
Despesas com vendas	30	-	-	(355.003)	(287.786)
Despesas gerais e administrativas	30	(20.634)	(17.205)	(428.693)	(339.680)
Outras receitas	30	-	-	85	229
Outras despesas	30	-	-	(565)	(1.492)
Resultado de equivalência patrimonial		1.696.242	1.744.689	-	-
Provisão para desvalorização de investimento		-	(5.340)	-	(5.340)
Amortização de ágio		(101.927)	(111.536)	(101.927)	(111.536)
LUCRO ANTES DO RESULTADO					
FINANCEIRO E IMPOSTOS		1.573.787	1.610.608	2.378.570	2.505.294
Receita financeira	31	238.311	221.810	848.853	726.878
Despesa financeira	31	(38.581)	(26.061)	(770.820)	(674.743)
LUCRO ANTES DOS IMPOSTOS		1.773.517	1.806.357	2.456.603	2.557.429
Imposto de renda e contribuição social		4.467	23.915	(392.011)	(427.993)
Corrente		-	(3.125)	(622.048)	(615.273)
Diferido		4.467	22.677	(27.461)	(76.035)
Incentivo Sudene		-	-	310.989	315.245
Amortização do ágio e reversão PMIPL		-	4.363	(53.491)	(51.930)
LUCRO ANTES DA PARTICIPAÇÃO DOS					
NÃO CONTROLADORES		1.777.984	1.830.272	2.064.592	2.129.436
Atribuível aos acionistas não controladores		-	-	(286.608)	(299.164)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		1.777.984	1.830.272	1.777.984	1.830.272
LUCRO BÁSICO E DILUÍDO POR					
LOTE DE MIL AÇÕES:					
Ordinária		0,30	0,31		



...Continuação



BALANÇO SOCIAL CONSOLIDADO

Em 31 de dezembro de 2010 e 2009 - Informação Adicional (Não Auditado)

Em milhares de reais

[illegible]**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**

31 de dezembro de 2010 e 2009 e 01 de janeiro de 2009

(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

1 Informações Gerais

A NEOENERGIA S.A. ("NEOENERGIA" ou "Companhia") é uma sociedade por ações de capital aberto, constituída com o objetivo principal de atuar como holding, participando no capital de outras sociedades dedicadas às atividades de distribuição, transmissão, geração e comercialização de energia elétrica.

A sede da Companhia está localizada na Praia do Flamengo, 78 - 3º andar – Flamengo - Rio de Janeiro - RJ.

A administração da Companhia autorizou a conclusão da preparação destas demonstrações contábeis em 25 de janeiro de 2011.

A Companhia possui participações diretas e indiretas nas seguintes controladas e controlada em conjunto, segregadas por atividade de negócio:

	Percentual da Participação (%)		
	31/12/10	31/12/09	01/01/09

Empresas Controladas	Ref.	Direta	Indireta	Direta	Indireta	Direta	Indireta
DISTRIBUIÇÃO							
COELBA		87,84	-	87,84	-	87,84	-
CELPE		89,65	-	89,65	-	89,65	-
COSERN		84,45	-	84,45	-	84,45	-
GERAÇÃO							
AFLUENTE GERAÇÃO		87,84	-	87,84	-	87,84	-
BAGUARI I		99,99	0,01	99,99	0,01	99,99	0,01
BAHIA PCH I		99,99	0,01	99,99	0,01	99,99	0,01
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA	(a)	51,00	-	51,00	-	51,00	-
GERAÇÃO CIII		99,99	0,01	99,99	0,01	99,99	0,01
GOIÁS SUL		99,99	0,01	99,99	0,01	99,99	0,01
ITAPEBI		42,00	-	42,00	-	42,00	-
RIO PCH I		75,00	-	75,00	-	75,00	-
TERMOAÇU		23,13	-	23,13	-	25,20	-
TERMOPIERNAMBUCO		99,99	0,01	99,99	0,01	99,99	0,01
GERAÇÃO CÉU AZUL	(a)	99,99	0,01	99,99	0,01	99,99	0,01
NORTE ENERGIA	(a)	10,00	-	-	-	-	-
TRANSMISSÃO							
AFLUENTE TRANSMISSÃO		87,84	-	87,84	-	87,84	-
SE NARANDEIBA	(a)	99,99	0,01	99,99	0,01	99,99	0,01
COMERCIALIZAÇÃO							
NC ENERGIA		100,00	-	100,00	-	100,00	-
OUTROS							
NEOINVEST		99,99	0,01	99,99	0,01	99,99	0,01
NEOSERV (Antiga TERMO NC)	(b)	1,00	99,00	1,00	99,00	1,00	99,00
BELO MONTE PARTICIPAÇÕES		99,00	1,00	-	-	-	-
Sociedades de Propósito Específico ("SPES")							
		Direta	Indireta	Direta	Indireta	Direta	Indireta
Garter Properties INC.		100,00	-	100,00	-	100,00	-
BB Polo 28 Fundo de Investimento Renda Fixa		100,00	-	100,00	-	100,00	-
Salvador DI Fundo de Investimento Referenciado		100,00	-	100,00	-	100,00	-
Fundo de Investimento Bilbao		100,00	-	100,00	-	100,00	-
Santander Fundo de Investimento Rio de Janeiro Referenciado DI		100,00	-	100,00	-	100,00	-
Bradesco Fundo de Investimento Referenciado DI Recife		100,00	-	100,00	-	100,00	-

(a) Empresas constituídas para construção de novos empreendimentos em geração ou transmissão, os quais se encontram em fase pré-operacional.

(b) Participação através da NC Energia. Vide nota explicativa nº 14.

2 Concessões

	Número		Data	Data de
<u>DISTRIBUIÇÃO</u>	<u>de Municípios</u>	<u>Localidade</u>	<u>de Concessão</u>	<u>Vencimento</u>
COELBA	415	Estado da Bahia	08/08/1987	07/08/2027
CELPE	184	Estado de Pernambuco	30/03/2000	30/03/2030
CELPE	1	Distrito de Fernando de Noronha	30/03/2000	30/03/2030
CELPE	1	Estado da Paraíba	30/03/2000	30/03/2030
COSERN	167	Estado do Rio Grande do Norte	31/12/1997	30/12/2027
<u>COMERCIALIZAÇÃO</u>		<u>Localidade</u>		<u>Data de Autorização</u>
NC ENERGIA		Rio de Janeiro		16/08/2000

Geração em Operação	Tipo de Usina	Localidade	Capacidade Instalada (MW) *	Energia Assegurada (MWmed)*	Energia Contratada (MWmed)	Data da Concessão/ Autorização	Data de Vencimento
COELBA							
Belmonte	Termelétrica - UTE	Belmonte - BA	1,5 MW	Somente em caráter emergencial		29/08/05	Indeterminado
Ilha Grande	Termelétrica - UTE	Camamu - BA	1,7 MW	1,2 MW	1,2 MW	08/08/97	07/08/21
AFLUENTE							
Alto Fêmeas I	Hidrelétrica - PCH	Rio das Fêmeas - São Desidério - BA	10,6 MW	9,5 MW	9,5 MW	08/08/97	07/08/27
Presidente Goulart	Hidrelétrica - PCH	Rio Correntina - BA	8 MW	6,9 MW	6,9 MW	08/08/97	07/08/27
ITAPÉBI							
	Hidrelétrica - UHE	Rio Jequitinhonha - BA	450 MW	214,3 MW	214,3 MW	28/05/99	27/05/34
TERMOFERNAMBUCO							
	Termelétrica - UTE	Complexo Portuário do Suape - PE	532 MW	490,6 MW	455 MW	15/12/00	18/12/30
CELPE							
Fernando de Noronha	Térmica a diesel	Distrito de Fernando de Noronha - PE	4,08 MW		1,6 MW	21/12/89	21/12/19
TERMOACU							
	Termelétrica - UTE	Alto do Rodrigues - RN	368 MW	331 MW	266 MW	09/07/01	08/07/31
RIO PICH I							
Pedra do Garrafão	Hidrelétrica - PCH	Rio Itabapoana - RJ	19 MW	11,31 MW	11 MW	17/12/02	16/12/32
Pirapettinga	Hidrelétrica - PCH	Rio Itabapoana - RJ	20 MW	11,51 MW	11 MW	17/12/02	16/12/32
GOIÁS SUL							
Nova Aurora	Hidrelétrica - PCH	Rio Veríssimo - GO	21 MW	12,37 MW	12 MW	17/02/04	16/02/34
Goandira	Hidrelétrica - PCH	Rio Veríssimo - GO	27 MW	17,09 MW	16 MW	17/12/02	16/12/32
BAGUARI I							
	Hidrelétrica - UHE	Rio Doce - MG	140 MW	81,4 MW	77 MW	15/08/06	15/08/41
GERAÇÃO CIII							
Corumbá III	Hidrelétrica - UHE	Rio Corumbá - GO	93,6 MW	50,9 MW	50,9 MW	07/11/01	06/11/36
BAHIA PCH I							
	Hidrelétrica - PCH	Rio das Fêmeas - BA	25 MW	19,6 MW	19 MW	09/12/99	09/12/99
Geração em Construção							
Geração em Construção	Tipo de Usina	Localidade	Capacidade instalada (MW) *	Energia Assegurada (MWmed)*	Energia Contratada (MWmed)	Data da Concessão/ Autorização	Data de vencimento
DARDANELOS							
	Hidrelétrica - UHE	Rio Anipuaná - MT	261 MW	154,9 MW	147 MW	28/06/07	28/06/42
BADO IGUAÇU							
	Hidrelétrica - UHE	Rio Iguaçu - PR	350 MW	172,8 MW	121 MW	30/06/05	04/08/40

3 Resumo das Principais Práticas Contábeis

3.1 – Base de apresentação

As demonstrações financeiras individuais foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, e que diferem das normas internacionais de contabilidade emitidas pelo International Accounting Standards Board – IASB somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, conforme requerido pelo ICP 09, enquanto que para fins de IFRS seria custo ou valor justo.

As demonstrações financeiras consolidadas foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB.

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas contábeis, baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da administração para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações financeiras.

Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem: o registro da receita de fornecimento de energia e de uso da rede de distribuição não faturados, o registro da comercialização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCCE, a avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo, mensuração do uso de bem público, estimativas do valor justo das propriedades para investimento, análise do risco de crédito para determinação da provisão para créditos de liquidação duvidosa, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências.

Os valores contábeis de ativos e passivos reconhecidos que representam itens objeto de hedge a valor justo que, alternativamente, seriam contabilizados ao custo amortizado, são ajustados para demonstrar as variações nos valores justos atribuíveis aos riscos que estão sendo objeto de hedge.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido ao tratamento probabilístico inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas e premissas pelo menos anualmente.

A Companhia adotou todas as normas, revisões de normas e interpretações técnicas emitidas pela CVM e CPC que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2010.

As políticas contábeis descritas em detalhes abaixo foram aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nessas demonstrações financeiras e na preparação do balanço patrimonial de abertura apurado em 1º de janeiro de 2009 com a finalidade de transição para a aplicação dos novos pronunciamentos contábeis.

3.2 – Conversão de saldos em moeda estrangeira

As demonstrações financeiras são apresentadas em Reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia.

Os ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira que não sejam instrumento de hedge ou objeto de hedge, são convertidos para a moeda funcional usando-se a taxa de câmbio vigente na data dos respectivos balanços patrimoniais. Os ganhos e perdas resultantes da atualização desses ativos e passivos verificados entre a taxa de câmbio vigente na data da transação e os encerramentos dos exercícios são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado.

3.3 – Reconhecimento de receita

A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia e quando possa ser mensurada de forma confiável. A receita líquida é mensurada com base no valor justo da contraprestação recebida, excluindo descontos, abatimentos e encargos sobre vendas.

a) Receita não faturada

Corresponde à receita de fornecimento de energia elétrica, entregue e não faturada ao consumidor, e à receita de utilização da rede de distribuição não faturada, calculada em base estimada, referente ao período após a medição mensal e até o último dia do mês.

b) Receita de construção

A ICPN 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deva registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção

(serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como

sendo igual a zero, consoante que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade-fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

c) Receita de juros

A receita de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade.

A receita de juros é reconhecida pelo método linear com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto, sendo a taxa de juros efetiva aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial deste ativo.

3.4 – Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

- Reconhecimento inicial de ativo derivado da expectativa de rentabilidade futura (goodwill); ou
- Reconhecimento inicial de ativo ou passivo em uma transação que: não é uma combinação de negócios; e no momento da transação, não afeta nem o lucro contábil nem o lucro tributável (prejuízo fiscal).

Continua.

...Continuação

Um ativo fiscal diferido será reconhecido para todas as diferenças temporárias dedutíveis na medida em que seja provável a existência de lucro tributável contra o qual a diferença temporária dedutível possa ser utilizada, a não ser que o ativo fiscal diferido surja do reconhecimento inicial de ativo ou passivo em uma transação que:

- Não é uma combinação de negócios; e
- No momento da transação, não afeta nem o lucro contábil nem o lucro tributável (prejuízo fiscal).

São calculados com base nas alíquotas do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro, vigentes na data da elaboração das demonstrações contábeis.

Para o cálculo do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro corrente, a Companhia adota o Regime Tributário de Transição – RTT, que permite expurgar os efeitos decorrentes das mudanças promovidas pelas Leis 11.638/2007 e 11.941/2009, da base de cálculo desses tributos.

3.5 – Imposto sobre vendas

Receitas, despesas e ativos são reconhecidos líquidos dos impostos sobre vendas exceto:

- Quando os impostos sobre vendas incorridos na compra de bens ou serviços não for recuperável junto às autoridades fiscais, hipótese em que o imposto sobre vendas é reconhecido como parte do custo de aquisição do ativo ou do item de despesa, conforme o caso; e
- Quando os valores a receber e a pagar forem apresentados juntos com o valor dos impostos sobre vendas.

O valor líquido dos impostos sobre vendas, recuperável ou a pagar, é incluído como componente dos valores a receber ou a pagar no balanço patrimonial.

3.6 – Instrumentos financeiros

a) Ativos financeiros

Os ativos financeiros da Companhia estão classificados como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado (os mantidos para negociação e os designados assim no reconhecimento inicial), empréstimos e recebíveis, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda ou derivativos classificados como instrumentos de hedge eficazes.

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente ao valor justo, acrescidos, no caso de ativos não designados a valor justo por meio do resultado, dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição do ativo financeiro.

Os ativos financeiros da Companhia incluem caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, títulos e valores mobiliários, concessão de serviço público (indenização), outros créditos e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumentos de hedge.

a.1) Mensuração subsequente dos ativos financeiros

A mensuração subsequente de ativos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado

Ativos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo.

Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidas na demonstração do resultado.

- Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos (taxa de juros efetiva), menos perda por redução ao valor recuperável. O custo amortizado é calculado levando em consideração qualquer desconto ou “prêmio” na aquisição e taxas ou custos incorridos. A amortização do método de juros efetivos é incluída na linha de receita financeira na demonstração de resultado. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas como despesa financeira no resultado.

- Investimentos mantidos até o vencimento

Ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e vencimentos fixos são classificados como mantidos até o vencimento quando a Companhia tiver manifestado intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são avaliados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável.

- Ativos financeiros disponíveis para venda

Os ativos financeiros disponíveis para venda são aqueles ativos financeiros não derivativos que não são classificados como: (a) empréstimos e recebíveis, (b) investimentos mantidos até o vencimento ou (c) ativos financeiros pelo valor justo por meio do resultado.

Após mensuração inicial, ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento, com exceção das perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do período.

a.2) Desreconhecimento (baixa) dos ativos financeiros

Um ativo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um ativo financeiro ou parte de um grupo de ativos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- A Companhia transferir os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumiu uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de “repasse”; e (a) A Companhia transferiu substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) A Companhia não transferiu nem reteve substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferiu o controle sobre o ativo.

b) Passivos financeiros

Os passivos financeiros da Companhia são classificados como passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e financiamentos, ou como derivativos classificados como instrumentos de hedge, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de empréstimos e financiamentos, são acrescidos do custo da transação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumento de hedge.

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros

A mensuração dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado

Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem passivos financeiros para negociação e passivos financeiros designados no reconhecimento inicial a valor justo por meio do resultado.

A Companhia não apresentou nenhum passivo financeiro a valor justo por meio do resultado.

- Mantidos para negociação

Passivos financeiros são classificados como mantidos para negociação quando forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo. Esta categoria inclui instrumentos financeiros derivativos contratados pela Companhia que não satisfizem os critérios de contabilização de hedge definidos pelo CPC 38. Derivativos, também são classificados como mantidos para negociação, a menos que sejam designados como instrumentos de hedge efetivos. Ganhos e perdas de passivos para negociação são reconhecidos na demonstração do resultado.

- Empréstimos e financiamentos

Após reconhecimento inicial, empréstimos e financiamentos sujeitos a juros são mensurados subsequentemente pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetivos. Ganhos e perdas são reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa dos passivos, bem como durante o processo de amortização pelo método taxa efetiva de juros.

b.2) Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro é baixado quando a obrigação for revogada, cancelada ou expirar. Quando um passivo financeiro existente for substituído por outro do mesmo mutuante com termos substancialmente diferentes, ou os termos de um passivo existente forem significativamente alterados, essa substituição ou alteração é tratada como baixa do passivo original e reconhecimento de um novo passivo, sendo a diferença nos correspondentes valores contábeis reconhecida na demonstração do resultado.

c) Valor justo de instrumentos financeiros

O valor justo de instrumentos financeiros ativamente negociados em mercados financeiros organizados é determinado com base nos preços de compra cotados no mercado no fechamento dos negócios na data do balanço, sem dedução dos custos de transação.

O valor justo de instrumentos financeiros para os quais não haja mercado ativo é determinado utilizando técnicas de avaliação. Essas técnicas podem incluir o uso de transações recentes de mercado (com isenção de interesses); referência ao valor justo corrente de outro instrumento similar; análise de fluxo de caixa descontado ou outros modelos de avaliação.

3.7 – Instrumentos financeiros derivativos e contabilidade de hedge

A Companhia firma contratos derivativos de swap com o objetivo de administrar a exposição de riscos associados com variações nas taxas cambiais e nas taxas de juros. De acordo com o preconizado no CPC 38, esses derivativos foram contabilizados como instrumentos financeiros instrumento de hedge (hedge accounting).

A Companhia não tem contratos derivativos com fins comerciais e especulativos (vide nota explicativa nº 34).

Os instrumentos financeiros derivativos designados em operações de hedge são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data em que o contrato de derivativo é contratado, sendo reavaliados subsequentemente também ao valor justo.

Derivativos são apresentados como ativos financeiros quando o valor justo do instrumento for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo.

Para os fins de contabilidade de hedge (hedge accounting), a Companhia classifica os hedges como hedge de valor justo, ao fornecer proteção contra a exposição às alterações no valor justo de ativo ou passivo reconhecido ou de compromisso firme não reconhecido, ou de parte identificada de tal ativo, passivo ou compromisso firme, que seja atribuível a um risco particular e possa afetar o resultado.

Quaisquer ganhos ou perdas resultantes de mudanças no valor justo desses derivativos e do item coberto durante o exercício são lançados diretamente na demonstração de resultado, no resultado financeiro.

A Companhia classifica formalmente e documenta a relação de hedge à qual deseja aplicar contabilidade de hedge, bem como o objetivo e a estratégia de gestão de risco da administração para levar a efeito o hedge. A documentação inclui a identificação do instrumento de hedge, o item ou transação objeto de hedge, a natureza do risco objeto de hedge, a natureza dos riscos excluídos da relação de hedge, a demonstração prospectiva da eficácia da relação de hedge e a forma em que a Companhia irá avaliar a eficácia do instrumento de hedge para fins de compensar a exposição a mudanças no valor justo do item objeto de hedge.

Espera-se que esses hedges sejam altamente eficazes para compensar mudanças no valor justo, sendo permanentemente avaliados para verificar se foram efetivamente eficazes ao longo de todos os períodos-base para os quais foram destinados.

3.8 – Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem saldos de caixa, depósitos bancários à vista, e as aplicações financeiras com liquidez imediata. São classificadas como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado - disponíveis para negociação, e estão registradas pelo valor original acrescido dos rendimentos auferidos até as datas de encerramento das demonstrações financeiras, apurados pelo critério pro rata, que equivalem aos seus valores de mercado.

3.9 – Contas a receber de clientes e outros

Engloba as contas a receber com fornecimento de energia e uso da rede, faturado e não faturado, este por estimativa, serviços prestados, acréscimos moratórios e outros, até o encerramento do balanço, contabilizado com base no regime de competência. São considerados ativos financeiros classificados como empréstimos e recebíveis.

As contas a receber de clientes e outros estão apresentadas líquidas da provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD reconhecida em valor considerado suficiente pela administração para cobrir as prováveis perdas na realização das contas a receber de consumidores e títulos a receber cuja recuperação é considerada improvável.

A PCLD é constituída com base nos valores a receber dos consumidores da classe residencial vencidos há mais de 90 dias, da classe comercial vencidos há mais de 180 dias e das classes industrial, rural, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias. Considera também, uma análise individual dos títulos a receber e do saldo de cada consumidor, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, entre outros.

3.10 – Títulos e valores mobiliários

São classificados como ativos financeiros mantidos até o vencimento, e estão demonstrados ao custo amortizado, acrescido das remunerações contratadas, reconhecidas proporcionalmente até as datas de encerramento das demonstrações financeiras, equivalentes ao seu valor justo.

3.11 – Estoques

Os materiais e equipamentos em estoque, classificados no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e administrativo) estão registrados ao custo médio de aquisição e não excedem os seus custos de reposição ou valores de realização, deduzidos de provisões para perdas, quando aplicável.

3.12 – Outros investimentos

Representam investimentos em bens imóveis, ações e quotas de direitos sobre a comercialização de obra audiovisual, que não se destinam ao objetivo da concessão e estão registrados pelo custo de aquisição, líquidos de provisão para perdas, quando aplicável.

3.13 – Ativo indenizável (concessão)

Refere-se à parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro 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 da Orientação Técnica OCPC 05 – Contratos de concessão. Essa parcela de infraestrutura classificada como ativo financeiro é remunerada por meio do denominado WACC regulatório, que consiste na remuneração do investimento e que é cobrada mensalmente na tarifa dos clientes.

O valor justo do ativo financeiro está sendo revisado trimestralmente, considerando a atualização pelo IGPM. Diferenças entre o valor justo contabilizado e o novo valor justo apurado são reconhecidas diretamente no patrimônio líquido, como Ajuste de Avaliação Patrimonial. Na data da revisão tarifária da Companhia, que ocorre há cada cinco anos, o ativo financeiro poderá ser ajustado ao valor justo de acordo com a base de remuneração determinada ao valor novo de reposição pelos critérios tarifários.

3.14 – Imobilizado

Registrado ao custo de aquisição ou construção deduzido da depreciação acumulada. Inclui principalmente os ativos de geração e ativos administrativos.

A depreciação acumulada é calculada a taxas que levam em consideração a vida útil efetiva dos bens.

3.15 – Intangível

Compreende o direito de uso da infraestrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pela outorgante como parte do contrato de concessão do serviço público de serviço elétrica (direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado), em consonância com as disposições das Deliberações CVM nºs 553 de 12 de novembro de 2008, 611 de 22 de dezembro de 2009 e 654 de 28 de dezembro de 2010, que aprovam respectivamente o CPC 04 – Ativos Intangíveis, o ICPC 01 – Contratos de Concessão e o OCPC 05 – Contratos de Concessão.

É avaliado ao custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

3.16 – Perda por redução ao valor recuperável de ativos não financeiros

A Administração revisa anualmente o valor contábil líquido dos ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Sendo tais evidências identificadas, e o valor contábil líquido exceder o valor recuperável, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável. Essas perdas serão lançadas ao resultado do exercício quando identificadas. O teste de perda por redução ao valor recuperável de ativos intangíveis de vida útil indefinida é ágio por expectativa de rentabilidade futura são efetuados pelo menos anualmente (31 de dezembro) ou quando as circunstâncias indicarem perda por desvalorização do valor contábil.

O valor contábil de um ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor líquido de venda.

Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto antes dos impostos que reflita o custo médio ponderado de capital para a indústria em que opera a unidade geradora de caixa. O valor líquido de venda é determinado, sempre que possível, com base em contrato de venda firme em uma transação com finalidade de prover recursos para reversão, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitado a 3,0% de sua receita anual.

3.17 – Empréstimos, financiamentos e debêntures

As obrigações em moeda nacional são atualizadas pela variação monetária e pelas taxas efetivas de juros, incorridas até as datas dos balanços, de acordo com os termos dos contratos financeiros, deduzidos dos custos de transação incorridos na captação dos recursos.

De acordo com o preconizado no CPC 38, as obrigações em moeda estrangeira são consideradas como itens objeto de hedge (hedge accounting).

Os custos de empréstimos atribuídos à aquisição, construção ou produção de ativos qualificados, nesse caso, são incluídos no custo do intangível em curso até a data em que estejam prontos para o uso pretendido, conforme disposições das Deliberações CVM nºs 553, de 12 de novembro de 2008 e 577, de 5 de junho de 2009, que aprovaram, respectivamente, os CPCs 04 – Ativo Intangível e CPC 20 – Custos de Empréstimos.

Os ganhos decorrentes da aplicação temporária dos recursos obtidos com empréstimos específicos ainda não gastos com o ativo qualificável são deduzidos dos custos com empréstimos qualificados para capitalização.

Todos os outros custos com empréstimos são reconhecidos no resultado do período, quando incorridos.

3.18 – Taxas regulamentares

a) Reserva Global de Reversão (RGR)

Encargo do setor elétrico pago mensalmente pelas empresas concessionárias de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitado a 3,0% de sua receita anual.

b) Conta Consumo de Combustível (CCC)

Parcela da receita tarifária paga pelas distribuidoras, nos sistemas interligados com dupla destinação: pagar as despesas com o combustível usado nas termicas que são acionadas para garantir as incertezas hidrológicas e; subsidiar parte das despesas com combustível nos sistemas isolados para permitir que as tarifas elétricas naqueles locais tenham níveis semelhantes aos praticados nos sistemas interligados.

c) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica. Os valores a serem pagos também são definidos pela ANEEL.

d) Programas de Eficiência Energética (PEE) – Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) – Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

São programas de reinvestimento exigidos pela ANEEL para as distribuidoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses programas.

e) Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE)

Os valores da taxa de fiscalização incidentes sobre a distribuição de energia elétrica são diferenciados e proporcionais ao porte do serviço concedido, calculados anualmente pela ANEEL, considerando o valor econômico agregado pelo concessionário.

f) Encargo do Serviço do Sistema (ESS)

Representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado mensalmente pela COEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração.

g) Uso de Bem-Público

Corresponde aos valores estabelecidos no contrato de concessão para exploração do potencial de energia hidráulica o qual é registrado pelo valor das retribuições ao poder concedente pelo aproveitamento do potencial hidrelétrico, descontada a valor presente a taxa implícita do projeto.

h) Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

A compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH é um percentual que as concessionárias e empresas autorizadas a produzir energia por geração hidrelétrica pagam pela utilização de recursos hídricos, calculado pelo valor da energia produzida.

3.19 – Distribuição de dividendos

A política de reconhecimento contábil de dividendos está em consonância com as normas previstas no CPC 25 e ICPC 08, os quais determinam que os dividendos propostos a serem pagos e que estejam fundamentados em obrigações estatutárias, devem ser registrados no passivo circulante.

O estatuto social da Companhia estabelece que, no mínimo, 25% do lucro líquido anual seja distribuído a título de dividendos. Adicionalmente, de acordo com o estatuto social, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e de dividendos intermediários, que deverão estar respaldados em resultados revisados por empresa independente, contendo projeção dos fluxos de caixa que demonstrem a viabilidade da proposta.

Desse modo, no encerramento do exercício social e após as devidas destinações legais a Companhia registra a provisão equivalente ao dividendo mínimo obrigatório ainda não distribuído no curso do exercício, ao passo que registra os dividendos propostos excedentes ao mínimo obrigatório como “dividendo adicional proposto” no patrimônio líquido.

A Companhia distribui juros a título de remuneração sobre o capital próprio, nos termos do Art. 9º, parágrafo 7º da Lei nº 9.249, de 26/12/95, os quais são dedutíveis para fins fiscais e considerados parte dos dividendos obrigatórios.

Os dividendos e juros sobre o capital próprio não reclamados no prazo de três anos são revertidos para a Companhia.

3.20 – Plano previdenciário e outros benefícios aos empregados

A Companhia possui diversos planos de benefícios a empregados incluindo planos de pensão e aposentadoria, assistência médica, participação nos lucros e resultados, dentre outros.

Os compromissos atuariais com os planos de benefícios de pensão e aposentadoria são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável, sendo os custos correspondentes reconhecidos durante o período aquisitivo dos empregados, em conformidade com a Deliberação CVM nº 600, de 7 de outubro de 2009. Eventuais superávits com planos de benefícios a empregados também são contabilizados, reconhecidos até o montante provável de redução nas contribuições futuras da patrocinadora para estes planos.

O método da unidade de crédito projetada considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final. Adicionalmente, são utilizadas outras premissas atuariais, tais como hipóteses biológicas e econômicas e, também, dados históricos de gastos incorridos e de contribuição dos empregados.

Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de benefícios de pensão e aposentadoria e os compromissos atuariais relacionados ao plano de assistência médica são reconhecidos no resultado do exercício.

3.21 – Provisões

A Companhia registrou provisões, as quais envolvem considerável julgamento por parte da Administração, para contingências ambientais, fiscais, trabalhistas e cíveis que como resultado de um acontecimento passado, é provável que uma saída de recursos envolvendo benefícios econômicos seja necessária para liquidar a obrigação e uma estimativa razoável possa ser feita do montante dessa obrigação.

A Companhia também está sujeita a várias reivindicações, legais, cíveis e processos trabalhistas cobrindo uma ampla faixa de assuntos que advém do curso normal das atividades de negócios. O julgamento da Companhia é baseado na opinião de seus consultores legais. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais. Os resultados reais podem diferir das estimativas.

3.22 – Demais direitos e obrigações

Outros ativos e passivos, circulantes e não circulantes sujeitos à variação monetária por força de legislação ou cláusulas contratuais estão corrigidos com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores atualizados até a data das demonstrações contábeis. Os demais estão apresentados pelos valores incorridos na data de formação, sendo os ativos reduzidos de provisão para perdas e/ou ajuste a valor presente, quando aplicável.

3.23 – Operações de Compra e Venda de Energia Elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCCE

Os registros das operações de compra e venda de energia na CCCE estão reconhecidos pelo regime de competência de acordo com informações divulgadas por aquela entidade ou por estimativa da Administração da Companhia, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente.

3.24 – Questões ambientais

A Companhia capitaliza gastos referentes a demandas ambientais substanciadas nas previsões regulamentares do setor de energia elétrica e tem por motivadores os “condicionantes ambientais” exigidos pelos órgãos públicos competentes, para concessão das respectivas licenças que permitirão a execução dos projetos. Nesse particular, estão enquadrados o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente – IBAMA e o Instituto do Meio Ambiente – IMA, este na esfera estadual.

Os “condicionantes ambientais” correspondem a compensações que devem ser realizadas para executar o projeto, visando reparar, atenuar ou evitar danos ao meio ambiente onde será realizado o empreendimento.

Na hipótese dos gastos decorrerem de convênios com ONGs e outros entes que promovem a preservação ambiental, sem, no entanto, estarem relacionados a projetos de investimentos, o gasto é apropriado ao resultado como despesa operacional.

O reconhecimento das obrigações assumidas obedece ao regime de competência, a partir do momento em que haja a formalização do compromisso, e são quitadas em conformidade com os prazos avençados entre as partes.

3.25 – Segmento de negócios

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio das quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelo principal gestor das operações da entidade para a tomada de decisões sobre recursos a serem alocados ao segmento e para a avaliação do seu desempenho e para o qual haja informação financeira individualizada disponível.

4 Adoção Inicial dos Novos Pronunciamentos Contábeis

A promulgação das Leis nºs 11.638/07 e 11.941/09 instaurou para as companhias abertas, o processo de convergência às normas internacionais de contabilidade com a emissão pelo CPC e a aprovação dos órgãos reguladores contábeis brasileiros, de diversos pronunciamentos, interpretações e orientações contábeis em duas etapas: a primeira etapa, desenvolvida e aplicada em 2008 com a adoção dos pronunciamentos técnicos CPC 00 a 14 (revogada a partir de 2010) e a segunda com a emissão em 2009 dos pronunciamentos técnicos CPC 15 a 43 (à exceção do 34), com adoção obrigatória para 2010, com efeito retroativo para 2009 para fins comparativos.

As demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010 serão as primeiras apresentadas de acordo com esses novos pronunciamentos contábeis. A Companhia preparou o seu balanço de abertura com a transição iniciada em 1º de janeiro de 2009.

a) Isenções adotadas

Na preparação das demonstrações financeiras da data de transição de acordo com o CPC 43 – Adoção Inicial dos CPCs 15 a 40, a Companhia aplicou as exceções obrigatórias e certas isenções opcionais de aplicação retrospectiva dos novos pronunciamentos contábeis.

a.1) Isenções da aplicação retrospectiva completa escolhida pela Companhia

A Companhia adotou a utilização das seguintes isenções opcionais de aplicação retrospectiva completa:

- Isenção relativa à classificação de instrumentos financeiros: a Companhia optou por classificar e avaliar seus instrumentos financeiros de acordo com o CPC 38 na data de transição dos novos CPCs. Não foram realizadas análises retroativas à data original de contratação dos instrumentos financeiros vigentes na data de transição. Todos os instrumentos financeiros contratados após a data de transição foram analisados e classificados na data de contratação das operações.
- Isenção relativa à aplicação retroativa do ICPC 01: a Companhia considerou impraticável remensurar, individualmente, os ativos que compõem a infraestrutura utilizada na concessão do serviço público nas suas datas de aquisição, optando pelo método do valor residual para mensurar: (i) o ativo intangível, correspondente a parcela estimada dos investimentos realizados que serão amortizados até o final da concessão e (ii) o ativo financeiro, correspondente ao direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro do concedente pelos serviços de construção efetuados e não amortizados até o final da concessão.
- Isenção para mensuração dos benefícios a empregados: a Companhia optou por reconhecer todos os ganhos e perdas atuariais decorrentes de planos de benefícios a empregados na data de adoção inicial dos novos CPCs contra lucros acumulados. A partir desta data, a Companhia reconhece os ganhos e perdas atuariais seguindo a regra do corredor, ou seja, os ganhos e perdas somente serão reconhecidos na extensão que superarem 10% dos ativos do plano ou 10% do passivo de benefício a empregados projetado acumulado.
- Isenção para não aplicação retroativa do CPC 15 – Combinações de negócios: A Companhia não aplicou retroativamente o CPC 15, para aquisições anteriores a data de transição. Assim, o ágio gerado nessas aquisições, os quais estão atribuídos às concessões, estão sendo amortizados ao longo do período de exploração das mesmas.

a.2) Reconciliação do Balanço e da DRE de acordo com os novos pronunciamentos contábeis

Para fins de melhor apresentação das demonstrações financeiras, a Companhia efetuou algumas reclassificações nos saldos publicados referentes aos balanços de 31/12/2008 e 31/12/2009 e resultado de 2009, sem contudo afetar a qualidade das informações apresentadas.

	Consolidado	Reclas- sificações	Consolidado	Reclas- sificado	ADOCÃO INICIAL IFRS	Consolidado
	Publicado		Publicado		Ajustes	Reapre- sentado
	2008		2008			2008
BALANÇO PATRIMONIAL						
ATIVO CIRCULANTE						
Caixa e equivalente de caixa	-	2.421.604	2.421.604	-	-	2.421.604
Contas a receber de clientes e outros	-	1.535.972	1.535.972	-	(9.921)	1.526.051
Numerário disponível	204.142	(204.142)	-	-	-	-
Aplicações financeiras	2.217.384	(2.217.384)	-	-	-	-
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.445.491	(1.445.491)	-	-	-	-
Ativos regulatórios	327.333	(1.276)	326.057	-	(326.057)	-
Títulos a receber	231.621	(231.621)	-	-	-	-
(-) Prov. p/órc. de cobrança duvidosa	(153.042)	153.042	-	-	-	-
Impostos e contribuições a recuperar	-	166.892	166.892	-	-	-
Coligadas, controladas e controladoras	12.801	(11.049)	1.752	-	-	1.752
Benefício fiscal - ágio incorporado da controladora	56.293	(1)	56.293	(56.293)	-	-
Estoques	13.636	(1)	13.635	-	-	13.635
Títulos e valores mobiliários	79.002	(79.002)	79.002	-	-	79.002
Fundos vinculados	70.449	(70.449)	-	-	-	-
Serviço em curso	29.930	(29.930)	-	-	-	-
Tributos e contribuições sociais	167.048	(167.048)	-	-	-	-
Tributos e contribuições sociais diferidos	95.883	-	95.883	(95.883)	-	-
Despesas pagas antecipadamente	17.499	50	17.549	-	-	17.549
Outros créditos	201.462	100.831	302.293	-	4.117	298.176
TOTAL DO CIRCULANTE	5.016.932	-	5.016.932	(152.176)	(340.095)	4.524.661
NÃO CIRCULANTE						
Contas a receber de clientes e outros	-	746.931	746.931	-	-	746.931
Títulos e valores mobiliários	90.633	69.653	160.286	-	-	160.286
Concessão de serviço público (indenização)	-	1	1	-	432.936	432.937
Consumidores, concessionárias e permissionárias	448.501	(448.501)	-	-	-	-
Ativos regulatórios	229.930	-	229.930	-	(229.930)	-
Títulos a receber	309.942	(309.942)	-	-	-	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD	(11.512)	11.512	-	-	-	-
Fundos vinculados	64.032	(64.032)	-	-	-	-
Impostos e contribuições a recuperar	-	79.162	79.162	-	-	79.162
Coligada, controlada e controladora	52.175	-	52.175	-	-	52.175
Tributos e contribuições sociais diferidos	104.634	(1)	104.633	95.883	264.297	464.813
Benefício fiscal - ágio incorporado da controladora	651.660	-	651.660	56.293	-	707.953
Depósitos judiciais	96.010	(8.247)	87.763	59.299	-	147.062
Tributos e contribuições sociais	76.536	(76.536)	-	-	-	-
Despesas pagas antecipadamente	33.246	13	33.259	-	-	33.259
Bens e direitos destinados à alienação	3.066	(3.066)	-	-	-	-
Superávit atuarial	-	-	-	-	11.570	11.570
Outros créditos	22.189	3.053	25.242	-	-	25.242
Investimentos						
Outros investimentos	16.484	-	16.484	-	14.186	30.670
Imobilizado	6.757.875	1	6.757.876	-	(3.842.370)	2.915.506
Intangível	1.640.973	-	1.640.973	-	3.654.684	5.295.657
Diferido	234.130	-	234.130	-	(234.130)	-
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	10.820.506	-	10.820.507	211.475	71.243	11.103.225
TOTAL DO ATIVO	15.837.438	-	15.837.439	59.299	(268.853)	15.627.886
PASSIVO CIRCULANTE						
Fornecedores	582.006	28.764	610.770	-	-	610.770
Folha de pagamento	8.418	(8.418)	-	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	407.815	-	407.816	-	-	407.816
Debêntures	122.499	-	122.499	-	-	122.499
Salários e encargos a pagar	-	71.017	71.017	-	-	71.017
Taxas regulatórias	165.798	-	165.798	-	(255)	165.543
Tributos e contribuições sociais	260.638	14.090	274.928	-	1.143	276.071
Tributos e contribuições sociais diferidos	88.589	-	88.589	(88.589)	-	-
Dividendos e juros sobre capital próprio	273.393	-	273.393	-	(214.025)	59.368
Provisões para passivos	-	40.986	24.403	776	-	25.179
Entidade de previdência privada	12.692	(1)	12.691	-	-	12.691
Consumidores devolução baixa renda	1.419	(1.419)	-	-	-	-
Adiantamentos recebidos	19.601	(19.601)	-	-	-	-
Passivos regulatórios	97.007	(28.764)	68.243	-	(68.243)	-
Obrigações estimadas	76.689	(76.689)	-	-	-	-
Parcelamento de tributos	874	(874)	-	-	-	-
Provisões para contingências	40.986	(40.986)	-	-	-	-
Outras contas a pagar	107.882	25.203	133.085	-	341	133.426
TOTAL DO CIRCULANTE	2.266.508	3.309	2.253.233	(87.813)	(281.039)	1.884.381
NÃO CIRCULANTE						
Fornecedores	4.174	-	4.174	-	-	4.174
Empréstimos e financiamentos	2.516.297	(1)	2.516.296	-	-	2.516.296
Debêntures	1.874.024	-	1.874.024	-	-	1.874.024
Taxas regulatórias	38.819	-	38.819	-	25.432	64.251
Impostos e contribuições a recolher	29.160	3.132	32.292	-	-	32.292
Tributos e contribuições sociais diferidos	50.164	-	50.164	88.589	75.622	214.375
Provisões para passivos	-	83.055	99.638	58.523	-	158.161
Entidade de previdência privada	187.807	-	187.807	-	137.344	325.151
Passivos regulatórios	53.128	-	53.128	-	(53.128)	-
Parcelamento de tributos	3.132	(3.132)	-	-	-	-
Provisões para contingências	83.053	(83.053)	-	-	-	-
Coligadas, controladas e controladoras	15.730	(15.730)	-	-	-	-
Outras contas a pagar	47.397	12.419	59.816	-	-	59.816
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	4.902.886	(3.310)	4.916.159	147.112	185.270	5.248.541
PARTICIPAÇÕES MINORITÁRIAS	592.304	-	592.304	-	65.969	658.273
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social	4.739.025	-	4.739.025	-	-	4.739.025
Reservas de capital	2.288	-	2.288	-	-	2.288
Reservas de lucro	3.334.427	-	3.334.427	-	28	3.334.455
Proposta de distribuição de dividendos adicional	-	-	-	-	120.410	120.410
Lucro/prejuízo acumulado	-	-	-	-	(359.487)	(359.487)
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	8.075.740	-	8.075.740	-	(239.049)	7.836.691
TOTAL DO PASSIVO	15.837.437	(1)	15.837.436	59.299	(268.849)	15.627.886

...Continuação

- (2) ICMS a recuperar sobre Ativo Permanente (CIAP) decorrente das aquisições de bens destinados ao ativo imobilizado, registrado com base na Lei Complementar nº 102, de 11 de julho de 2000.
- (3) PIS e COFINS a compensar decorrente do regime de apuração não-cumulativo estabelecido pelas Leis nº 10.637/02 e nº 10.833/03, respectivamente, apuração mensal, das retenções/antecipações de órgãos públicos e ajuste dos créditos provenientes de encargos de depreciação de máquinas e equipamentos e gastos com materiais aplicados na atividade de prestação de serviços, conforme disposto no Parecer SRFB COSIT nº 27/2008.

10 Impostos e Contribuições Sociais Correntes e Diferidos

A Neoenergia e suas controladas registraram os tributos e contribuições sociais diferidos sobre diferenças temporárias, cujos efeitos financeiros ocorrerão no momento da realização dos valores que deram origem as bases de cálculo.

Para as empresas que optaram pelo regime fiscal do lucro real, o IR é calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, a CSLL, o PIS e a COFINS estão constituídos, respectivamente as alíquotas de 9%, 1,65% e 7,6%. Para as empresas que optaram pelo regime fiscal do lucro presumido o PIS e a COFINS estão constituídos, respectivamente às alíquotas de 0,65% e 3,0%, as quais são aplicáveis aos contribuintes que elegeram ao regime cumulativo.

	Consolidado					
	31/12/10		31/12/09		01/01/09	
	Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido
Imposto de Renda						
Prejuízos Fiscais	-	-	701	175	-	-
Diferenças Temporárias	981.303	245.185	1.178.695	294.652	1.367.288	341.797
	981.303	245.185	1.179.396	294.827	1.367.288	341.797
Contribuição Social						
Base Negativa	-	-	701	63	-	-
Diferenças Temporárias	981.303	88.317	1.178.695	106.075	1.367.288	123.016
	981.303	88.317	1.179.396	106.138	1.367.288	123.016
		333.502		400.965		464.813
Total						
	Consolidado					
	31/12/10		31/12/09		01/01/09	
	Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido
Imposto de Renda						
Prejuízos Fiscais	-	-	-	-	-	-
Diferenças Temporárias	545.682	135.344	588.011	146.980	549.392	137.325
	545.682	135.344	588.011	146.980	549.392	137.325
Contribuição Social						
Base Negativa	-	-	-	-	-	-
Diferenças Temporárias	545.682	49.112	588.011	52.920	549.392	49.444
	545.682	49.112	588.011	52.920	549.392	49.444
PIS						
Diferenças Temporárias	-	-	24.029	397	298.446	4.924
	-	-	24.029	397	298.446	4.924
COFINS						
Diferenças Temporárias	-	-	24.029	1.826	298.446	22.682
	-	-	24.029	1.826	298.446	22.682
Total		184.456		202.123		214.375

A base de cálculo das diferenças temporárias é composta como segue:

Ativo	Consolidado					
	31/12/10		31/12/09		01/01/09	
	IR	CSLL	IR	CSLL	IR	CSLL
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	108.186	108.186	75.409	75.409	69.316	69.316
Provisão para passivo atuarial	302.227	302.227	191.921	191.921	197.941	197.941
Provisão para demissão voluntária	1.146	1.146	1.076	1.076	533	533
Provisão desvalorização de ativos financeiros	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Provisão para contingências	186.404	186.404	168.454	168.454	163.220	163.220
Provisão agente arrecadador	2.099	2.099	2.098	2.098	2.098	2.098
Provisão PLR	19.333	19.333	30.456	30.456	14.993	14.993
Ajuste a valor presente ICMS a recuperar (CIAP)	-	-	7.076	7.076	14.130	14.130
PIS/COFINS diferidos	65.488	65.488	8.773	8.773	6.618	6.618
Reserva e desenvolvimento	6.776	6.776	9.717	9.717	9.358	9.358
Aplicação do "Hedge Accounting"	-	-	1.433	1.433	28.287	28.287
Depreciação indutível (provisão para contingências ambientais)	4.759	4.759	4.186	4.186	3.588	3.588
Diferença entre valor justo do ano corrente e da adoção inicial	-	-	7.436	7.436	-	-
Entidade previdência privada	2.130	2.130	131.128	131.128	134.993	134.993
Desreconhecimento de ativos e passivos regulatórios	134.647	134.647	349.054	349.054	551.538	551.538
Baixa ativo diferido	87.062	87.062	82.273	82.273	77.362	77.362
Outros	56.045	56.045	103.906	103.906	88.313	88.313
Total Ativo	981.303	981.303	1.179.396	1.179.396	1.367.288	1.367.288

Passivo	Consolidado					
	31/12/09		31/12/09		01/01/09	
	IR	CSLL	IR	CSLL	IR	CSLL
Recomposição tarifária extraordinária	-	-	22.840	22.840	19.821	19.821
Repositonamento tarifário	-	-	55.037	55.037	55.037	55.037
Restituição das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição	-	-	5.261	5.261	-	-
Precatório Fiscal	10.847	10.847	12.986	12.986	-	-
Compra de energia (Regulatório)	-	-	19.986	19.986	19.986	19.986
Aplicação do "Hedge Accounting"	5.418	5.418	-	-	44.233	44.233
Diferença entre o valor justo do ano corrente e o valor justo na adoção inicial	38.181	38.181	-	-	-	-
Ajuste da quota anual de amortização	143.141	143.141	89.851	89.851	-	-
Capitalização de juros de acordo com o IFRS	92.605	92.605	56.448	56.448	-	-
(-) Amortização da Capitalização de juros	(7.510)	(7.510)	(349)	(349)	-	-
Deficit plano previdenciário CD	140	140	(2.131)	(2.131)	-	-
Superávit plano previdenciário BD	28.757	28.757	10.376	10.376	-	-
Desreconhecimento de ativos e passivos regulatórios	189.384	189.384	273.903	273.903	(76.076)	(76.076)
Benefício Temporário	14.945	14.945	14.945	14.945	-	-
Outros	29.775	29.775	34.118	34.118	-	-
Total Passivo	545.682	545.682	588.011	588.011	24.029	24.029

Estudos técnicos de viabilidade, apreciados e aprovados pelos Conselhos de Administração e apreciados pelo Fiscal da Companhia e de suas controladas, indicam a plena recuperação dos valores de impostos diferidos reconhecidos como definido pela Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002 e correspondem às melhores estimativas da Administração sobre a evolução futura das controladas e do mercado que as mesmas operam, cuja expectativa de realização dos créditos fiscais está representada a seguir:

Expectativa de Realização	Consolidado					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016-2018
Imposto de Renda	80.067	40.583	72.014	5.925	25.884	20.711
Contribuição Social	28.216	14.613	25.930	2.136	9.321	8.103
	108.283	55.196	97.944	8.061	35.205	28.814
						333.502

Como a base tributável do imposto de renda e da contribuição social sobre o lucro líquido decorre não apenas do lucro que pode ser gerado, mas também da existência de receitas não tributáveis, despesas não dedutíveis, incentivos fiscais e outras variáveis, não existe uma correlação imediata entre o lucro líquido da Companhia e suas controladas e o resultado de imposto de renda e contribuição social. Portanto, a expectativa da utilização dos créditos fiscais não deve ser tomada como único indicativo de resultados futuros da Companhia e suas controladas.

A seguir é apresentada reconciliação da (receita) despesa dos tributos sobre a renda divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de dezembro de 2010 e 2009.

	Controladora					
	31/12/10		31/12/09		31/12/09	
	IR	CSLL	IR	CSLL	IR	CSLL
Lucro contábil antes do imposto de renda e contribuição social	1.773.517	1.773.517	1.806.357	1.806.357	-	-
JSCP Declarados	(430.134)	(430.134)	(424.293)	(424.293)	-	-
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social após ajuste RTT	1.343.383	1.343.383	1.382.064	1.382.064	-	-
Alíquota do imposto de renda e contribuição social	25%	9%	25%	9%	-	-
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação	335.846	120.904	345.516	124.386	-	-
Ajustes ao lucro líquido que afetam o resultado fiscal do período:						
(+) Adições						
Amortização Ágio Participação Societária	25.482	9.173	29.629	10.667	-	-
JSCP Recebido	58.419	21.031	55.460	19.966	-	-
Outras Adições	2.264	816	1.797	647	-	-
Subtotal Adições	86.165	31.020	86.886	31.279	-	-
(-) Exclusões						
Equivalência Patrimonial	(424.061)	(152.662)	(436.172)	(157.022)	-	-
Outras Exclusões	(1.235)	(445)	(14.244)	(5.126)	-	-
Subtotal Exclusões	(425.296)	(153.107)	(450.416)	(162.148)	-	-
Imposto de renda e contribuição social no período	(3.285)	(1.182)	(18.014)	(6.483)	-	-
Prejuízo Fiscal e Base Negativa de Contribuição Social gerado (compensado)	-	-	3.636	1.309	-	-
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(3.285)	(1.182)	(14.378)	(5.174)	-	-

	Consolidado			
	31/12/10		31/12/09	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Lucro contábil antes do imposto de renda e contribuição social	2.456.603	2.456.603	2.557.429	2.557.429
Amortização do ágio e reversão da PMPL	(53.491)	(53.491)	(56.293)	(56.293)
JSCP Declarados	(469.962)	(469.962)	(424.293)	(424.293)
Ajustes decorrentes do RTT	(285.954)	(285.954)	(507.752)	(507.752)
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social após ajuste RTT	1.647.196	1.647.196	1.569.092	1.569.092
Alíquota do imposto de renda e contribuição social	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação	411.799	148.248	392.273	141.218
Ajustes ao lucro líquido que afetam o resultado fiscal do período:				
(+) Adições				
Amortização Ágio Participação Societária	25.482	9.173	29.629	10.667
JSCP Recebido	58.419	21.031	55.460	19.966
Juros sobre Obras em Andamento - JOA	-	-	-	-
Contribuições e Doações	971	349	764	275
Multas Indutíveis	928	334	1.271	458
Depreciação Veículos Executivos	470	169	422	151
Excesso Despesas Previdenciárias	3.242	1.167	2.699	972
Outras Adições	34.555	12.371	84.323	30.752
Subtotal Adições	124.067	44.612	174.568	63.290
(-) Exclusões				
Equivalência Patrimonial	(427.129)	(153.765)	(414)	(149)
Reversão da Provisão do Ágio	(14.668)	(5.280)	(15.177)	(5.644)
Reversão da PMPL	(11.283)	(4.062)	(390.935)	(140.736)
Incentivo Fiscal SUDENE	(310.532)	1	(315.246)	-
Incentivos Audiovisuais/Rouanet e PAT	(6.867)	-	(8.915)	-
Elito Regime Lucro Presumido	(9.960)	(3.085)	-	-
Outras Exclusões	(70.998)	(51.576)	(147.927)	(127.108)
Subtotal Exclusões	(851.837)	(217.767)	(878.615)	(273.457)
Imposto de renda e contribuição social no período	(315.971)	(24.907)	(311.773)	(68.590)
Prejuízo Fiscal e Base Negativa de Contribuição Social gerado (compensado)	1.734	624	3.131	1.529
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(314.237)	(24.283)	(308.642)	(67.420)

Regime Tributário de Transição

A Medida Provisória nº 449/2008, de 3 de dezembro de 2008, convertida na Lei nº 11.941/09, instituiu o RTT - Regime Tributário de Transição, que tem como objetivo neutralizar os impactos dos novos métodos e critérios contábeis introduzidos pela Lei nº 11.638/07, na apuração das bases de cálculos de tributos federais.

A aplicação do RTT foi opcional para o ano de 2008 e 2009 e obrigatória a partir de 2010 para às pessoas jurídicas sujeitas ao Imposto de Renda da Pessoa Jurídica ("IRPJ") de acordo com a sistemática de lucro real ou de lucro presumido.

A Neoenergia e suas controladas efetuaram sua opção pela adoção do RTT na Declaração de Informações Econômico-Fiscais da Pessoa Jurídica de 2009 ("DIPJ") ano-calendário 2008 e adicionalmente em 30 de novembro de 2009 efetuou a elaboração do Controle Fiscal Contábil de Transição (FOONT) criado pela Instrução Normativa nº 949/2009 da Receita Federal do Brasil.

Foram excluídos na apuração das bases de cálculos dos tributos federais da Companhia, conforme determinado no RTT, os ajustes contábeis decorrentes da aplicação dos CPCs: Estrutura Conceitual Básica (Reconhecimento de ativos e passivos regulatórios e baixa do ativo diferido), 04 (Ativo Intangível), 08 (Custo de Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários), 20 (Custos de Empréstimos), 33 (Benefícios a Empregados), 38 (Instrumentos Financeiros) e ICPC 01 (Contratos de Concessão).

11 Benefício Fiscal - Ágio Incorporado

O benefício fiscal do ágio incorporado refere-se ao crédito fiscal calculado sobre o ágio de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nºs 319/99 e 349/01.

O ágio tem como fundamento econômico a perspectiva de resultados durante o prazo de exploração da concessão e tem origem na aquisição do direito de concessão delegado pelo Poder Público, nos termos da alínea b, do § 2º, do artigo 14 da Instrução CVM nº 247, de 27 de março de 1996, com as alterações introduzidas pela Instrução CVM nº 285 de 31 de julho de 1998.

Com o objetivo de evitar que a amortização do ágio afete de forma negativa o fluxo de dividendos aos acionistas, foi constituída uma provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido de sua incorporadora (PMIPL), de acordo com o estabelecido na Instrução CVM nº 349, de 6 de março de 2001.

A amortização do ágio, líquida da reversão da provisão e do crédito fiscal correspondente, resulta em efeito nulo no resultado do exercício e, consequentemente, na base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios.

Objetivando uma melhor apresentação da situação financeira e patrimonial das controladas nas demonstrações contábeis consolidadas, o valor líquido total de R\$ 598.170 (R\$ 651.659 e R\$ 707.953 em 31 de dezembro de 2009 e 01 de janeiro de 2009, respectivamente), que, em essência, representa o crédito fiscal, foi classificado no ativo não circulante como benefício fiscal ágio incorporado, com base na expectativa de sua realização.

Os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais das controladas apresentam contas específicas relacionadas com ágio incorporado, provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido e amortização, reversão e crédito fiscal correspondentes, cujos saldos em 31 de dezembro de 2010, 31 de dezembro de 2009 e 01 de janeiro de 2009 são como segue:

Ágio - incorporado	3.443.491
Provisão constituída	(2.272.705)
Benefício fiscal	1.170.786
Amortização acumulada	(1.361.278)
Reversão acumulada	898.445
Saldos em 1º de janeiro de 2009	707.953
Amortização acumulada	(165.567)
Reversão acumulada	109.273
Saldos em 31 de dezembro de 2009	651.659
Amortização	(157.324)
Reversão	103.835
Saldos em 31 de dezembro de 2010	598.170

O ágio está sendo amortizado pelo período remanescente de exploração da concessão, desde junho de 2000, em 319 parcelas mensais para COELBA, agosto de 2001, em 336 parcelas mensais para CELPE, dezembro de 2000,

...Continuação

	Saldos em 31 de dezembro de 2009	Aumento de capital	Equivalência sobre outros resultados abrangentes das controladas	Equivalência patrimonial	Amortização de ágio	Dividendos e JSCP	Saldos em 31 de dezembro de 2010
COELBA	2.355.755	-	20.121	833.753	(36.390)	(628.973)	2.544.266
CELPE	1.801.118	-	-	401.566	(40.915)	(271.346)	1.890.423
COSERN	776.948	-	5.349	213.898	(16.169)	(167.373)	812.653
TERMOPE	473.265	-	-	86.652	(5.028)	(119.976)	434.912
ITAPEBI	158.959	-	-	59.540	(3.424)	(47.089)	167.986
BAGUARI I	78.755	-	-	14.149	-	(1.371)	91.533
GOIÁS SUL	109.176	-	-	(7.404)	-	-	101.772
TERMOQUÍ	238.581	-	-	3.895	-	-	241.676
NECERN	2.450	-	-	(2.400)	-	-	50
GERAÇÃO CUII	118.755	-	-	13.168	-	(2.340)	128.623
RIO PCH I	88.046	-	-	3.793	-	-	91.839
AGUAS DA PEDRA	127.887	-	-	(1.025)	-	-	126.862
NC ENERGIA	43.061	-	-	39.082	-	(37.795)	44.348
BAHIA PCH I	49.214	-	-	12.860	-	(5.840)	56.234
SE NARANDIBA	15.991	-	-	(75)	-	-	15.916
GERAÇÃO CÉU AZUL	344	-	-	(298)	-	-	46
NEOINVEST	18.362	5.800	-	(2.058)	-	-	22.104
GARTER	(9)	-	-	59	-	-	50
PCH ALTO RIO GRANDE	-	-	-	-	-	-	-
AFLUENTE GERAÇÃO	43.015	-	-	6.502	-	(13.685)	35.832
AFLUENTE TRANSMISSÃO	56.367	-	-	16.974	-	(4.029)	69.312
BELO MONTE PARTICIPAÇÕES	-	198.001	-	4.411	-	-	202.412
TOTAL	6.556.080	293.801	25.470	1.696.242	(101.927)	(1.299.817)	7.079.849

15 Imobilizado

Por natureza, o valor dos ativos imobilizados consolidados está composto da seguinte forma:

		31/12/10	31/12/09	01/01/09
	Taxas anuais médias ponderadas de depreciação (%)	Depreciação Amortizada Acumulada	(-) Obrigações Vinculadas à Concessão	Valor Líquido
Em serviço				
Terenos		33.529	-	33.529
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	3,43%	1.243.391	(179.604)	1.063.787
Máquinas e Equipamentos	4,44%	1.182.169	(291.811)	874.886
Veículos	11,43%	1.520	(709)	811
Móveis e Utensílios	8,08%	5.276	(1.378)	3.898
Outros		64.125	(11.821)	52.304
Subtotal		2.530.010	(485.323)	2.029.215
Em curso				
Terenos		58.312	-	58.312
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias		630.646	(1.187)	629.459
Máquinas e Equipamentos		418.928	(783)	418.145
Veículos		168	-	168
Móveis e Utensílios		65	-	65
Material em Depósito		62.689	(2)	62.687
Outros		434.071	-	434.071
Subtotal		1.604.879	(1.972)	1.602.907
		4.134.889	(487.295)	3.581.179

De acordo com os artigos nºs 63 e 64 do Decreto nº 459/2001 - SFF/ANEEL, de 26/06/2001, autorizou a doação dos bens e instalações utilizados na subtransmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador.

A ANEEL, através do ofício nº 459/2001 - SFF/ANEEL, de 26/06/2001, autorizou a doação dos direitos emergentes, bens e instalações da concessão em garantia ao cumprimento das obrigações assumidas pela Companhia e suas controladas no âmbito do financiamento direto, repasse e emissão de debêntures na controlada Itapebi.

16 Ativo Indenizável (Concessão)

Os Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica nº 10, de 7 de agosto de 1997 e aditivos posteriores, nº 26, de 30 de março de 2000 e aditivos posteriores, e nº 08, de 31 de dezembro de 1997 e aditivos posteriores, celebrados entre a União (Poder Concedente - Outorgante) e a COELBA, CELPE e COSERN (Concessionária - Operador), respectivamente, regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica pelas Companhias, onde:

- O contrato estabelece quais os serviços que o operador deve prestar e para quem (classe de consumidores) os serviços devem ser prestados;
- O contrato estabelece padrões de desempenho para prestação de serviço público, com relação à manutenção e à melhoria da qualidade no atendimento aos consumidores, e o operador tem como obrigação, na entrega da concessão, devolver a infraestrutura nas mesmas condições em que a recebeu na assinatura desses contratos. Para cumprir com essas obrigações, são realizados investimentos constantes durante todo o prazo da concessão. Portanto, os bens vinculados à concessão podem ser repostos, algumas vezes, até o final da concessão;
- Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização; e
- O preço é regulado através de mecanismo de tarifa estabelecido nos contratos de concessão com base em fórmula paramétrica (Parcelas A e B), bem como são definidas as modalidades de revisão tarifária, que deve ser suficiente para cobrir os custos, a amortização dos investimentos e a remuneração pelo capital investido.

Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de distribuição de energia elétrica das Companhias, a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão, a qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de distribuição elétrica, abrangendo:

(a) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e

(b) Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível em virtude de a sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores (vide nota explicativa nº 17).

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição, que estava originalmente representada pelo ativo imobilizado e intangível da COELBA, CELPE e COSERN é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber: (a) parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia consumida/venida) durante o prazo da concessão; e (b) parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

Essa indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido e foi determinada conforme demonstrado a seguir.

	Imobilizado	Intangível	Ativo indenizável (concessão)
Saldos originalmente publicados em 1º de janeiro de 2009	4.011.192	248.844	-
Reclassificação das obrigações pendentes de recebimento para contas a receber	10.342	-	-
Bifurcação do ativo imobilizado e intangível de acordo com o ICPC 10 e OCPC 05	(4.021.534)	3.750.980	270.554
Mensuração a valor justo do ativo financeiro - concessão	-	(162.383)	162.383
Saldos representados de acordo com o ICPC 10 e OCPC 05	-	3.837.441	432.937
A movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável (Concessão) está assim apresentada:			
Saldo em 1º de janeiro de 2009			432.937
Adições			77.375
Baixas			(5.367)
Ajuste - Valor Justo			(7.436)
Saldo em 31 de dezembro de 2009			497.509
Adições			148.620
Baixas			(9.989)
Ajuste - Valor Justo			56.268
Saldo em 31 de dezembro de 2010			701.407

As concessões de distribuição da Companhia não são onerosas. Desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao Poder Concedente.

17 Intangível

Por natureza, o intangível está constituído da seguinte forma:

	Consolidado				
	31/12/10	31/12/09	01/01/09		
	Custo	Amortização Acumulada	Obrigações Especiais	Valor Líquido	Valor Líquido
Em Serviço					
Direito de uso da concessão	5.545.225	(911.619)	(349.642)	4.283.964	3.682.829
Ágio atribuído a concessão	2.290.762	(1.060.235)	-	1.310.362	1.388.525
Outros	3.842.701	(2.157.713)	(1.584.880)	100.108	93.455
Em Curso					
Direito de uso da concessão	644.479	-	(3.835)	640.644	755.266
Outros	193.849	(86)	(217.247)	(23.484)	(11.647)
Total	12.517.016	(4.129.653)	(2.155.604)	6.231.759	5.830.265

A movimentação do saldo do direito de uso da concessão está demonstrada a seguir:

	Em serviço	Em curso			
	Custo	Amorti-zação acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido	Valor líquido
Saldo em 1º de janeiro de 2009	3.428.086	-	-	3.428.086	409.355
Adições	-	(6.341)	(1.037)	1.246.316	(205.384)
Baixas	(24.032)	12.611	(6.811)	(1.569)	(1.569)
Amortização	(412.394)	88.304	(324.090)	-	(324.090)
Transferências	852.683	(203)	(260.495)	591.985	(894.655)
Saldo em 31 de dezembro de 2009	4.256.717	(399.986)	(173.902)	3.682.829	759.447
Adições	-	-	(1.037)	1.379.197	(293.836)
Baixas	(16.695)	7.403	(9.292)	(2.840)	(2.840)
Amortização	-	(517.777)	107.950	(409.827)	-
Transferências	1.305.203	(1.259)	(282.653)	1.021.291	(1.491.325)
Saldo em 31 de dezembro de 2010	5.545.225	(911.619)	(349.642)	4.283.964	644.479

A agência reguladora ANEEL é responsável por estabelecer a vida útil-econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, para efeitos de determinação da tarifa, bem como para apuração do valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável/adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens.

A Administração da COELBA, CELPE e COSERN entende que a amortização do ativo intangível deve respeitar a vida útil estimada de cada bem integrante do conjunto de bens tangíveis contidos na infraestrutura de distribuição. Assim sendo, esses bens devem ser amortizados individualmente, respeitando a vida útil de cada um deles, limitada ao prazo de vencimento da concessão. Como resultado da utilização desse critério de amortização, o total do ativo intangível será sempre amortizado de forma não linear.

O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como ativo financeiro – ativo indenizável – concessão (Vide nota explicativa nº 16).

(a) Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

As obrigações especiais estão sendo amortizadas às mesmas taxas de amortização dos bens que compõem a infra-estrutura, usando-se uma taxa média de 4,91%, 4,08% e 5,31% na COELBA, CELPE e COSERN, respectivamente, a partir do segundo ciclo de revisão tarifária periódica (na COELBA e COSERN, a partir de abril de 2008 e na CELPE, a partir de abril de 2009).

Ao final da concessão o valor residual das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro de indenização.

(b) Análise do valor de recuperação dos ativos

A Companhia avaliou o valor de recuperação dos seus ativos com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

Os valores alocados às premissas representam a avaliação da Administração sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos.

O fluxo de caixa foi projetado com base no resultado operacional e projeções da Companhia até o término da concessão, tendo como principais premissas:

• Crescimento orgânico compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira; e

• Taxa média de desconto obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital.

O valor recuperável destes ativos supera seu valor contábil, e, portanto, não há perdas por desvalorização a serem reconhecidas.

18 Fornecedores

A Composição do saldo em 31 de dezembro de 2010 e 2009 e 01 de janeiro de 2009 é como segue:

	Consolidado		
	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Energia Elétrica:			
Terceiros	228.116	153.658	129.071
Partes Relacionadas	123.410	142.380	202.638
Subtotal	351.526	296.038	331.709
Encargos de Uso da Rede	62.777	62.037	43.911
Materiais e Serviços	234.521	226.930	217.927
Energia Livre	123.218	43.754	21.397
Total	772.042	628.759	614.944
Passivo Circulante	759.320	620.531	610.770
Passivo Não Circulante	12.722	8.228	4.174

19 Empréstimos, Financiamentos e Encargos

		Encargos	Não Circulante	Principal	Não Circulante	Total	
	Taxa Efetiva	Circulante	Circulante	Circulante	Circulante	31/12/10	31/12/09
Composição da dívida							
Moeda nacional							
União - BNDES/Eletrobrás	TJLP + 9,16% a.a./	-	-	-	-	37.533	12.235
Subtotal - União - BNDES/Eletrobrás	IGPM + 9,16%	-	-	-	-	37.533	12.235
Banco do Nordeste	10% a.a.	69	-	10.923	20.936	31.928	42.793
Subtotal - Banco do Nordeste		69	-	10.923	20.936	31.928	42.793
BNB	10% a 10,50% a.a./	960	-	70.698	280.453	352.111	366.882
(-) Custos de transação	TJLP + 3,21% a.a.	-	-	(1.334)	(4.172)	(5.506)	(1.982)
Subtotal - BNB		960	-	69.364	276.281	346.605	364.900
BNB 6	10% a 10,11% a.a.	99	-	13.442	120.980	134.521	134.564
(-) Custos de transação		-	-	(166)	(347)	(513)	(7)
Subtotal - BNB 6		99	-	13.276	120.633	134.008	134.557
BNDES	4,25% a 4,50% a.a./	3.142	8.329	136.028	1.191.404	1.338.903	1.343.442
(-) Custos de transação	TJLP + 2,12% a 3,12% a.a.	-	-	(600)	(2.300)	(3.500)	(4.100)
Subtotal - BNDES		3.142	8.329	135.428	1.189.104	1.336.003	1.339.942
BNDES Emergencial	Selic + 1% a.a.	-	-	-	-	-	33.272
Subtotal - BNDES Emergencial		-	-	-	-	-	33.272
BNDES FINEM	2,12% a 8,06% a.a./	1.898	-	157.587	475.069	634.554	498.816
(-) Custos de transação	TJLP + 3,12% a 4,30% a.a.	-	-	(55)	(84)	(139)	(198)
Subtotal - BNDES FINEM		1.898	-	157.532	474.985	634.415	498.618
Eletrobrás	5% a 5,45% a.a.	16	-	53.940	228.261	282.217	320.970
(-) Custos de transação		-	-	2.872	14.063	16.935	-
Subtotal - Eletrobrás		16	-	56.812	242.324	299.152	320.970
FINPE		202	-	8.644	83.328	92.174	37.724
(-) Custos de transação	TJLP + 2% a 5% a.a./	-	-	(190)	(549)	(739)	(297)
Subtotal - FINPE		202	-	8.454	82.779	91.505	37.427
BNP Paribas	5% a 5,27% a.a.	86	3.494	-	-	-	-
Subtotal - BNP Paribas		17	18.000	-	-	-	-
Banco do Brasil	12,15% a 15,6% a.a./	22.606	12.370	-	829.548	864.524	-
(-) Custos de transação	CDI + 1% a.a.	-	-	(3.961)	(10.473)	(14.434)	-
Subtotal - Banco do Brasil		22.606	12.370	(4.170)	804.651	835.457	-
Outros	2% a.a./ 5,5% a.a.	-	-	21	48	69	85
Subtotal - Outros		-	-	21	48	69	85
Total moeda nacional		29.095	24.193	465.640	3.211.741	3.730.669	2.81



...Continuação

Fonte	Data de Assinatura	Moeda	Objetivo	Juros	Swap	Venci-mento	Garantias
TÍTULOS EXTERNOS	28/12/05	US\$	Investimentos em Distribuição	Libor + 1,875% a.a. + vc	106,75%/107,25%/101,61%/101,72%/103,27% do CDI		
BB nº 342.901.057	04/05/10	R\$	Capital de Giro	CDI + 1% a.a.	Não aplicável	2015	Sem garantia
BB nº 20/00852-X	06/05/10	R\$	Capital de Giro/Renegociação de Dívida	12,149% a.a.	99,5% do CDI	2015	Sem garantia
ECF 1983 UFIR	11/02/00	R\$	Eletificação Rural	UFIR+6% a.a.	Não aplicável	2012	Receita Própria
BNDES 7 - FINEM (C3)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,12% a.a.	Não aplicável	2015	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (D3)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 3,12% a.a.	Não aplicável	2015	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (E3)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	4,5% a.a.	Não aplicável	2015	Aval Neoenergia
BANCO DO BRASIL	06/05/10	R\$	Rest. da Dívida	12,149% a.a.	99,5% do CDI	2014	Clean
BANCO DO BRASIL	23/03/10	R\$	Capital de giro	CDI + 1% a.a.	Não aplicável	2015	Sem garantia
BANCO DO BRASIL	06/05/10	R\$	Capital de giro	12,149% a.a.	99,5% do CDI	2014	Sem garantia
BNB	09/09/10	R\$	Ampliação e Modernização de Redes de Distribuição	10% a.a.	Não aplicável	2018	Centralização recebíveis, Fundo de Liquidez e Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (O4)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% a.a.	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (P4)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% a.a.	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (Q4)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	5,5% a.a.	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia

Para alguns empréstimos foram dadas garantias de receita própria, notas promissórias, imóveis administrativos, fiança bancária ou aplicações financeiras vinculadas (contas reservas), cessão condicional de contratos, penhor dos direitos relacionados à concessão, manutenção de conta reserva e aval da Neoenergia S.A.

O total devido em moeda nacional e em moeda estrangeira do consolidado desdobra-se da seguinte forma:

Consolidado							
31/12/10		31/12/09		01/01/09			
Moeda Nacional	R\$	%	R\$	%	R\$	%	
Juros pré-fixados	1.053.072	28,2	533.973	19,0	480.543	17,1	
UFIR	299.152	8,0	320.970	11,4	336.168	12,0	
FINEL	3.580	0,1	-	-	147	-	
IGP-M	-	-	32.729	1,2	39.253	1,4	
TJLP	1.956.971	52,5	1.889.068	67,2	1.664.789	59,2	
TR	69	-	85	-	145	-	
CDI	417.826	11,2	-	-	-	-	
SELIC	-	-	33.272	1,2	56.828	2,0	
Total	3.730.670		2.810.097		2.577.873		
Principal	3.677.382		2.792.658		2.563.127		
Encargos	53.288		17.439		14.746		

Consolidado										
	31/12/10			31/12/09			01/01/09			
	Moeda de Origem	R\$	%	Moeda de Origem	R\$	%	Moeda de Origem	R\$	%	
Dólar Estrangeira		178.467	297,701	97,5	186.072	324.029	97,3	143.832	336.070	97,1
Dólar norte-americano		3.405	7.586	2,5	3.791	8.881	2,7	4.007	10.169	2,9
Euro										
Total		305.287			332.910			346.239		
Principal		304.934			332.827			346.222		
Encargos		353			83			17		

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2010 e 2009 e 01 de janeiro de 2009:

Moeda/Indexador		Variação %		31/12/10	31/12/09	01/01/09
Dólar norte-americano	(4,31)	(25,49)		31,94		
IGP-M	11,32	(1,71)		9,81		
FINEL	3,17	(0,35)		1,90		
TJLP	6,00	6,12		6,25		
CDI	9,74	9,88		12,38		
SELIC	9,77	11,99		12,48		
TR	0,60	0,71		1,63		

20 Debêntures e Encargos

Empresa	Debêntures	Série	Quantidade de Títulos Emitidos	Remuneração	Taxa Efetiva	Swap	Encargos	Circulante	Circulante	Não Circulante	Total	Total	Total
COELBA	3ª Emissão	Única	3.000	V.C. + 10,8% a.a.				902	5.807	14.089	20.798	25.580	49.669
	(-) Custos de transação							-	(138)	(145)	(283)	(466)	(695)
	Operações com swap							-	14.737	33.880	48.617	49.471	51.580
	Subtotal - 3ª Emissão				11,62%	IGPM + 13,95% a.a.		902	20.406	47.824	69.132	74.585	100.554
	5ª Emissão	1ª	-	-				-	-	-	-	17.355	52.256
	(-) Custos de transação							-	-	-	-	(29)	-
	Subtotal - 5ª Emissão				10,79%	Não aplicável.		-	-	-	-	17.326	52.256
	5ª Emissão	2ª	-	-				12.793	100.000	-	112.793	105.598	111.487
	(-) Custos de transação							-	(77)	-	(77)	(254)	(630)
	Subtotal - 5ª Emissão				10,90%	Não aplicável.		12.793	99.923	-	112.716	105.344	110.857
CELPE	6ª Emissão	Única	-	-				2.955	78.641	235.958	317.554	356.544	357.849
	(-) Custos de transação				11,52%	Não aplicável.		-	(542)	(705)	(1.247)	(1.942)	(2.666)
	Subtotal - 6ª Emissão							2.955	78.099	235.253	316.307	354.602	355.183
	7ª Emissão	Única	80	106,70% CDI				309	-	80.000	80.309	-	-
	1ª Emissão	Única	-	-				-	-	-	-	89.932	91.801
	(-) Custos de transação							-	-	-	-	(2.728)	(3.510)
	Subtotal - 1ª Emissão				17,11%	-		-	-	-	-	87.204	88.291
	2ª Emissão	1ª	-	-				5.423	97.959	195.918	299.300	347.900	350.550
	(-) Custos de transação				15,27%	-		-	(1.111)	(807)	(1.918)	(3.508)	(5.213)
	Subtotal - 2ª Emissão							5.423	96.848	195.111	297.382	344.392	345.337
COSERN	2ª Emissão	2ª	-	-				1.781	40.252	-	42.033	37.742	38.450
	(-) Custos de transação				18,62%	Não aplicável		-	(18)	-	(18)	(47)	(73)
	Subtotal - 2ª Emissão							1.781	40.234	-	42.015	37.695	38.377
	3ª Emissão	Única	-	-				646	85.000	85.000	170.646	170.410	170.540
	(-) Custos de transação				13,67%	-		-	(177)	(76)	(253)	(463)	(673)
	Subtotal - 3ª Emissão							646	84.823	84.924	170.393	169.947	169.867
	4ª Emissão	Única	-	105% do CDI				1.366	36.352	109.072	146.790	164.813	165.166
	(-) Custos de transação				11,50%	Não aplicável		-	(352)	(529)	(881)	(1.280)	(1.670)
	Subtotal - 4ª Emissão							1.366	36.000	108.543	145.909	163.533	163.746
	2ª emissão	1ª	40.000	-	CDI + 0,50% a.a.			2.788	72.000	316.000	390.788	402.242	403.356
ITAPEBI	(-) Custos de transação							-	(339)	(1.168)	(1.507)	(1.507)	(1.507)
	Subtotal - 2ª emissão							2.788	71.661	314.832	389.281	400.735	401.849
	2ª Emissão	1ª	8.750	IGPM + 9,50% a.a.	IGPM + 9,71% a.a.			2.878	24.532	28.037	55.447	69.759	89.096
	(-) Custos de transação							-	-	-	-	(186)	-
	Subtotal - 2ª Emissão							2.878	24.532	28.037	55.447	69.573	89.096
	2ª Emissão	2ª	8.750	IGPM + 9,50% a.a.	IGPM + 9,70% a.a.			379	24.976	27.225	52.580	66.858	81.628
	(-) Custos de transação							-	(159)	(113)	(272)	(224)	(518)
	Subtotal - 2ª Emissão							379	24.817	27.112	52.308	66.634	81.110
	(-) Custos de transação							-	-	-	-	-	-
	Subtotal - 2ª Emissão							379	24.817	27.112	52.308	66.634	81.110
Total								32.220	577.343	1.121.636	1.731.199	1.891.570	1.996.523

(a) Condições Restritivas Financeiras (covenants):

As escrituras de emissões das debêntures preveem a manutenção de índices de endividamento e cobertura de juros com parâmetros preestabelecidos, como segue: Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 3 e EBITDA/Resultado Financeiro maior ou igual a 2.

Nas demonstrações financeiras encerradas em 31 de dezembro de 2010 e 2009 e 01 de janeiro de 2009, as controladas atingiram todos os índices requeridos contratualmente.

(b) Garantias:

Para a 3ª Emissão de debêntures nas empresas Coelba e Celpe foram dadas garantias de receita própria e aval do acionista controlador.

Os vencimentos das parcelas a longo prazo consolidados são os seguintes:

Consolidado					
31/12/10		31/12/09		01/01/09	
Debêntures	Custos Transação	Total Líquido	Total Líquido	Total Líquido	Total Líquido
2010	-	-	-	-	216.502
2011	-	-	-	576.088	575.261
2012	466.939	(1.749)	465.190	467.915	466.710
2013	416.847	(1.267)	415.580	344.361	342.640
2014	241.431	(565)	240.866	251.573	272.911
2015	-	-	-	23.844	-
Total	1.125.217	(3.581)	1.121.636	1.663.781	1.874.024

A mutação das debêntures é a seguinte:

Moeda Nacional			
	Passivo		
	Circulante	Não Circulante	Total
Saldos em 01 de janeiro de 2009	122.499	1.874.024	1.996.523
Ingressos	-	-	-
Encargos	192.588	-	192.588
Variação monetária e cambial	(2.688)	(11.789)	(14.477)
Swap	4.057	11.527	15.584
Efeito cumulativo marcação a mercado	-	(14.910)	(14.910)
Transferências	198.977	(198.977)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(288.260)	-	(288.260)
(-) Custos de transação	616	3.906	4.522
Saldos em 31 de dezembro de 2009	227.789	1.663.781	1.891.570
Ingressos	-	80.274	80.274
Encargos	174.384	-	174.384
Variação monetária e cambial	12.412	16.372	28.784
Swap	4.328	9.220	13.548
Efeito cumulativo marcação a mercado	99	(677)	(578)
Transferências	651.455	(651.455)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(462.898)	-	(462.898)
(-) Custos de transação	1.994	4.121	6.115
Saldos em 31 de dezembro de 2010	609.563	1.121.636	1.731.199

21 Salários e Encargos a Pagar

Consolidado			
31/12/10	31/12/09	01/01/09	
Salários	10.257	6.262	5.259
Encargos sociais	6.982	6.464	5.572
Provisões férias e 13º salário	24.228	26.057	25.859
Encargos sobre provisões de férias e 13º salário	6.144	7.130	6.450
Provisão PLR	19.960	30.994	26.924
Outros	2.282	852	953
Total	69.853	77.759	71.017

		Venci- mento	Garantias
Swap			
106,75%/107,25% 101,61%/101,72% 103,27% do CDI		2015	Sem garantia
Não aplicável		2015	Sem garantia
99,5% do CDI		2014	Sem garantia
Não aplicável		2012	Receita Própria
Não aplicável		2015	Aval Neoenergia
Não aplicável		2015	Aval Neoenergia
Não aplicável		2015	Aval Neoenergia
99,5% do CDI		2014	Clean
Não aplicável		2015	Sem garantia
99,5% do CDI		2014	Sem garantia
Não aplicável		2018	Centralização recebíveis, Fundo de Liquidez e
			Aval Neoenergia
Não aplicável		2016	Aval Neoenergia
Não aplicável		2016	Aval Neoenergia
Não aplicável		2016	Aval Neoenergia

...Continuação

Fiscais

Referem-se a ações tributárias e impugnações de cobranças, intimações e autos de infração fiscal.

Contingência Fiscal	Valor	Expectativa	Valor Provisionado		
	Atualizado	Instância de Perda	31/12/10	31/12/09	01/01/09
ICMS	125	1ª, 2ª e 3ª	124	116	106
	206.385	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
ISS	2.635	1ª, 2ª e 3ª	2.308	2.193	4.667
	58.217	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
	1.675	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
CPMF	2.700	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
	4.130	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
CSLL	1.928	1ª, 2ª e 3ª	184	184	184
	20.635	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
TLF/PTU	3	1ª, 2ª e 3ª	3	-	-
	2.784	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
	2.122	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
REFIS	15.508	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
PIS/COFINS	-	1ª, 2ª e 3ª	-	-	1.734
	130.804	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
	571	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
COFINS	1.857	1ª, 2ª e 3ª	371	383	1.166
	13.213	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
	17.697	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
IRPJ	2.451	1ª, 2ª e 3ª	490	490	490
	952.360	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
	7.871	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
INSS	4.399	1ª, 2ª e 3ª	4.399	4.273	5.668
	7.446	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
ITD S/Doações recebidas	-	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
	1.503	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
	241	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
CIDE	4.361	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
	391	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
Taxas Diversas	8.782	Administrativa	-	-	-
	3.674	Administrativa	-	-	-
Incentivo Fiscal Sudene	62.128	Judicial	-	-	-
Outras	1.180	1ª, 2ª e 3ª	1.180	3.706	5.146
	55.288	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
	1.046	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
Total	1.596.310		9.059	11.348	19.161

Os valores foram atualizados monetariamente pela variação da taxa SELIC.

ICMS – Diversas ações movidas pelos municípios do Rio Grande do Norte objetivando a nulidade da remissão do ICMS para a Cosern antes da privatização da empresa, compreendendo o período de março de 1989 a junho de 1996. No caso das ações envolvendo a remissão do ICMS, os consultores legais entendem que a maior parte dos valores cobrados já se encontram prescritos. Por outro lado, a responsabilidade por indenizar os municípios seria do Governo do Estado do Rio Grande do Norte. É possível alguma condenação para a controlada, em virtude do não recolhimento do ICMS no período supracitado, desde que o crédito não esteja atingido pela decadência ou prescrição. Entretanto, os valores ainda não são passíveis de estimativa considerando a fase atual dos processos. Na Celpe refere-se à autuação que ensejou a discussão sobre o valor do desconto, mediante o limite da legislação em vigor permitido e, autuação sobre isenções. Na controlada Coelba, refere-se aos Autos de Infração lavrados pela Secretaria Estadual da Fazenda questionando o aproveitamento de créditos do ICMS decorrentes da aquisição de bens utilizados na atividade da Companhia, à luz do que dispõe o Regulamento do ICMS/BA. A Companhia não concorda com a autuação imposta pelo Fisco estadual por entender que a utilização dos referidos créditos está em sintonia com as disposições contidas na Lei Complementar 87/96. Para tanto, a Companhia tem utilizado os meios de defesa necessários para anular o lançamento de ofício. Além do Auto de Infração lavrado contra a Companhia questionando a concessão da redução da base de cálculo do ICMS aos consumidores tipificados no artigo 80, incisos I, II e III do RICMS/BA. A Companhia interpôs impugnação administrativa ao lançamento de ofício, argumentando que a definição das classes de consumo dos consumidores segue as determinações da legislação regulatória e que tais procedimentos já foram ratificados pela própria SEFAZ/BA, mediante soluções de consulta acerca do objeto da autuação

ISS – A controlada Coelba apresentou impugnação aos autos de infração, e constituiu a provisão contábil dos processos em que não existem jurisprudências favoráveis à tese. Os processos que existem jurisprudências favoráveis estão classificadas como possíveis e não houve constituição de provisão. Na controlada Celpe, refere-se a discussão sobre a não-exigibilidade de créditos relativos a autos de infração lavrados pela Prefeitura do Recife e algumas prefeituras de cidades do interior do Estado, exigindo ISS sobre serviços taxados e serviços prestados por terceiros. Na controlada Cosern, refere-se a autos de infração lavrados pela Prefeitura de Natal e algumas prefeituras de cidades do interior do Estado, exigindo ISS sobre serviço prestado por terceiros.

CPMF – Na controlada Coelba, refere-se a auto de infração cobrando a CPMF sobre os pagamentos de tributos com vencimentos no período de setembro de 1998 a agosto de 2002, realizados através do SIAFI (Sistema Integrado de Administração Financeira do Governo Federal). A controlada procedeu à impugnação do auto de infração, juntando os extratos bancários que comprovam a incidência da CPMF sobre os pagamentos realizados. Entretanto o processo administrativo foi julgado procedente em primeira instância. A controlada impetrou recurso para o Conselho Administrativo de Recursos Fiscais – CARF, em junho de 2007, e o processo encontra-se pendente de julgamento.

CSLL – Na controlada Coelba, refere-se ao auto de infração do ano calendário 2003, em virtude da exclusão de depreciação dos ativos imobilizados majorados pela correção monetária complementar (IPC/BTNF), adicionada indevidamente em anos anteriores na base de cálculo da CSLL. A controlada Coelba entende ser indevida a sanção realizada pelo Fisco Federal, por isso, apresentou impugnação administrativa.

IPTU - Demandas em esfera administrativa envolvendo cobrança de IPTU nos municípios de Salvador e Itabuna.

REFIS – Referente ao parcelamento alternativo REFIS, na controlada Coelba, com vigência de cinco anos e que teve a última parcela paga em março de 2005. Entretanto, a Receita Federal alega que existe uma diferença entre o valor do débito consolidado e o declarado pela controlada, correspondente às multas moratórias calculadas sobre o IRPJ, CSLL e FINSOCIAL que estavam com a exigibilidade suspensa. A controlada impetrou Ação Anulatória com pedido de Antecipação de Tutela, com objetivo de extinguir o saldo devedor exigido e a suspensão da exigibilidade do crédito tributário. Porém, o pleito foi indeferido pelo juízo de primeiro grau ensejando recurso à instância superior, no qual a controlada obteve a suspensão da exigibilidade do crédito tributário até que haja o julgamento do mérito da ação. Em dezembro de 2009, o juízo do primeiro grau proferiu sentença, acolhendo parcialmente o pedido da controlada. Em decorrência foi interposto o recurso de Apelação para o Tribunal Regional Federal. Concomitantemente, foi proposta e deferida pelo TRF, medida cautelar visando a manutenção da suspensão da exigibilidade do crédito tributário.

PIS/COFINS – Correspondem a Autos de Infração contra a controlada Coelba, lavrado pela Receita Federal, arguindo ausência de recolhimento das contribuições para o PIS e COFINS sobre as receitas financeiras. A Companhia apresentou impugnação administrativa à referida cobrança e aguarda manifestação do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais – CARF. Ressalte-se que a incidência do PIS e da COFINS sobre receitas financeiras instituídas pela Lei 9.718/98, foi objeto de declaração de inconstitucionalidade pelo Supremo Tribunal Federal.

COFINS – Refere-se ao processo judicial arguindo pela Cosern a exclusão da multa de mora do parcelamento da COFINS. A decisão do STJ não tem sido favorável à tese da denúncia espontânea em parcelamento de débitos. Na Coelba, refere-se ao Auto de Infração lavrado em agosto de 2003 questionando o pagamento dos débitos de COFINS, referente aos meses de novembro e dezembro de 1998 e janeiro a fevereiro de 1999. Esses valores foram compensados com crédito de IRRF, pleiteado através do processo 10580.007.291/98-41, porém não foi observado o rito formal de compensação que é a utilização da Declaração de Compensação. Não obstante a controlada protocolou defesa judicial sob o argumento de que a forma não deve prevalecer sobre a essência, ou seja, o mero descumprimento de formalidades acessórias não deve prejudicar créditos fiscais legítimos (princípio da essência sobre a forma). Processo aguardando julgamento do mérito. Na Celpe, os procedimentos resultantes de autuação fiscal, pela Secretaria da Receita Federal, envolvendo a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – COFINS, ainda estão em julgamento perante as instâncias administrativas fiscais.

IRPJ - Refere-se a autos de infração contra a Celpe, nos quais se discute lucro inflacionário acumulado, realizado em valor inferior ao limite mínimo obrigatório, compensação e antecipação, todos ainda em julgamento perante as instâncias administrativas fiscais. O incremento ocorrido no trimestre refere-se à constituição de provisão relativa à não incidência de IRPJ e CSLL sobre os juros e multa de mora para o qual obtivemos decisão liminar nos autos do Mandado de Segurança n.º 0000050-30.2010.4.05.8300. Na controlada Coelba, refere-se a auto de infração do ano-calendário 2003, motivado pela falta de retenção do IRRF incidente sobre o pagamento de juros sobre capital próprio. A Companhia interpôs impugnação administrativa sob o argumento que o procedimento adotado está lastreado nas disposições contidas no Parecer Normativo COSIT nº 01/2002.

INSS - Autos de infração em relação às contribuições sociais não recolhidas pelos prestadores de serviços. Na controlada Coelba, referem-se a notificações Fiscais de Lançamento de Débito – NFLD lavradas pelo INSS, referentes aos exercícios de 1998 e 1999, sob a alegação de que a controlada não apresentou os comprovantes de recolhimento das contribuições previdenciárias devidas pelas empresas que lhes prestou serviços. A controlada apresentou impugnação argumentando que a imputação do débito só pode ocorrer após a constatação de descumprimento da obrigação pelo devedor principal, mas, como em alguns processos não possui em arquivo a documentação comprobatória exigida pelo INSS, conservadoramente, realizou a provisão dos respectivos valores. Em relação aos processos que a controlada possui a documentação suporte exigida pelo FISCO, não houve constituição de provisão.

ITD - Imposto sobre Transmissão "Causa Mortis" e Doação de Quaisquer Bens ou Direitos – Autos de infração lavrados pela SEFAZ/BA cobrando o recolhimento do ITD sobre a transferência de ativos de particulares para a concessão. A Companhia protocolou impugnação administrativa juntando manifestação do Superior Tribunal de Justiça contrária a incidência do referido imposto sobre essas operações.

CIDE - Auto de infração pela falta de recolhimento. Na controlada Coelba, refere-se ao auto de infração lavrados pela Receita Federal arguindo ausência da contribuição da Contribuição de Intervenção do Domínio Econômico – CIDE, a Companhia apresentou impugnação administrativa argumentando a inexistência de base legal na época em que ocorreram os fatos geradores. Processo encontra-se em curso no Conselho Administrativo de Recursos Fiscais – CARF.

Taxas diversas – Refere-se a notificações fiscais envolvendo taxa de licença para ocupação de áreas em vias e logradouros públicos e processos judiciais contra a cobrança da taxa de iluminação pública.

Incentivo Fiscal Sudene – Mandado de segurança impetrado pela controlada Coelba contra solução de consulta emitida pela Receita Federal, que contrária o procedimento adotado para apurar o incentivo fiscal SUDENE, o qual consiste na exclusão da provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido no cálculo do lucro da exploração. A divergência abarca os fatos geradores de 2003 a agosto de 2010. Em virtude do risco de ocorrer o lançamento de ofício, a Companhia resolveu efetuar o depósito judicial do montante integral do tributo objeto da divergência e dessa forma, garantir a suspensão da exigibilidade do crédito tributário. Atualmente o processo está sob análise do Tribunal Regional Federal – 1ª Região.

Outras – Diversos processos fiscais tais como, questionamento de consumidor contra a cobrança de tributos em conta de energia, honorários advocatícios de processos fiscais, etc. Inclui ainda procedimento resultante de autuação fiscal contra a Celpe, pela Secretaria da Receita Federal, envolvendo a CSLL e outros tributos, ainda em julgamento perante as instâncias administrativas fiscais e na controlada Cosern referem-se a demandas em esfera administrativa ou judicial que envolvem matérias não enquadradas nas hipóteses anteriores, ou que digam respeito a mais de uma exação fiscal.

Ambiental

Contingência Ambiental	Valor	Expectativa	Valor Provisionado		
	Atualizado	Instância de Perda	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Licença Ambiental	19.562	1ª, 2ª e 3ª	19.562	19.128	19.868
	-	1ª, 2ª e 3ª	-	-	-
Total	19.562		19.562	19.128	19.868

A Administração da Itapebi firmou, em 21 de novembro de 2002, acordo com o autor da ação popular, impetrada em setembro de 2002, e com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, visando definir a compensação adicional de impactos socioambientais decorrentes da implantação do empreendimento denominado Usina Hidrelétrica de Itapebi. As deliberações contidas no acordo, compreendem, dentre outras: elaboração de estudos, regularização fundiária das unidades, elaboração de plano de manejo e proteção. Esse acordo foi valorizado em R\$ 8.042 e provisionado no balanço de 31 de dezembro de 2002.

Como condicionante da licença de operação do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente – IBAMA, a controlada desenvolveu novos projetos definindo medidas ambientais compensatórias da exploração do potencial hidrelétrico relacionadas à aquisição de terras, assessoria ambiental, assessoria jurídica, administração do meio ambiente, incluindo consolidação, monitoramento e proteção ambiental. O custo orçado destes projetos foi estimado em R\$ 12.868 e encontra-se registrado contabilmente.

25.2. PROVISÕES ATIVAS

Fiscais

PIS/COFINS (Alargamento da Base de Cálculo) – A Companhia e suas controladas Coelba, Cosern, Celpe e Itapebi impetraram Mandado de Segurança com pedido de Liminar, em 2004, em curso no Tribunal Regional Federal – 1ª Região, arguindo a inconstitucionalidade da Lei nº 9.718/98, que incluiu na base de cálculo do PIS e da COFINS as receitas derivadas de operações financeiras. O montante total estimado de crédito a valores históricos é de R\$ 61.263.

Consubstanciado na opinião dos consultores jurídicos que atribuem uma probabilidade de ganho praticamente certa para as ações judiciais da Companhia e suas controladas, as quais já transitaram em julgado, e conforme definido no Comunicado Técnico nº 05/2009 do Ibracon, foram registrados contabilmente no grupo de impostos e contribuições a recuperar, de acordo com a Deliberação CVM nº 489/05, o montante estimado de crédito pleiteado a valor nominal, correspondente a R\$ 174.700.

26. Outras Contas a Pagar

	Ref.	Consolidado		
		31/12/10	31/12/09	01/01/09
Consumidores	(1)	50.889	34.954	62.076
Empregados - Adiantamento Acordo Coletivo		4	20	13
Plano de Saúde (Fundo de Reserva)	(2)	11.580	14.725	22.462
Contribuição para custeio do serviço de iluminação pública - COSIP		9.750	6.428	13.827
Empréstimos compulsórios - ELETROBRÁS		304	669	884
Convênios		1.762	1.306	1.670
Adiantamento Estado		-	736	-
Caução em Garantia	(3)	61.964	34.563	23.189
FGTS Conta Empresa		336	336	905
Encargos CBEÉ		2.553	2.405	3.402
Taxa Iluminação Pública - TIP	(4)	8.410	10.582	6.798
Uso do bem público		22.253	22.379	13.271
Entidade de previdência privada		5.406	6.296	-
Adiantamentos recebidos		31.819	27.280	16.862
Outras		49.944	15.273	24.503
Total		256.974	177.952	189.862
Passivo circulante		228.285	139.025	131.742
Passivo Não Circulante		28.689	38.927	58.120

(1) Obrigações perante consumidores de energia elétrica decorrentes de antecipação de recursos para construção de obras em municípios ainda não universalizados, contas pagas em duplicidade, ajustes de faturamento e outros.

(2) Fundo de Reserva constituído por contribuições sob a forma de pré-pagamento para o Plano de Saúde Bradesco da controlada Coelba, por parte da controlada e participantes (empregados ativos, empregados da FaelBA e assistidos – empregados inativos, aposentados e pensionistas), para atender as despesas futuras com a assistência médica (ambulatorial e hospitalar) e odontológica, de seus participantes (titulares e dependentes). O saldo é atualizado mensalmente pela variação de 100% do CDI.

(3) Garantia constituída em espécie para assegurar o cumprimento dos contratos, tanto no que diz respeito a suas clausulas operacionais, como na obrigatoriedade do pagamento dos encargos dos empregados das empresas fornecedoras de serviços.

(4) Taxa Iluminação Pública – TIP - Corresponde a valores arrecadados a serem repassados as Prefeituras.

27. Patrimônio Líquido

Capital Social

O capital social em 31 de dezembro de 2010 e 2009 e 01 de janeiro de 2009, subscrito e integralizado é de R\$ 4.739.025.

A composição do capital social realizado por classe de ações (sem valor nominal) e principais acionistas é a seguinte:

	Lote de mil ações		
	Única	Ações Ordinárias	%
Acionistas			
Iberdrola Energia S.A.	2.281.748	39,00	
Prev-Caixa de Prev. dos Func. do Banco do Brasil	1.301.396	22,24	
521 Participações S.A.	1.048.751	17,93	
BB - Banco de Investimentos S.A.	515.362	8,81	
Fundo Mútuo Inv. em ações Cart. Liv - BB Ações Price	185.965	3,18	
Fundo Mútuo Inv. em ações Cart. Liv - BB Ações Price II	193.556	3,30	
Fundo Mútuo Inv. em ações Cart. Liv - BB Carteira Livre I	323.858	5,54	
Total	5.850.636	100,00	

	R\$ Mil		
	Única	Ações Ordinárias	%
Acionistas			
Iberdrola Energia S.A.	1.848.220	39,00	
Prev-Caixa de Prev. dos Func. do Banco do Brasil	1.054.133	22,24	
521 Participações S.A.	849.490	17,93	
BB - Banco de Investimentos S.A.	417.444	8,81	
Fundo Mútuo Inv. em ações Cart. Liv - BB Ações Price	150.632	3,18	
Fundo Mútuo Inv. em ações Cart. Liv - BB Ações Price II	156.780	3,30	
Fundo Mútuo Inv. em ações Cart. Liv - BB Carteira Livre I	262.326	5,54	
Total	4.739.025	100,00	

Reserva de Lucro

Reserva de Imposto Fiscal

A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, e que atuam no setor de infraestrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo 551, § 3º, do Decreto nº 3.000, de 26 de março de 1999.

Em atendimento à Lei nº 11.638/07 e CPC nº 07, o valor correspondente ao incentivo SUDENE apurado a partir da vigência da Lei foi contabilizado no resultado do trimestre, e posteriormente será transferido para a reserva de lucro devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis conforme previsto no artigo 545 do Regulamento de Imposto de Renda.

Por conta disso, as controladas Coelba, Cosern, Celpe, Itapebi e Termopernambuco formalizaram pleito à SUDENE e obtiveram o deferimento da redução do imposto de renda e adicionais, conforme a seguir:

Empresa	Lauda constitutivo nº		Redução
COELBA	0144/2005	75%	
COELBA	0039/2002	25%	
CELPE	0155/2005	75%	
CELPE	0039/2002	25%	
COSERN	0148/2005	75%	
COSERN	0038/2002	25%	
ITAPEBI	0037/2003	75%	
TERMOPE	0118/2005	75%	
TERMOPE	0119/2005	75%	

A COELBA, CELPE, COSERN, ITAPEBI e TERMOPERNAMBUCO apuraram, respectivamente até 31 de dezembro de 2010, os valores de R\$ 166.364, R\$ 65.521, R\$ 41.656, R\$ 27.632 e R\$ 9.816 (R\$ 148.248, R\$ 82.898, R\$ 33.758, R\$ 26.765 e R\$ 23.576 em 31 de dezembro de 2009 respectivamente) de incentivo fiscal SUDENE, calculados com base no Lucro da Exploração. Conforme descrito na nota 4, em atendimento aos requerimentos da Lei nº 11.638/07 o efeito do benefício fiscal passou a ser contabilizado no resultado do exercício das controladas. As controladas excluem esse efeito para fins e cálculo dos dividendos, conforme permitido para Lei nº 11.638/07.

Reserva Legal

A reserva legal é calculada com base em 5% de seu lucro líquido conforme previsto na legislação em vigor, limitada a 20% do capital social.

Reserva de Retenção de Lucros

A Lei das S.A. permite às sociedades reterem parcela do lucro líquido do exercício, prevista em orçamento de capital, previamente aprovado pela Assembleia Geral.

Em 31 de dezembro de 2010, a Neoenergia S.A. mantém em seu patrimônio líquido Reserva de Retenção de Lucros, no montante de R\$ 5.230.982 (R\$ 4.297.540 em 31 de dezembro de 2009) a qual foi constituída de acordo com o artigo nº 196 da Lei das S.A, visando a realização de investimentos futuros.

28. Receita Bruta

	Ref.	Consolidado		
		31/12/10	31/12/09	31/12/09
Fornecimento de Energia	(a)	4.762.896	4.535.440	
Receita de operação e manutenção		4.666.025	4.462.951	
Remuneração financeira wacc		96.870	72.489	
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	(b)	236.275	86.700	
Disponibilização do Sistema de Transmissão	(c)	6.541.357	5.835.729	
Receita de operação e manutenção		6.514.217	5.815.436	
Remuneração financeira wacc		27.140	20.293	
Receita de Construção (vide nota explicativa 4, item 2a, subitem 5)		1.103.528	1.032.256	
Outras Receitas	(d)	185.641	146.152	
Total		12.829.696	11.636.276	

(a) Fornecimento de Energia

A Composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores é a seguinte:

	Consolidado					
	Nº de consumidores faturados (*)		MWh (*)		R\$	
	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09
Consumidores:						
Residencial	7.902.702	7.559.350	10.459.401	9.672.459	2.971.678	2.666.342
Industrial	40.217	39.716	6.112.227	6.763.848	2.433.564	2.249.276
Comercial	578.423	561.872	5.618.297	5.346.512	2.441.020	2.272.216
Rural	441.183	432.052	1.991.975	1.829.316	409.710	355.893
Poder Público	79.177	76.287	1.382.732	1.302.422	566.825	515.549
Iluminação Pública	25.937	25.739	1.280.741	1.275.373	269.991	267.425
Serviço Público	12.329	10.463	1.586.307	1.517.731	406.691	393.092
Consumo próprio	668	693	296.573	77.335	41.858	6.544
Suprimento	102	36	532.004	6.673.759	968.453	955.011
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	12.438	7.150
Transferência para atividade de distribuição	-	-	-	-	(6.259.310)	(5.676.247)
Subtotal	9.080.738	8.706.211	29.260.257	34.458.755	4.262.913	4.012.347
Acordo Geral do Setor Elétrico					(521)	9.774



...Continuação

32 Participação nos Lucros

A Companhia mantém o programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, nos moldes da Lei nº 10.101/00 e artigo nº 189 da Lei nº 6.404/76, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos. O montante desta participação no consolidado foi de R\$ 38.688 (R\$ 61.046 em 31 de dezembro de 2009), a qual é considerado benefício de curto prazo. A companhia mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

33 Saldos e Transações com Partes Relacionadas

A Companhia mantém operações comerciais com partes relacionadas pertencentes ao mesmo grupo econômico, cujos saldos e natureza das transações estão demonstrados a seguir:

Empresas	Ref.	Natureza de Operação	Controladora			31/12/09		
			31/12/10			31/12/09		
			Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
COELBA	(1)	AFAC	1.694	-	-	1.694	-	-
		Dividendos e JSCP	23.570	-	-	601.368	-	-
		Outros	11	-	-	11	-	-
		Total Coelba	25.275	-	-	603.073	-	-
CELPE		Dividendos e JSCP	18.992	-	-	-	-	-
		Total Celpe	18.992	-	-	-	-	-
COSERN		Dividendos e JSCP	7.409	-	-	-	-	-
		Total Cosern	7.409	-	-	-	-	-
TERMOPERNAMBUCO		Dividendos e JSCP	5.636	-	-	103.193	-	-
		Outros	2	1	-	-	-	-
		Total Termopernambuco	5.638	1	-	103.193	-	-
TERMOAÇU	(2)	Contrato de Mútuo	2	-	-	33.536	-	-
		Outros	-	-	-	1	-	-
		Total Termoacu	-	-	-	33.537	-	-
ITAPEBI		Dividendos e JSCP	9.246	-	-	-	-	-
		Outros	2	-	-	-	-	-
		Total Itapebi	9.248	-	-	-	-	-
GERAÇÃO CIII	(1)	AFAC	4.770	-	-	-	-	-
		Contrato de Mútuo	13.778	-	-	-	-	-
		Dividendos e JSCP	2.339	-	-	-	-	-
		Outros	13	-	-	-	-	-
		Total Geração CIII	20.901	-	-	-	-	-
NC ENERGIA		Dividendos e JSCP	10.239	-	-	-	-	-
		Outros	4	-	-	-	-	-
		Total NC Energia	10.243	-	-	-	-	-
NEOENERGIA SERVIÇOS	(1)	AFAC	1.587	-	-	-	-	-
		Dividendos e JSCP	23	-	-	-	-	-
		Total Neoenergia Serviços	1.610	-	-	-	-	-
GARTER		AFAC	2	-	-	-	-	-
		Outros	-	-	-	-	-	-
		Total Garter	2	-	-	-	-	-
BAGUARI I		Dividendos e JSCP	1.370	-	-	-	-	-
		Outros	6	-	-	-	-	-
		Total Baguari	1.376	-	-	-	-	-
BAHIA PCH I	(1)	AFAC	41.893	-	-	-	-	-
		Contrato de Mútuo	16.778	-	-	-	-	-
		Dividendos e JSCP	2.951	-	-	-	-	-
		Outros	1	-	-	-	-	-
		Total Bahia PCH I	61.623	-	-	-	-	-
BAHIA PCH II	(1)	AFAC	878	-	-	-	-	-
		Outros	8	-	-	-	-	-
		Total Bahia PCH II	886	-	-	-	-	-
BAHIA PCH III		Outros	2	-	-	-	-	-
		Total Bahia PCH III	2	-	-	-	-	-
RIO PCH I		Dividendos e JSCP	102	-	-	-	-	-
		Outros	10	-	-	-	-	-
		Total Rio PCH I	112	-	-	-	-	-
NEOENERGIA INVESTIMENTOS		Outros	96	-	-	-	-	-
		Total Neoinvest	96	-	-	-	-	-
GOIAS SUL	(1)	AFAC	73.618	-	-	-	-	-
		Outros	5	-	-	-	-	-
		Total Goiás Sul	73.623	-	-	-	-	-
GERAÇÃO CÉU AZUL	(1)	AFAC	3.825	-	-	-	-	-
		Outros	139	-	-	-	-	-
		Total Geração Céu Azul	3.964	-	-	-	-	-
SE NARANDIBA		Contrato de Mútuo	-	-	-	15.922	-	-
		Outros	2	-	-	-	-	-
		Total SE Narendiba	2	-	-	-	-	-
PCH ALTO DO RIO GRANDE		Outros	2	-	-	-	-	-
		Total Alto do Rio Grande	2	-	-	-	-	-
AFLUENTE GERAÇÃO		Dividendos e JSCP	2.023	-	-	-	-	-
		Outros	5	-	-	-	-	-
		Total Afluente Geração	2.028	-	-	-	-	-
AFLUENTE TRANSMISSÃO		Dividendos e JSCP	4.032	-	-	-	-	-
		Total Afluente Transmissão	4.032	-	-	-	-	-
BELO MONTE PARTICIPAÇÕES		Dividendos e JSCP	1.374	-	-	-	-	-
		Outros	584	-	-	-	-	-
		Total Belo Monte Part.	1.957	-	-	-	-	-

Empresas	Ref.	Natureza de Operação	Consolidado			31/12/09		
			31/12/10			31/12/09		
			Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Iberdrola Energia S.A.	(4)	Dividendos e JSCP	36.797	(167.752)	-	147.450	(168.863)	-
		Serviços Prestados	-	-	-	34	148	(19.175)
		Total Iberdrola Energia S.A.	36.797	(167.752)	-	34	147.598	(188.038)
521 Participações S.A.		Dividendos e JSCP	16.913	(77.103)	-	47.258	(76.056)	-
		Outras	-	135	(54)	-	-	-
		Total 521 Participações	17.048	(77.157)	-	47.258	(76.056)	-
Previ - Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil		Dividendos e JSCP	24.690	(95.678)	-	63.732	(94.379)	-
		Serviços Prestados	-	-	-	-	-	-
		Total Previ/Banco do Brasil	24.690	(95.678)	-	63.732	(94.379)	-
BB - Banco do Brasil Investimentos S.A.	(5)	Serviços Prestados	-	-	-	-	-	-
		Total BB - BI	8.311	(37.889)	-	12.145	(37.374)	-
Fundo Mútuo Invest. em Ações Cart. Livre - BB Ações Price		Dividendos e JSCP	7.200	(27.902)	-	15.776	(27.523)	-
		Serviços Prestados	-	-	-	-	-	-
		Total BB Ações Price	7.200	(27.902)	-	15.776	(27.523)	-
Fundo Mútuo Invest. em Ações Cart. Livre - BB Carteira Livre I		Dividendos e JSCP	6.144	(23.810)	-	13.462	(23.486)	-
		Serviços Prestados	-	-	-	-	-	-
		Total BB Carteira Livre I	6.144	(23.810)	-	13.462	(23.486)	-
Amara Brasil	(3)	Serviços Prestados	-	190	(2.963)	-	377	(2.920)
		Total Amara Brasil	-	190	(2.963)	-	377	(2.855)
Iberdrola Generation		Serviços Prestados	-	-	-	117	(16.242)	-
		Total Iberdrola Generation	-	-	-	117	(16.242)	-
Faelba		Constituição Patronal	-	-	-	-	-	(689)
		Total Faelba	-	-	-	-	-	(689)
Celpos		Contrato de Mútuo	-	-	-	152.533	(6.825)	-
		Outras	-	-	-	45.348	(4.073)	-
		Total Celpos	-	-	-	197.881	(10.898)	-

Descrição Contratos de swaps:	Contraparte	Data dos	Data de	Posição
		Contratos	Vencimento	
Swap				
Ativa Passiva	Banco Votorantim	12/01/01	22/03/11	USD + 3,446% a.a. CDI - 6% a.a.
Swap				
Ativa Passiva	Bancos ABN AMRO e Citibank	11/07/06 e 26/06/09	26/06/13	USD 6M LIBOR + 1%a.a. 106,75% e 107,25% do CDI
Swap				
Ativa Passiva	Banco Votorantim	30/07/04	27/01/14	USD + 13,4853% a.a. IGPM + 13,95% a.a.
Swap				
Ativa Passiva	Banco Citibank	30/06/08	30/06/26	Euro + 2% a.a. 72,5% do CDI
Swap				
Ativa Passiva	Banco Citibank	30/06/08	30/06/16	Euro + 4% a.a. 92% do CDI
Swap				
Ativa Passiva	Banco do Brasil	06/05/10	14/04/14	12,149 a.a. 99,5% do CDI
Total				

Consoante facultado pela Deliberação CVM 604, que aprovou os pronunciamentos técnicos CPC 38, 39 e 40, a Companhia contabilizou os instrumentos derivativos de acordo com a metodologia de contabilidade de operação hedge (hedge accounting). Por essa metodologia, os impactos na variação do valor justo dos derivativos utilizados como instrumento de hedge são reconhecidos no resultado de acordo com o reconhecimento do item que é objeto de hedge. Os hedges da Companhia foram avaliados como efetivos.

Os derivativos (instrumentos de hedge), e as dívidas em moeda estrangeira e o empréstimo Banco do Brasil (NCC), respectivos itens objeto de hedge, foram ajustados ao valor justo. A valorização ou a desvalorização do valor justo do instrumento destinado a hedge e do item objeto de hedge foram registradas em contrapartida da conta de receita ou despesa financeira, no resultado do exercício.

Fatores de Risco:

- Riscos financeiros
- Risco de Variação Cambial

(1) Referem-se aos adiantamentos para futuro aumento de capital efetuados pela Neoenergia.

(2) Refere-se à operação de mútuo efetuada em 01 de dezembro de 2004, atualizado pelo IGP-M, ao adiantamento para futuro aumento de capital e à assunção das dívidas da Termoacu com empresas do Grupo conforme Termo de Compromisso assinado entre os Sócios.

(3) Refere-se à administração e logística de almoxarifado prestado pela Amara às controladas do grupo Neoenergia, corrigido anualmente pela IPCA, com diversos contratos com vigência até 2011.

(4) Refere-se ao acordo de serviços de operação e manutenção – “O&M” da controlada Termopernambuco, com ajuste anual com base na variação do IGP-M.

(5) Ref. ao contrato de benefício da controlada Celpe com a Celpos, com vigência até dezembro de 2023, corrigido pelo INPC + 6% a.a.

A Administração da Companhia entende que todas as operações comerciais realizadas com partes relacionadas estão em condições usuais de mercado.

A remuneração total dos administradores para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010 é R\$ 5.246 (R\$ 4.193 em 31 de dezembro de 2009) na controladora e no consolidado nos montante de R\$ 13.776 (R\$ 13.119 em 31 de dezembro de 2009), o qual é considerada benefício de curto prazo. A Companhia mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

34 Instrumentos Financeiros

Em atendimento à Deliberação CVM nº 604, de 19 de novembro de 2009, que aprovou os Pronunciamentos Técnicos CPC 38, 39 e 40 e à Instrução CVM nº 604, de 19 de novembro de 2009, a Companhia efetuou uma avaliação de seus instrumentos financeiros, inclusive os derivativos.

Considerações gerais:

Em 31 de dezembro de 2010, os principais instrumentos financeiros estão descritos a seguir:

- Caixa e equivalentes de caixa – são classificados como mantido para negociação. O valor de mercado está refletido nos valores registrados nos balanços patrimoniais.
- Títulos e valores mobiliários – são classificados como mantidos até o vencimento, e registrados contabilmente pelo custo amortizado. Os valores registrados equivalem, na data do balanço, aos seus valores de mercado.
- Contas a receber de clientes e outros – decorrem diretamente das operações da Companhia, são classificados como empréstimos e recebíveis, e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável.
- Fornecedores – decorrem diretamente das operações da Companhia e são classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo.
- Empréstimos, financiamentos e debêntures:

O principal propósito desse instrumento financeiro é gerar recursos para financiar os programas de expansão da Companhia e eventualmente gerenciar as necessidades de seus fluxos de caixa no curto prazo.

✓ Empréstimo em moeda nacional Banco do Brasil (NCC) é considerado como item objeto de hedge, de acordo com a metodologia de contabilidade de operação hedge (hedge accounting), e está contabilizado pelo seu valor de mercado. O valor justo é calculado projetando os fluxos futuros da operação (ativo e passivo) utilizando o custo da ponta passiva do seu swap.

✓ Demais empréstimos e financiamentos em moeda nacional – são classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo, e estão contabilizados pelos seus valores contratuais, e atualizados pela taxa efetiva de juros da operação. Os valores de mercado destes empréstimos são equivalentes aos seus valores contábeis. Trata-se de instrumentos financeiros com características oriundas de fontes de financiamento específicas para financiamento de investimentos em distribuição de energia, com custos subsidiados, atrelados à TJLP – Taxa de Juros do Longo Prazo ou com taxas pré-fixadas, e do capital de giro da Companhia, com custos atrelados à CDI – Certificado de Depósito Interbancário.

✓ Debêntures em moeda nacional – são classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo, e estão contabilizados pelos seus valores contratuais, e atualizados pela taxa efetiva de juros da operação. Para fins de divulgação, as debêntures tiveram seus valores de mercado calculados com base em taxas de mercado secundário da própria dívida ou dívida equivalente, divulgadas pela ANDIMA, sendo utilizado como projeção dos seus indicadores as curvas da BM&F em vigor na data do balanço.

✓ Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e debêntures em moeda nacional indexada a variação cambial – coerente com a política financeira do Grupo Neoenergia e da Companhia, são considerados como itens objeto de hedge, de acordo com a metodologia de contabilidade de operação hedge (hedge accounting), e estão contabilizados pelos seus valores de mercado. Os valores justos são calculados projetando os fluxos futuros das operações (ativo e passivo) utilizando as curvas da BM&F e trazendo esses fluxos a valor presente utilizando o custo da ponta passiva dos seus swaps.

Os valores contábeis e de mercado dos instrumentos financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2010 e 2009 são como segue:

Operação com derivativo para troca de taxa de juros – consiste na troca do resultado financeiro apurado pela aplicação de taxa pré-fixada, equivalente aos juros de um empréstimo, pelo resultado financeiro apurado pela aplicação, sobre o mesmo valor, de percentual da taxa DI, sem nenhum caráter especulativo.

Dessa forma, são considerados como instrumentos de hedge, de acordo com a metodologia de contabilização de operação hedge (hedge accounting), e estão contabilizados pelos seus valores de mercado. Os valores justos são calculados projetando os fluxos futuros das operações (ativo e passivo) utilizando as curvas da BM&F e trazendo esses fluxos a valor presente utilizando o custo da ponta passiva dos seus swaps.

Os valores contábeis e de mercado dos instrumentos financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2010 e 2009 são como segue:

Ativo	Ativos (Passivos)			
	31/12/10		31/12/09	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Caixa e equivalentes de caixa	3.391.601	3.391.601	2.629.642	2.629.642
Títulos e valores mobiliários	447.371	447.371	337.240	337.240
Títulos a receber (a)	2.999.936	2.999.936	2.654.678	2.654.678
Fundos vinculados	29.418	29.418	22.547	22.547

...Continuação

Avaliação atuarial dos planos previdenciários

Na avaliação atuarial dos planos previdenciários foi adotado o método do crédito unitário projetado. Os pareceres atuariais, emitidos por atuário independente, considerando a situação econômico-financeira dos planos previdenciários mantidos pela FAELBA, em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 1º de janeiro de 2009, estão resumidos a seguir, bem como as demais informações requeridas pela Deliberação CVM nº 600, de 07/10/2009 e CPC 33.

Os valores reconhecidos no balanço patrimonial são os seguintes:

	FAELBA			
	Nº 1 - CD		Nº 2 - BD	
	2010	2009	2010	2009
Valor presente das obrigações atuariais	4.237	4.582	234.587	244.706
Valor justo dos ativos do plano	1.832	1.861	365.643	344.865

Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos	2.405	2.721	(131.056)	(100.159)
Ganhos ou (perdas) atuariais não reconhecidos	(523)	(725)	18.400	2.328
Efeito do limite de Parágrafo 58(b) - Incluindo as recomendações do IFRIC 14	-	-	73.316	74.563
Passivo(ativo) atuarial líquido total	1.882	1.996	(39.340)	(23.268)

	FASERN			
	Nº 1 - CD		Nº 2 - BD	
	2010	2009	2010	2009
Valor presente das obrigações atuariais	489	501	59.753	60.802
Valor justo dos ativos do plano	712	414	93.084	89.215

Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos	(223)	87	(33.331)	(28.413)
Ganhos ou (perdas) atuariais não reconhecidos	330	47	3.490	1.336
Efeito do limite de Parágrafo 58(b) - Incluindo as recomendações do IFRIC 14	-	-	25.479	25.025
Passivo(ativo) atuarial líquido total	107	134	(4.362)	(2.052)

	CELPOS			
	Nº 1 - CD		Nº 2 - BD	
	2010	2009	2010	2009
Valor presente das obrigações atuariais	879	996	687.038	714.500
Valor justo dos ativos do plano	2.088	1.237	446.178	438.320

Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos	(1.209)	(241)	240.860	276.180
Ganhos ou (perdas) atuariais não reconhecidos	1.607	705	61.528	43.191
Efeito do limite de Parágrafo 58(b) - Incluindo as recomendações do IFRIC 14	(293)	-	-	-
Passivo(ativo) atuarial líquido total	105	464	302.388	319.371

Os valores reconhecidos no resultado são os seguintes:

	FAELBA			
	Nº 1 - CD		Nº 2 - BD	
	2010	2009	2010	2009
Custo do serviço corrente (com juros, da contribuição do participante)	297	326	31	6
Juros sobre as obrigações atuariais	474	456	22.652	21.025
Rendimento esperado dos ativos do plano	(258)	(344)	(32.390)	(29.263)
Amortização de (ganhos) ou perdas atuariais líquidas	27	-	(5.068)	-
Efeito do limite de parágrafo 58B (1)	-	-	(1.247)	(4.130)
Total da despesa (receita) a ser reconhecida	540	438	(16.022)	(12.362)
Rendimento efetivo dos ativos do plano	(695)	(1.533)	44.418	38.119

	FASERN			
	Nº 1 - CD		Nº 2 - BD	
	2010	2009	2010	2009
Custo do serviço corrente (com juros, da contribuição do participante)	44	49	-	-
Juros sobre as obrigações atuariais	53	43	5.661	5.301
Rendimento esperado dos ativos do plano	(44)	(32)	(8.424)	(7.407)
Amortização de (ganhos) ou perdas atuariais líquidas	-	-	-	(2.072)
Efeito do limite de parágrafo 58B (1)	-	-	453	2.842
Total da despesa (receita) a ser reconhecida	53	60	(2.310)	(1.336)
Rendimento efetivo dos ativos do plano	215	13.170	9.111	11.254

	CELPOS			
	Nº 1 - CD		Nº 2 - BD	
	2010	2009	2010	2009
Custo do serviço corrente (com juros, da contribuição do participante)	137	241	1.427	2.467
Juros sobre as obrigações atuariais	122	146	74.542	73.975
Rendimento esperado dos ativos do plano	(179)	(122)	(52.465)	(45.952)
Amortização de (ganhos) ou perdas atuariais líquidas	(36)	-	-	-
(-) Ganhos reconhecidos devido da redução no plano	-	-	(10.342)	-
(-) Ganhos reconhecidos devido ao impacto da liquidação antecipada no plano	-	-	(2.093)	-

Conforme previsto na Deliberação CVM nº 600/09, a parcela dos ganhos ou perdas atuariais a ser reconhecida, como receita ou despesa, em um plano de benefício definido é o valor dos ganhos e perdas não reconhecidos que exceder, em cada período, ao maior dos seguintes limites:

- 10% do valor presente da obrigação atuarial total do benefício definido; e
- 10% do valor justo dos ativos do plano.

As movimentações no valor presente da obrigação com benefícios definidos são os seguintes:

	FALEBA			
	Nº 1 - CD		Nº 2 - BD	
	2010	2009	2010	2009
Valor das obrigações no início do ano	4.582	4.953	244.706	239.463
Custo do serviço corrente bruto	297	326	31	6
Juros sobre obrigação atuarial	474	456	22.652	21.025
Contribuição de participantes vertidas no ano	10	-	49	26
(Ganho)/perda atuarial	(1.126)	(1.153)	(9.113)	6.528
Benefícios pagos no ano	-	-	(23.738)	(22.342)
Valor das obrigações calculadas no final do ano	4.237	4.582	234.587	244.706

	FASERN			
	Nº 1 - CD		Nº 2 - BD	
	2010	2009	2010	2009
Valor das obrigações no início do ano	501	474	60.801	60.108
Custo do serviço corrente bruto	44	49	-	-
Juros sobre obrigação atuarial	53	43	5.662	5.301
Contribuição de participantes vertidas no ano	2	1	-	-
(Ganho)/perda atuarial	(111)	(66)	(1.468)	439
Benefícios pagos no ano	-	-	(5.242)	(5.046)
Valor das obrigações calculadas no final do ano	489	501	59.753	60.802

Valor das obrigações no início do ano
Custo do serviço corrente bruto
Juros sobre obrigação atuarial
Contribuição de participantes vertidas no ano (Ganho)/perda atuarial
Benefícios pagos no ano
(-) Impacto da redução do plano
(-) Impacto da liquidação antecipada no plano
Valor das obrigações calculadas no final do ano
As movimentações no valor justo dos ativos do plano são as seguintes:

As movimentações no valor justo dos ativos do plano são as seguintes:				
FAELBA				
	Nº 1 - CD		Nº 2 - BD	
	2010	2009	2010	2009
Valor justo dos ativos no início do ano	1.861	2.755	344.865	329.009
Rendimento esperado no ano	258	344	32.391	29.263
Ganho (perda)/atuariais nos ativos do plano	(953)	(1.877)	12.027	8.856
Contribuições da patrocinadora	654	639	50	53
Contribuições de participantes	11	-	49	26
Benefícios pagos pelo plano	-	-	(23.738)	(22.342)
Valor justo dos ativos no final do ano	1.831	1.861	365.644	344.865

	FASERN			
	Nº 1 - CD		Nº 2 - BD	
	2010	2009	2010	2009
Valor justo dos ativos no início do ano	414	320	89.215	83.007
Rendimento esperado no ano	44	32	8.425	7.407
Ganho (perda)/atuariais nos ativos do plano	171	(19)	686	3.847
Contribuições da patrocinadora	80	80	-	-
Contribuições de participantes	2	1	-	-
Benefícios pagos pelo plano	-	-	(5.242)	(5.046)
Valor justo dos ativos no final do ano	711	414	93.084	89.215

	CELPOS			
	Nº 1 - CD		Nº 2 - BD	
	2010	2009	2010	2009
Valor justo dos ativos no início do ano	1.237	811	438.320	385.012
Rendimento esperado no ano	179	122	52.465	45.952
Ganho (perda)/atuariais nos ativos do plano	260	(49)	6.371	18.272
Contribuições da patrocinadora	402	347	28.051	34.253
Contribuições de participantes	10	6	3.162	3.441
Benefícios pagos pelo plano	-	-	(51.118)	(48.608)
(-) Impacto da liquidação antecipada no plano	-	-	(31.075)	-
Valor justo dos ativos no final do ano	2.088	1.237	446.177	438.320

CELPOS				
Distribuição		Geração		Transição
31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010
Valor justo dos ativos no início do ano				
1.237	811	438.320	385.012	
Rendimento esperado no ano				
179	122	52.465	45.952	
Ganho (perda)/atuariais nos ativos do plano				
260	(49)	6.371	18.272	
Contribuições da patrocinadora				
402	347	28.051	34.253	
Contribuições de participantes				
10	6	3.162	3.441	
Benefícios pagos pelo plano				
-	-	(51.118)	(48.608)	
(Impacto da liquidação antecipada no plano)				
-	-	(31.075)	-	
Valor justo dos ativos no final do ano				
2.088	1.237	446.177	438.320	

RECEITA LÍQUIDA	8.405.235	7.971.125	1.039.225	955.789	28.059
CUSTO DO SERVIÇO	(5.689.713)	(5.227.048)	(581.605)	(487.911)	(8.195)
Lucro Bruto	2.715.522	2.744.077	457.620	467.878	20.144
Despesas com vendas	(355.003)	(286.573)	-	(1.213)	-
Despesas gerais e administrativas	(366.744)	(285.765)	(29.817)	(26.358)	(60)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-
(-) Provisão para desvalorização do Investimento	-	-	-	-	-
Amortização do ágio	-	-	-	-	-

LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO				
E IMPOSTOS				
	1.993.775	2.171.738	427.803	440.307
Despesa financeira	541.160	461.422	52.072	34.943
Recetta financeira	(578.427)	(534.271)	(151.639)	(107.504)
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE LUCRO	1.956.508	2.098.889	328.237	367.746
Imposto de renda e contribuição social	(308.833)	(379.527)	(58.492)	(61.768)
LUCRO ANTES DA PARTICIPAÇÃO DOS NÃO CONTROLADORES	1.647.675	1.719.362	269.745	305.978
Atribuição aos acionistas controladores	-	-	-	-
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR SEGMENTO	1.647.675	1.719.362	269.745	305.978
Informações suplementares:				
Ativos totais	10.555.042	9.760.812	4.148.460	3.995.719
Passivos totais	5.907.048	5.576.321	2.449.400	2.344.468

38 Questões Ambientais

RECEITA LÍQUIDA
CUSTO DO SERVIÇO
LUCRO BRUTO
Despesas com vendas
Despesas gerais e administrativas
Resultado de equivalência patrimonial
(-) Provisão para desvalorização do Investimento
Amortização do ágio

LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E IMPOSTOS
Receta financeira
Despesa financeira
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE LUCRO
Imposto de renda e contribuição social

LUCRO ANTES DA PARTICIPAÇÃO DOS NÃO CONTROLADORES
Atribuível aos acionistas controladores
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR SEGMENTO
Informações suplementares:
Ativos totais
Passivos totais

Rede Compacta/Linha Verde - Utilização de cabos elétricos protegidos evitando acidentes por contato com árvores, reduzindo a necessidade de poda da arborização e melhorando o desempenho do sistema elétrico.

Projeto de Educação Ambiental Ecotrilha (PEA) - O Projeto Ecotrilha em parceria com a Faculdade Areal e Odebrecht, voltado para crianças, jovens e adultos de escolas e instituições públicas e particulares, tem o propósito de trabalhar com os visitantes a importância da questão ambiental em nosso dia a dia, visando conservação da fauna, flora mananciais hídricos, a biodiversidade e os remanescentes de Mata Atlântica.

A Deliberação CVM nº 600/09, em linha com os procedimentos contábeis estabelecidos no CPC 33 – Benefícios a Empregados, determina o registro de um passivo quando o montante das obrigações ultrapassa o valor dos ativos do plano de benefícios, e de um ativo quando o montante dos ativos supera o valor das obrigações do plano. Nesta última hipótese, o ativo somente deverá ser registrado quando existirem evidências de que este poderá reduzir efetivamente as contribuições da patrocinadora ou que será reembolsável no futuro.

Principais premissas econômicas adotadas para os cálculos atuariais referentes aos exercícios de 2010 e 2009:

	Nº 1 - CD		Nº 2 - BD	
	2010	2009	2010	2009
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	10,77%	9,73%	9,73%	9,73%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano	11,84%	11,84%	9,73%	9,73%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	6,59%	6,59%	4,50%	4,50%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	4,50%	Não aplicável	4,50%	4,50%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
Taxa de rotatividade esperada	0,15/(tempo de serviço + 1)	0,15/(tempo de serviço + 1)	Nula	Nula
Fator de capacidade	Não aplicável	Não aplicável	0,98	0,98
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Não aplicável	Não aplicável	AT-83	AT-83
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	100% na data da aposentadoria normal	benefício programado	Não aplicável	Não aplicável

Outros Benefícios

Tanto na COELBA, COSERN E CELPE, além dos benefícios concedidos por intermédio dos planos de previdência complementar, são oferecidas outras vantagens a seus empregados, tais como: plano de saúde, auxílios refeição, transporte, funeral e creche, capacitação e desenvolvimento profissional, que são periodicamente negociadas por ocasião dos acordos coletivos de trabalho. No exercício findo em 31 de dezembro de 2010, a Companhia despendeu com essas rubricas o montante de R\$ 22.608 (R\$ 21.378 em 2009) para COELBA, R\$ 7.017 (R\$ 6.330 em 2009) para COSERN e R\$ 13.127 (R\$ 17.590 em 2009) para CELPE.

37 Informações por Segmento

Os segmentos operacionais da Companhia são internamente organizados principalmente como entidade jurídica. A Companhia agrupou os segmentos operacionais da seguinte forma: Distribuição, Geração, Transmissão, Comercialização e Administração central e outros.

A Companhia analisa o desempenho dos segmentos e aloca-lhes recursos baseando-se em diversos fatores, sendo as receitas e o lucro operacional os fatores financeiros preponderantes.

Distribuição				Geração				Transmissão				Comercialização				Administração Central e outros				Eliminações e Ajustes				Consolidado			
31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009		
8.405.235	7.971.125	1.039.225	955.789	28.195	-	525.118	289.883	14.616	7.904	(1.062.353)	(995.176)	8.950.036	8.229.525	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
(5.689.713)	(5.227.048)	(581.605)	(487.911)	(8.050)	-	(457.723)	(255.500)	(10.625)	(3.343)	1.062.353	995.176	(5.685.363)	(4.978.626)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
2.715.522	2.744.077	457.620	467.878	20.145	-	67.395	34.383	3.991	4.561	-	-	3.264.673	3.250.899	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
(355.003)	(286.573)	-	(1.213)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
(366.744)	(285.766)	(29.817)	(26.358)	(601)	(14)	(9.188)	(9.703)	(22.822)	(19.225)	-	-	(429.174)	(341.067)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	-	-	2.213	1.779	1.696.078	1.744.689	(1.698.290)	(1.746.345)	-	123	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.340)	-	-	(5.340)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(101.927)	(111.536)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
1.993.775	2.171.738	427.803	440.307	19.544	(14)	60.420	26.459	1.575.319	1.613.149	(1.698.290)	(1.746.345)	2.378.570	2.505.294	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
541.160	461.422	52.072	34.943	1.797	-	6.123	8.552	247.701	221.961	-	-	848.853	726.878	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
(578.427)	(534.271)	(151.639)	(107.504)	(398)	(1)	(4.205)	(4.355)	(39.298)	(26.166)	3.147	(2.466)	(770.819)	(674.743)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
1.956.508	2.098.889	328.237	367.746	20.943	(15)	62.338	30.677	1.783.722	1.808.944	(1.695.143)	(1.748.811)	2.456.603	2.557.428	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
(308.833)	(379.527)	(58.492)	(61.768)	(1.692)	5	(23.257)	(9.636)	263	22.933	-	-	(392.011)	(427.993)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
1.647.675	1.719.362	269.745	305.978	19.251	(10)	39.081	21.041	1.783.985	1.831.877	(1.695.143)	(1.748.811)	2.064.592	2.129.435	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(286.611)	(299.164)	(286.608)	(299.164)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
1.647.675	1.719.362	269.745	305.978	19.251	(10)	39.081	21.041	1.783.986	1.831.877	(1.981.754)	(2.047.975)	1.777.984	1.830.272	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
10.555.042	9.760.812	1.448.460	3.995.719	137.200	105.697	153.284	73.592	10.851.376	9.372.242	(6.255.276)	(5.968.116)	19.590.086	17.339.946	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
5.907.048	5.576.321	2.449.400	2.344.468	42.380	16.669	108.936	30.531	211.965	212.823	(386.132)	(719.135)	8.333.598	7.461.679	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

2010

CARTA DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Senhores e Senhoras Acionistas,

Prezados Senhores e Senhoras, para apreciação o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras da Companhia, acompanhadas do Parecer dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2010.

Um ponto relevante a ser destacado é que as Demonstrações Financeiras apresentadas estão em conformidade com o novo padrão contábil estabelecido pelo International Accounting Standards Board (IASB) (conhecido como IFRS) e consubstanciado na Instrução CVM nº 457, de 13 de julho de 2007, que determina a aplicação desta nova prática contábil a partir do exercício findo em 2010. O ano de 2009 está sendo representado sob as mesmas práticas contábeis para efeito de comparabilidade.

Em 2010, a COELBA completou 50 anos, um marco na história da Companhia que reafirma o compromisso em distribuir energia elétrica aos baianos, com qualidade, de forma sustentável e socialmente responsável, contribuindo decisivamente para o desenvolvimento do Estado da Bahia e do Brasil.

Destaca-se ainda a contínuo evolução da base de clientes, tendo atingido em 2010 a marca de 4,9 milhões de contratos ativos, dos quais 4,3 milhões residenciais, sendo que os consumidores de baixa renda foram 2,5 milhões.

Os investimentos realizados pela Companhia neste ano somaram R\$ 976,6 milhões, 21,3% superior ao valor investido em 2009, sendo principalmente destinados para implantação, expansão e melhorias do sistema de distribuição de energia elétrica. Os recursos viabilizaram a realização de novas 181.100 ligações urbanas e 75.637 rurais, além de 15.270 km de novas redes de distribuição e a ampliação de 03 subestações, focando sempre no atendimento e na qualidade dos serviços prestados aos seus consumidores. O Programa Luz para Todos foi o que recebeu o maior volume de investimentos, somando o montante de R\$ 546,3 milhões com recursos dos governos Federal, Estadual e da Coelba, onde já foram realizadas mais de 428 mil novas ligações desde 2004.

A receita operacional líquida cresceu 10,0%, encerrando o ano em R\$ 4.394,3 milhões, enquanto a geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA, alcançou R\$ 1.337,6 milhão, superior ao ano anterior em 5,2%. A margem bruta em 2010 foi de 33,9% e a margem EBITDA 30,4%. Os principais fatores que contribuíram para este desempenho foram o aumento das vendas de energia em 504 GWh, apresentando crescimento de 3,6%, o incremento de 225 mil novos clientes e o reajuste tarifário de 8,09% em abril de 2010. A Coelba registrou lucro líquido em 2010 de R\$ 945,7 milhões sendo 6,5% superior ao resultado representado de 2009.

A COELBA recebeu Investment Grade (Grau de Investimento) concedido pela agência internacional de classificação de risco Standard & Poor's, com rating "BBB-" na Escala Global e "bRAAA" na Escala Nacional Brasil.

Segundo a estratégia adotada nos anos anteriores, a COELBA manteve o endividamento no longo prazo, utilizando recursos de bancos e agências de fomento para financiar seus planos de investimento, tendo firmado contratos com o BNDES, BNB e FINER com ingressos para financiamento de CAPEX em 2010 de R\$ 232,9 milhões. Ainda no plano financeiro destaca-se o lançamento da 7ª Emissão de Debêntures, no valor de R\$ 80 milhões, e as emissões de Notas de Crédito Comercial (NCC) no valor total de R\$ 490 milhões, tendo como credor o Banco do Brasil. Em junho de 2010 foram renegociados os Títulos Extintos no montante de US\$ 150 milhões, junta a uma redução de Bancos liderado pelo Citibank e o Banco do Brasil, alongando o seu prazo para junho de 2010.

No aspecto operacional, a COELBA encerrou o exercício com índice de perdas de energia de 13,2%, índice superior ao registrado em 2009, mesmo tendo sido mantidas as ações de combate às perdas comerciais, principalmente em virtude do crescimento do número de clientes e da energia injetada. O ano de 2010 foi marcado por fortes chuvas, que atingiram praticamente todas as regiões do Estado da Bahia, trazendo grandes dificuldades à operação do sistema elétrico, o que afetou negativamente os indicadores anuais de qualidade, tendo sido registrados índices de 26,6 horas para o DEC (Duração Média de Interrupção por Consumidor), 11,17 vezes para o FEC (Frequência Média de Interrupção por Consumidor) e 253 minutos para o TMA (Tempo Médio de Atendimento). As ações para recuperação desses indicadores será intensificada em 2011.

A Coelba encerrou o exercício com quadro de pessoal próprio de 2,5 mil empregados e força de trabalho superior a 8 mil pessoas, principalmente para viabilizar a execução dos planos de investimentos anuais. No âmbito da responsabilidade social, destaca-se a continuidade do programa nas comunidades de baixa renda que, até o final de 2010, proporcionou a doação e venda subsidiada de 77.563 geladeiras (46.930 apenas em 2010) e doação de 561.085 lâmpadas fluorescentes compactas (230.085 apenas em 2010). São por estes resultados que a COELBA reafirma seu compromisso com o desenvolvimento da Bahia e do Brasil, ao tempo em que mantém a todos os seus Acionistas, Conselho de Administração e Fiscal, colaboradores, clientes, fornecedores e governos Municipais, Estadual e Federal.

MARCO GIOVANNÉ TOBIAS DA SILVA
Presidente do Conselho de Administração

1 CONJUNTURA ECONÔMICA

O desempenho da economia em 2010 manteve sua trajetória de crescimento, o Produto Interno Bruto – PIB, de acordo com dados preliminares do IBGE, crescerá 7,4% em relação ao ano anterior. Assim como o Brasil, a economia baiana, segundo informações preliminares da SEI – Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia, também apresentará uma expansão significativa na atividade econômica e estima uma taxa de crescimento de 7,5% no PIB com reflexo no excelente desempenho de todos os setores econômicos da economia baiana, com destaque para a indústria de transformação, construção civil, agropecuária e serviços.

A taxa inflacionária, medida pelo IPCA (Índice de Preço ao Consumidor Amplo), fechou o ano em 5,91%, resultado 1,60 ponto percentual acima da taxa de 2009 (4,31%). Este resultado foi puxado principalmente pelo aumento no preço de alimentos, commodities e alguns serviços. O IGP-M acumulado terminou o ano em 11,3%, registrando a maior variação desde 2004, quando chegou a 12,42%. Neste contexto, o Comitê de Política Monetária (Copom), pressionado pela alta da inflação, adotou uma política restritiva e elevou gradualmente a taxa básica de juros (Selic) de 9,05% a.a em 2009 para 10,75% a.a em 2010. A taxa de câmbio fechou 2010 em R\$/US\$ 1,67 apontando uma valorização do real frente ao dólar de 4,31% quando comparada a 2009. Os principais fatores que impulsionaram a cotação do real foram o volume de commodities exportadas e o bom desempenho brasileiro durante a crise financeira mundial.

2 AMBIENTE REGULATÓRIO

2.1. REAJUSTE TARIFÁRIO 2010

A ANEEL fixou em 8,09% o índice de reajuste das tarifas, resultado do Reajuste Tarifário de 2010, com vigência a partir de 22 de abril de 2010, sendo 4,82% relativos ao reajuste tarifário anual e 3,26% aos componentes financeiros.

O percentual percebido na conta dos consumidores cativos foi em média de 5,54%, sendo de 5,26% para os consumidores atendidos em baixa tensão, que representam 99% dos clientes e inclui os clientes residenciais. Já para os consumidores cativos industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, tiveram aumento de 6,07%, em média.

No caso dos clientes da subclasse Residencial Baixa Renda, o aumento foi menor, variando entre 0,85% e 3,86%, dependendo da faixa de consumo, sendo o valor médio da ordem de 2,49%. Conforme estabeleceram as Leis 12.111/09 e 12.212/10, esses consumidores passaram a ter subsídio adicional, com isenção dos encargos da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados (CCC) e do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Os clientes residenciais classificados como Baixa Renda contam com o benefício da Tarifa Social, que garante um desconto de até 65% sobre o valor da fatura. Esses consumidores correspondem a 56% do total de clientes da Coelba. O Reajuste Tarifário de 2010 foi realizado em conformidade com a cláusula sétima do contrato de concessão da COELBA nº 010/97, a qual prevê que o Poder Concedente procederá, anualmente, o reajuste dos valores das tarifas aplicáveis à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

Para este fim, o Poder Concedente aplica fórmula prevista na subcláusula sexta da cláusula sétima do Contrato de concessão, onde são observados as variações dos custos não gerenciáveis da concessionária - Parcela A (compra de energia, encargos e tributos) e a variação anual do IGP-M, o qual reajusta os custos gerenciáveis - Parcela B (custos de operação e manutenção, depreciação e remuneração de capital), que compõe a Receita da Concessionária.

Os encargos setoriais e tributos continuam tendo uma grande participação nos custos da tarifa de energia elétrica, representando 32% da mesma. Já as despesas com a compra e transmissão de energia respondem por 38% cabendo à Coelba os 30% restantes para cobrir os custos de operação, manutenção, administração do serviço e investimentos.

2.2. QUARTO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO

Em 13/04/2010, a COELBA assinou o quarto aditivo ao Contrato de Concessão nº 01/97 que, conforme proposta da ANEEL, alterou os procedimentos de cálculo de reajuste tarifário a partir de fevereiro/2010, para estabelecer a neutralidade dos encargos setoriais em função das variações do comportamento do Contrato de Concessão e o regime econômico das concessões de distribuição de energia elétrica alocam para as distribuidoras os riscos da variação do mercado, implicando em possibilidades de ganhos e perdas. Por meio do Despacho nº 245, como resultado da Audiência Pública 043/2009, a ANEEL propôs a alteração do contrato de concessão, no sentido de estabelecer nova disciplina regulatória instaurando a neutralidade dos encargos setoriais nos cálculos de reajustes tarifários anuais a partir de 2010.

Em função da proposta feita pela ANEEL, houve adesão das distribuidoras do Grupo Neoenergia, bem como das demais distribuidoras do país para a realização de aditivo contratual.

3 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

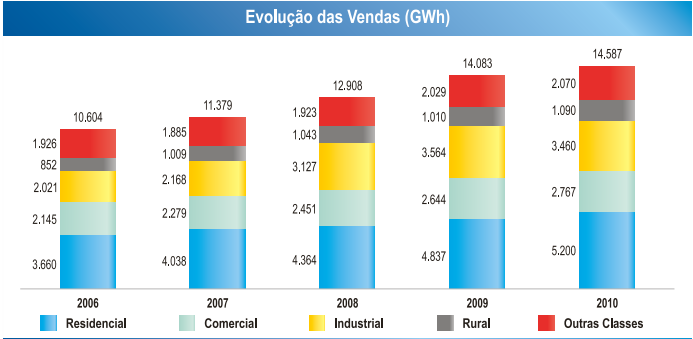
3.1. EVOLUÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

A energia distribuída (somatória da energia do mercado cativo e do mercado livre) pela COELBA em 2010 foi de 15.329 GWh, o que representa um crescimento de 7,5% em relação a 2009. Em 2010 o mercado de energia recuperou-se da perda registrada em 2009, em função da crise financeira internacional. Todas as classes de consumo apresentaram crescimento, destacando-se o crescimento da industrial total (cativo + livre), com 11,8% e da rural com 7,9% respectivamente. O mercado cativo representou 95,2% da energia distribuída enquanto o mercado livre em 2009 chegou a 4,8%.

Ano	Clientes ativos	Mercado livre (GWh)	Energia distribuída (GWh)	Participação do mercado livre (%)
2006	17	1.405	12.009	11,7
2007	21	1.421	12.800	11,1
2008	10	770	13.678	5,6
2009	13	179	14.262	1,3
2010	20	742	15.329	4,8

3.2. COMPORTAMENTO DO MERCADO CATIVO – VENDAS DE ENERGIA

As vendas de energia elétrica no mercado cativo da COELBA em 2010 apresentaram um crescimento de 3,6%, em relação a 2009. Este desempenho foi influenciado principalmente pelas classes, residencial, rural, e comercial, que registraram taxas de crescimento de 7,5%, 7,9% e 4,7%, respectivamente.



O consumo da classe residencial, que representa 35,6% do mercado de vendas da empresa, se destacou no mercado total da COELBA, em função da ampliação da base de consumidores, reflexo dos programas sociais do Governo Federal (Programa Luz para Todos/Universalização e o Bolsa-Família) e pela melhoria de indicadores socioeconômicos como taxa de desocupação e renda, aliado à continuidade do programa de recuperação de perdas implantado pela empresa.

A classe industrial cativa apresentou queda de 2,9% em 2010 em relação a 2009, resultado que reflete em grande parte a migração de consumidores cativos para o mercado livre. Quando se considera a energia industrial total (cativa + livre), o crescimento é de 11,8%, desempenho explicado não apenas pelo efeito-base, por se comparar o consumo de um ano normal com um ano em que se registrou forte queda por causa da crise financeira internacional, como também pelo crescimento real da produção industrial no Estado. A classe comercial continua sua trajetória de crescimento, alcançando taxas de 4,7% na parcela cativa e de 8,3% em relação à classe comercial total (cativa + livre), acompanhando o comportamento do comércio varejista no Estado da Bahia. Neste ano, um conjunto de fatores vem sustentando os resultados favoráveis do comércio varejista, dentre os quais se destacam: a expansão do crédito para financiamentos, a ampliação dos prazos de parcelamento, a melhoria de rendimentos dos consumidores, essencialmente daqueles de menor poder aquisitivo e, principalmente, o aumento do emprego formal no estado.

A classe rural, que representa 7,5% do mercado total da COELBA, apresentou crescimento no consumo de 7,9% em 2010 em relação a 2009. O comportamento da classe rural está diretamente relacionado às variações climáticas já que a maior parcela do consumo de energia elétrica desta classe é destinada ao segmento da irrigação.

O segmento outras classes (iluminação pública, poderes públicos, serviço público e uso próprio) apresentou um crescimento de 4,7% em 2010 quando comparado com 2009.

3.3. EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE CLIENTES

Em 2010 a COELBA alcançou a marca de 4.900.783 contratos ativos, um incremento líquido de 225.013 na comparação com 2009, sendo que os contratos residenciais representam 87,9% do total da empresa, dos quais 57,7% são faturados como baixa renda (2.484.848 contratos ativos).

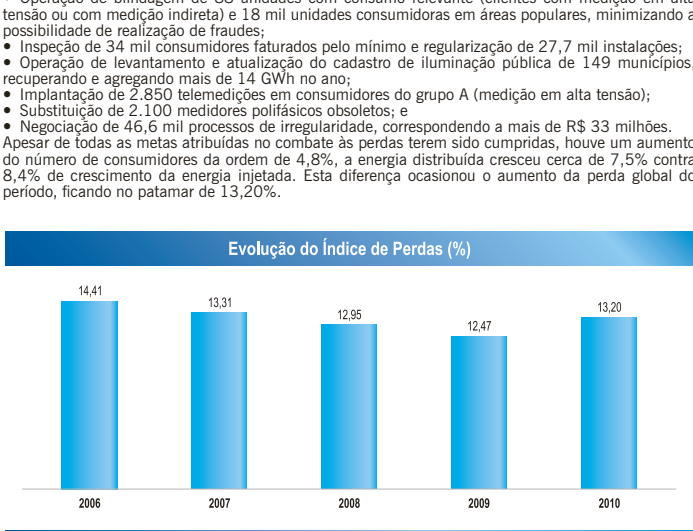
Em milhares de Contratos	2006	2007	2008	2009	2010	Participação em 2010
Residencial	3.486	3.704	3.892	4.094	4.306	87,9%
Comercial	282	289	291	300	307	6,3%
Industrial	20	20	21	21	21	0,4%
Rural	192	194	194	194	196	4,0%
Outras Classes	60	62	64	67	70	1,4%
Número total de clientes ativos	4.040	4.269	4.462	4.676	4.901	100,0%

3.4. PERDAS

Em 2010, a Coelba aplicou R\$ 28,3 milhões em ações para combater as perdas comerciais, dentre elas podemos destacar:

- Realização de 174,9 mil inspeções, sendo detectadas 131 mil irregularidades, tendo sido recuperados 169 GWh, o que corresponde a R\$ 86,3 milhões;
- Regularização de 19,4 mil ligações clandestinas sem obra, contribuindo para redução do número de inadimplentes, cortados e auto-religados, além da recuperação de créditos;
- Operação de blindagem de 88 unidades com consumo relevante (clientes com medição em alta tensão ou com medição indireta) e 18 mil unidades consumidoras em áreas populares, minimizando a possibilidade de realização de fraudes;
- Inspeção de 34 mil consumidores faturados pelo mínimo e regularização de 27,7 mil instalações;
- Operação de levantamento e atualização do cadastro de iluminação pública de 149 municípios, recuperando e agregando mais de 14 GWh no ano;
- Implantação de 2.850 telemedidores em consumidores do grupo A (medição em alta tensão);
- Substituição de 2.100 medidores polifásicos obsoletos; e
- Negociação de 46,6 mil processos de irregularidade, correspondendo a mais de R\$ 33 milhões.

Apesar de todas as metas atribuídas no combate às perdas terem sido cumpridas, houve um aumento do número de consumidores da ordem de 4,8%, a energia distribuída cresceu cerca de 7,5% contra 8,4% de crescimento da energia injetada. Esta diferença ocasionou o aumento da perda global do período, ficando no patamar de 13,20%.



3.5. RECEITA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

R\$ Mil	2006	2007	2008	2009	2010	Participação em 2010
Residencial	1.511.293	1.779.245	1.714.305	1.806.361	2.078.339	41,5%
Comercial	1.031.388	1.138.956	1.106.844	1.109.506	1.235.750	24,7%
Industrial	595.486	667.506	827.976	910.476	939.033	18,8%
Outras Classes	171.330	200.469	193.588	189.049	217.618	4,3%
Total	3.804.590	4.292.275	4.325.486	4.501.104	5.003.540	100,0%

A receita de fornecimento neste ano atingiu R\$ 5.003,5 milhões, superando o ano anterior em 11,2%, influenciada basicamente pelo crescimento das vendas de energia (MWh) em 3,6% e pelo índice de reajuste tarifário de 8,09% fixado pela ANEEL, com vigência a partir de 22 de abril de 2010. Este crescimento reflete o desempenho de todas as classes de consumo, mas com destaque para as classes Residencial, Rural e Comercial que registraram um incremento na receita de 15,1%, 15,1% e 11,4%, respectivamente.

3.6. ARRECADAÇÃO

A COELBA conta atualmente para a arrecadação de faturas de energia com um total de 2.702 locais de pagamento, considerando a rede credenciada Coelba Serviços, os bancos e seus correspondentes bancários. A rede Coelba Serviços disponibiliza para os clientes 1.054 pontos credenciados que estão localizados nos 415 municípios atendidos na área de concessão da COELBA e em mais 129 distritos e povoados que se encontram distantes das sedes municipais. Essa distribuição da rede credenciada possibilita maior comodidade aos clientes para realização do pagamento das contas de energia.

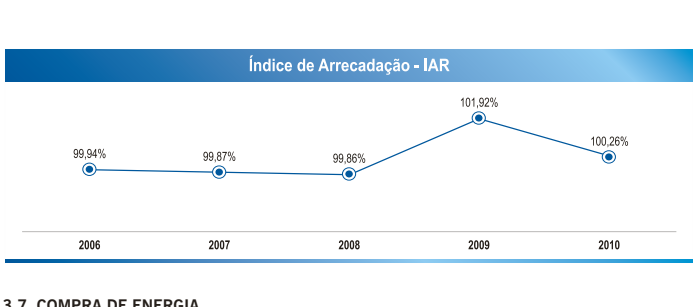
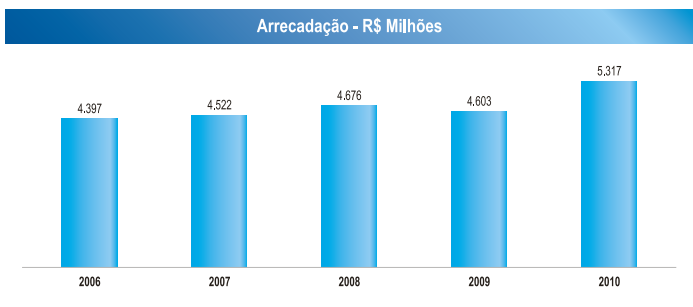
O percentual médio de faturas de energia pagas na rede Coelba Serviços em 2010 foi de 54%. A fidelização desses clientes deve-se ao fato de prestar um serviço diferenciado nos pontos Coelba Serviços, onde contarmos nesses locais, com a arrecadação associada ao atendimento comercial. Os principais serviços disponibilizados são: informação de débitos, emissão de 2ª via de faturas, parcelamento de débitos e religação de unidades consumidoras, opção da melhor data de pagamento, além do recebimento de faturas de empresas de telefonia fixa, móvel e de água. Os valores arrecadados de faturas de energia no ano de 2009, na rede Coelba Serviços, representaram 25% do montante total arrecadado.

A COELBA mantém ainda convênios com a rede bancária, composta por 16 bancos, representada pelas suas agências e correspondentes bancários, num total de 1.648 locais. Em 2010, esse meio de arrecadação foi o responsável pelo recebimento de 46% da quantidade de faturas e 75% do montante arrecadado.

A excelente performance na arrecadação dos créditos da venda dos serviços de energia elétrica decorreu do aumento do retorno financeiro por ação de cobrança. Em 2010, obteve-se um índice de arrecadação de 100,26% (nos últimos 12 meses).

O cumprimento do plano de operações de cobrança, a centralização da geração das carteiras de cobrança e implementação de ações inovadoras contribuíram para o desempenho da arrecadação no período, aonde destacam-se:

- A marca de 1,8 milhão de clientes inadimplentes inscritos em cadastro de devedores. O valor reabilitado atingiu R\$ 144,15 milhões superior em 25% em relação a 2009. O total arrecadado por estas operações de cobrança é equivalente a 3% da arrecadação da empresa;
- Foram executadas 785 mil cobranças domiciliares com efetividade de 24%. Esta operação de cobrança reduz os custos com as ações de cobrança mais onerosas, como a suspensão de fornecimento (cortes);
- A atuação das empresas de assessoria de cobrança mantém um volume de recuperação no ano de R\$ 8,03 milhões, com foco nos clientes para os quais as contas de energia já haviam sido inscritas na PCLD (Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa) e com parcelamento inadimplente;
- Realizadas 371 mil suspensões de fornecimento (cortes). Além disto, a centralização da geração das carteiras proporcionou o aumento do ticket médio de cobrança;
- Implantada a cobrança por mensagem de voz (URA). As cobranças são dirigidas aos segmentos de consumidores, de acordo com o comportamento de pagamento. Essa modalidade de cobrança proporcionou um aumento da produtividade e uma redução dos custos; e
- Enviadas 185 mil mensagens SMS (Short Message Service). Este tipo de cobrança foi consolidado em 2010 contribuindo também para a redução dos custos no processo de cobrança.



3.7. COMPRA DE ENERGIA

A energia contratada para atender ao mercado da COELBA em 2010, totalizou 17.733 GWh, o que representa um incremento de 4,7% em relação a 2009. Foi adquirida a um custo médio acumulado de R\$ 104,08/MWh, 12,6% acima do realizado no ano anterior que foi de R\$ 92,44/MWh. Este custo não considera os encargos setoriais e de conexão.

Em 2010 a sobre contratual da COELBA foi da ordem de 2,7%, valor suficiente para garantir o pleno atendimento do mercado cativo da empresa.

4 INVESTIMENTOS

Em 2010, foram investidos R\$ 976,6 milhões, visando não só ampliar a eletrificação no Estado da Bahia, como atender o compromisso da COELBA com a melhoria dos serviços. Nesse objetivo foram utilizados recursos próprios e de subvenções, além de captações financeiras junto ao BNDES, BNB e FINER no montante de R\$ 148,4 milhões, R\$ 40,6 milhões e R\$ 43,9 milhões, respectivamente. O quadro abaixo mostra a evolução dos investimentos e a sua composição em 2010:

4.3. UNIVERSALIZAÇÃO

R\$ Mil	2006	2007	2008	2009	2010	Variação (%)
Distribuição	632.165	870.877	565.588	737.364	936.782	27
Comercialização	26	427	116	435	389	6,3%
Administração e outros	11.027	37.827	65.315	66.942	39.379	(41)
Total	643.218	909.131	631.019	804.742	976.550	21,3

4.1. EXPANSÃO DE REDE

Para atender o crescimento do mercado de energia elétrica em 2010, foram investidos R\$ 43,1 milhões na expansão dos sistemas de subtransmissão e distribuição. A evolução dos principais ativos do sistema elétrico da empresa nos últimos anos é mostrada na tabela a seguir:

Principais Ativos Elétricos	2006	2007	2008	2009	2010	Variação (%)
Distribuição de energia	8.364	8.205	8.214	8.217	8.382	2,0
Linhas de Subtransmissão (Km)	267	276	283	291	294	1,0
Subestações (Un)	371	372	381	386	396	2,6
Transformadores de Força (Un)	3.944	4.123	4.217	4.335	4.444	4,9
Potência Instalada (MW)	160.631	178.677	192.617	206.881	223.151	7,9
Linhas de Distribuição (Km)	108.872	135.862	149.830	162.558	178.587	9,9
Transformadores de Distribuição (Un)	108.872	135.862	149.830	162.558	178.587	9,9

No exercício, foram concluídas as ampliações das subestações de Lauro de Freitas, São Felipe, Paratinga, Igarapó, Esplanada e Candéal, como também houve a construção da Linha de Transmissão LT 138 kV Funi – Maraú, da LT 138 kV Rio do Meio – Rio das Aguas e construção das subestações de Jacobina, Skyúê-Chaveamento e Anagé. Estas obras conferem maior confiabilidade às redes elétricas locais, com a consequente melhoria na qualidade do fornecimento de energia elétrica.

O projeto de digitalização e automação do sistema elétrico, que permite telecomandar e telesupervisionar subestações e pontos estratégicos da rede de distribuição a partir de um Centro de Operação do Sistema (COS), teve continuidade em 2010, com o aporte de investimento de mais de R\$ 5 milhões para modernização do Sistema de Automação. Foram concluídas as substituições dos sistemas SCADA nos Centros de Operação e em 36 subestações. Do total de subestações, 179 já se encontram automatizadas e integradas aos seus respectivos Centros de Operação, número bastante expressivo, pois representa 85,2% da potência total instalada da Companhia.

Também em 2010, foram automatizados mais 66 pontos (chaves e religadores operados remotamente) da rede de distribuição da COELBA, perfazendo o total de 316 pontos automatizados. Outro avanço obtido pela COELBA em 2010 foi a ultrapassagem da marca de 4.500 telemedidores em unidades consumidoras do grupo A, número que representa 32% da energia faturada da COELBA e 72,2% da energia faturada para clientes do Grupo A. Essa tecnologia permite acessar remotamente as informações registradas pelos medidores de energia, evitando o envio de preposto à unidade consumidora para colhê-las fisicamente. Dentre outros benefícios trazidos por esta tecnologia, podemos citar: o gerenciamento do consumo de energia, a correção remota da programação do medidor, a detecção e localização imediata de perdas, fraudes e defeitos, bem como o faturamento automático destes clientes.

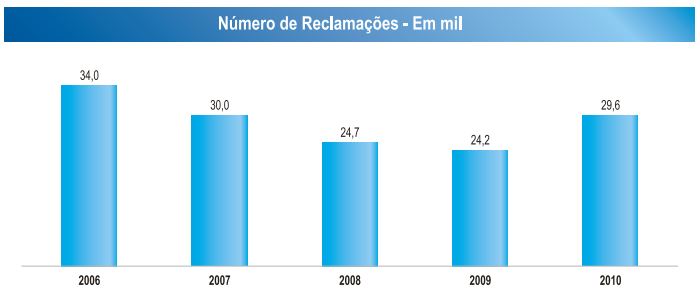
No ano de 2010, o foco dos investimentos da Coelba continuou voltado ao "Programa Nacional de Universalização de Acesso e Uso da Energia Elétrica", sendo a este destinado a maior parcela dos recursos no exercício. Desde que a ANEEL deu por concluída a Universalização Urbana, em dezembro de 2008, o Programa passou a compreender apenas a Universalização Rural, quente denominada de "Programa Luz para Todos", maior programa de eletrificação do país. No exercício, a COELBA investiu R\$ 748,9 milhões em novas ligações, dos quais R\$ 546,3 milhões destinados ao "Programa Luz para Todos", permitindo ligar 75.637 novas unidades consumidoras na área rural e R\$ 202,6 milhões empregados na ligação de 181.100 novas unidades consumidoras na área urbana.

4.4. PESQUISA E DESENVOLVIMENTO - P&D

Em 2010, foram investidos R\$ 7,2 milhões no desenvolvimento de projetos de P&D da COELBA em parceria com instituições de pesquisa e empresas locais e de outros Estados, o que permitiu concluir 11 projetos e dar início a outros 12 novos projetos de pesquisa, com destaque para os seguintes:

- Sensores eletroquímicos e prevenção catódica de estruturas de concreto armado da rede de distribuição;
 - Desenvolvimento de cruzetas laminadas coladas de madeira de eucalipto visando reaproveitamento de resíduos;
 - Sistema de operação remota de subestações auxiliada pelas imagens dos equipamentos;
 - Equipamento para identificação e cadastro de equipamentos de redes de distribuição - cabeça de série; e
 - Sistema de monitoramento em tempo real das descargas atmosféricas no estado da Bahia.
- Em conformidade com o novo Manual de P&D do Setor Elétrico, aprovado em 2008 pela ANEEL, a COELBA pretende submeter ao referido órgão regulador, em março de 2011, uma nova carteira de projetos. Estes projetos irão garantir um investimento da ordem de R\$ 11 milhões para os próximos 2 anos nas áreas de engenharia de manutenção, sustentabilidade, supervisão, controle e proteção de sistemas de energia elétrica, operação de sistemas de energia elétrica e medição, faturamento e combate a perdas comerciais.

...Continuação



6 DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

6.1. CONVERGÊNCIA DOS PADRÕES INTERNACIONAIS DE CONTABILIDADE

A partir do exercício findo em 2010, as demonstrações financeiras apresentadas pela COELBA estão em conformidade com o padrão contábil estabelecido pelo International Accounting Standards Board – IASB (conhecido como IFRS) e consubstanciada na Instrução CVM nº 457, de 13 de julho de 2007 que determina a aplicação desta nova prática contábil a partir do exercício findo em 2010. Neste processo de convergência das normas internacionais de contabilidade, no ano de 2010 destacaram-se a aplicação do pronunciamento contábil que versa sobre a contabilização da concessão de serviços públicos – ICP01, bem como a desconsideação do reconhecimento contábil dos ativos e passivos regulatórios – CPC 01.

Entretanto, as novas disposições contábeis não foram acolhidas pela ANEEL por entender que a nova metodologia não é condizente com as disposições regulatórias que disciplinam a concessão do serviço público de energia elétrica, além de causar dificuldades ao exercício da fiscalização econômico financeira.

Com isso, a agência reguladora editou a Resolução Normativa nº 396/2010, instituindo a contabilidade regulatória a qual passa a vigorar a partir de janeiro de 2012.

Desse modo, além da contabilidade societária estabelecida pelas Leis 6.404/76 e 11.638/07, a Companhia também deverá realizar registros e demonstrativos contábeis para atender ao órgão regulador, os quais serão auditados e publicados para fins de consulta pública no sítio eletrônico da ANEEL.

Em atendimento ao Despacho nº 4.097 de 30 de dezembro de 2010, emitido pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, segue abaixo o Balanço Patrimonial e a Demonstração de Resultado do exercício elaborados em conformidade com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE assim como o quadro com a conciliação entre as referidas demonstrações contábeis regulatórias e societárias:

BALANÇOS PATRIMONIAIS - R\$ Mil	31/12/2010	31/12/2009 (Reclassificado)
ATIVO CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	101.277	217.329
Consumidores, concessionárias e permissionárias	923.880	828.258
Ativos regulatórios	51.777	38.482
Títulos a receber	389	4.775
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD	(27.577)	(34.666)
Empréstimos	5.334	5.334
Títulos e valores mobiliários	68.912	84.476
Serviços em curso	124.554	22.888
Tributos e contribuições sociais	132.906	55.536
Tributos e contribuições sociais diferidos	-	20.337
Despesas pagas antecipadamente	2.848	2.176
Benefício fiscal - ágio incorporado da controladora	-	18.895
Outros créditos	77.736	89.243
TOTAL DO CIRCULANTE	1.464.796	1.353.063
NÃO CIRCULANTE		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	311.303	207.208
Ativos regulatórios	9.488	54.659
Títulos a receber	198	12.578
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD	(811)	(946)
Empréstimos	170.352	80.954
Depósitos judiciais	56.972	45.826
Tributos e contribuições sociais	56.209	31.037
Tributos e contribuições sociais diferidos	153	250
Coligada, controlada e controladora	316	23.268
Entidade de previdência privada	2.715	2.895
Bens e direitos destinados à alienação	227.469	227.699
Benefício fiscal - ágio incorporado da controladora	43.884	12.207
Outros créditos	-	-
Total do realizável a longo prazo	878.248	697.562
Investimentos	10.859	13.388
Outros investimentos	10.859	13.388

Imobilizado	2.920.176	2.498.842
Imobilizado líquido	2.920.176	2.498.842
Intangível	180.068	172.989
Intangível líquido	180.068	172.989

TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	3.989.350	3.382.781
TOTAL DO ATIVO	5.454.146	4.735.844

PASSIVO CIRCULANTE		
Fornecedores	318.492	303.847
Folha de pagamento	2.432	2.422
Empréstimos e financiamentos e encargos	205.032	233.592
Debêntures e encargos	215.387	82.419
Tributos e contribuições sociais	110.392	117.770
Tributos e contribuições sociais diferidos	-	1.104
Dividendos	2.284	229.282
Juros sobre capital próprio	26.893	91.339
Consumidores devolução baixa renda	-	767
Adiantamentos recebidos	16.902	15.941
Passivos regulatórios	93.071	50.541
Obrigações estimadas	35.324	35.783
Taxas regulamentares	156.937	50.551
Provisões para contingências	16.766	14.171
Outras contas a pagar	105.100	52.595
TOTAL DO CIRCULANTE	1.305.011	1.282.124
NÃO CIRCULANTE		
Fornecedores	6.349	5.480
Empréstimos e financiamentos e encargos	1.298.581	683.289
Debêntures e encargos	363.077	469.438
Tributos e contribuições sociais	3.775	18.998
Tributos e contribuições sociais diferidos	30.331	14.215
Entidade de previdência privada	-	1.996
Passivos regulatórios	17.761	80.163
Taxas regulamentares	18.702	40.413
Provisões para contingências	92.334	33.357
Recursos destinados a aumento de capital	1.694	1.694
Outras contas a pagar	9.441	19.444
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	1.842.044	1.368.488
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	542.163	542.163
Capital social	339.052	339.052
Reservas de capital	340.429	340.429
Agio incorporado líquido	13.989	18.569
Incentivo fiscal - SUDENE	-	-
Outras reservas	-	-
Reservas de lucro	-	-
Legal	108.433	108.433
Retenção de lucros	99.653	99.334
Incentivo fiscal - SUDENE	473.627	307.262
Dividendos propostos	389.745	329.990
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.307.091	2.085.232
TOTAL DO PASSIVO	5.454.146	4.735.844

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO MENSAL E ACUMULADO - R\$ Mil	31/12/2010	31/12/2009 (Reapresentado)
Fornecimento de energia elétrica	2.107.532	1.921.543
Energia Elétrica Curto Prazo - CCEE	50.034	13.249
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	3.360.031	2.934.983
Outras receitas operacionais	74.708	62.749
Receita bruta de vendas e serviços	5.592.304	4.932.524
OMS	(1.037.019)	(921.461)
PIS	(91.523)	(79.938)
COFINS	(421.713)	(368.385)
ISS	(3.493)	(2.816)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(52.344)	(43.672)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(30.171)	(26.978)
Conta de Consumo de Combustível - CCC	(172.333)	(109.246)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(18.678)	(16.789)
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	(7.441)	(6.674)
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	(3.720)	(3.804)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(7.441)	(6.674)
Encargos do consumidor - Proinfia	(710)	(2.028)
Encargos do consumidor - Tesouro Nacional	(10.329)	-
Encargos CBEI	1	25
Deduções da receita operacional	(1.856.914)	(1.581.760)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.735.390	3.350.764
Custo de bens e/ou serviços vendidos	(2.252.931)	(2.040.253)
Custo com energia elétrica	(1.917.511)	(1.739.002)
Energia elétrica comprada para revenda	(1.672.683)	(1.516.697)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(244.828)	(222.305)
Custo de operação	(319.138)	(288.306)
Pessoal	(46.259)	(52.059)
Entidade de previdência privada	(3.415)	7.782
Material	(5.915)	(7.440)
Serviços de terceiros	(64.350)	(49.932)
Taxa de Fiscalização Serviço Energia Elétrica - TFSEE	(5.167)	(4.902)
Depreciação e amortização	(172.762)	(162.236)
Provisões líquidas - PCLD	(18.020)	(13.543)
Arrendamentos e aluguéis	(1.225)	(1.097)
Outros custos	(2.023)	(4.819)
Custo de serviço prestado a terceiros	(16.282)	(12.945)
Pessoal	(2.325)	(1.432)
Material	(5.420)	(4.706)
Serviços de terceiros	(7.823)	(6.399)
Outros	(100.016)	(87.690)
Lucro Líquido	1.482.459	1.310.511
Despesas operacionais	(352.421)	(288.896)
Despesas com vendas	(209.418)	(173.495)
Pessoal	(61.442)	(59.097)
Entidade de previdência privada	(2.100)	(2.262)
Material	(16.791)	(1.482)
Serviços de terceiros	(100.016)	(87.690)
Taxa de Fiscalização Serviço Energia Elétrica - TFSEE	(3.078)	(3.196)
Depreciação e amortização	(22.829)	(1.932)
Arrendamentos e aluguéis	(195)	(495)
Tributos	(1.534)	(1.065)
Provisões líquidas - PCLD	(12.911)	(10.754)
Outros	(100.016)	(87.690)
Despesas gerais e administrativas	(143.003)	(115.401)
Pessoal	(41.513)	(52.316)
Administradores	(3.308)	(2.364)
Entidade de previdência privada	(2.108)	(924)
Material	(890)	(1.13)
Serviços de terceiros	(16.791)	(39.704)
Depreciação e amortização	(9.532)	(8.544)
Arrendamentos e aluguéis	(1.771)	(1.538)
Tributos	(463)	(855)
Provisões líquidas contingências	(740)	9.227
Outros	(20.887)	(17.670)

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO MENSAL E ACUMULADO - R\$ Mil	31/12/2010	31/12/2009 (Reapresentado)
RESULTADO DO SERVIÇO	1.130.038	1.021.615
Resultado financeiro	(30.377)	(54.541)
Receita	339.026	316.259
Renda de aplicações financeiras	37.191	27.951
Juros, comissões e acréscimo motivatório de energia	36.185	35.050
Remuneração financeira ativos tarifários	2.339	8.323
Variação monetária	77.259	29.406
Variação cambial	51.978	115.084
Operações swap	53.589	42.278
Outras receitas financeiras	80.484	58.167
Despesas	(369.403)	(370.800)
Encargos de dívida	(116.501)	(109.324)
Remuneração financeira passivos tarifários	(12.642)	(25.094)
Variação monetária	(51.141)	(41.960)
Variação cambial	(40.040)	(14.198)
Operações swap	(107.493)	(160.726)
Outras despesas financeiras	(41.585)	(19.498)
Juros sobre capital próprio a pagar	(106.832)	(100.013)
Resultado na alienação/desativação bens e direitos	(2.152)	(9.774)
Receitas na alienação/desativação bens e direitos	2.991	1.289
Despesas na alienação/desativação bens e direitos	(5.143)	(11.063)
Lucro ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	990.677	857.287
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(163.270)	(142.130)
Imposto de renda corrente	(215.030)	(192.393)
Contribuição social corrente	(78.810)	(70.927)
Imposto de renda incentivo - SUDENE	166.364	148.248
Imposto de renda diferido	(12.323)	(5.105)
Contribuição social - diferido	(4.539)	(1.338)
Amortização ágio e reversão PMIPL	(18.932)	(20.115)
REVERSÃO DOS JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO	827.407	715.157
Reversão dos juros sobre capital próprio a pagar	106.832	100.013
Lucro LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	934.239	815.170

Conciliação do Resultado: Contabilidade Regulatória x Societária R\$ mil	31/12/2010	31/12/2009
Descrição	934.239	815.170
Lucro (prejuízo) líquido - ANEEL	7.312	36.231
IFRIC12	10.082	73.549
Regulatório	(5.914)	(37.325)
Efeitos dos tributos	-	-
Lucro (prejuízo) líquido de acordo com o IFRS	945.719	887.625
Patrimônio líquido - ANEEL	2.307.091	2.085.232
IFRIC12	73.637	31.615
Regulatório	31.850	21.770
Efeitos dos tributos	(35.866)	(18.151)
Patrimônio líquido de acordo com o IFRS	2.376.712	2.120.466

6.2. INDICADORES EMPRESARIAIS

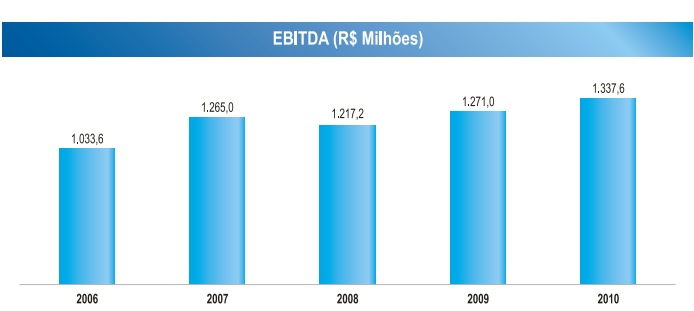
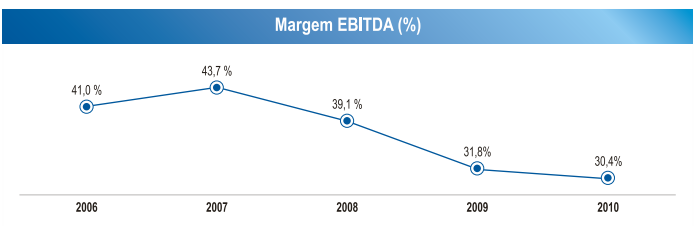
Dados Econômico-Financeiros	2006	2007	2008	2009 (a)	2010	Variação 2010/2009
Receita Operacional Bruta (R\$ mil)	4.011.724	4.453.619	4.655.857	5.577.484	6.239.476	11,9%
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	2.522.252	2.894.515	3.115.104	3.996.126	4.394.324	10,0%
EBITDA (R\$ mil)	1.033.646	1.264.999	1.217.185	1.270.980	1.337.644	5,2%
Lucro antes Result. Financeiro e Impostos (R\$ mil)	861.494	1.069.502	1.032.603	1.094.287	1.133.571	3,6%
Resultado Financeiro (R\$ mil) - Exceto JSCP	(86.143)	(125.443)	(79.093)	(27.207)	(18.668)	(31,4%)
Lucro Líquido (R\$ mil)	540.559	647.416	814.805	887.625	945.719	6,5%
Ativo Total (R\$ mil)	4.074.527	4.531.041	4.235.938	4.757.880	5.466.023	14,9%
Investimentos (R\$ mil)	643.218	909.131	631.019	804.742	976.550	21,3%
Dívida Bruta (R\$ mil)	1.649.974	1.725.584	1.603.321	1.468.738	2.082.077	41,8%
Dívida Líquida (R\$ mil) (b)	1.462.955	1.078.229	1.195.893	1.166.933	1.911.809	63,8%
Patrimônio Líquido (R\$ mil)	1.300.366	1.500.184	1.631.205	2.120.467	2.376.712	12,1%
Indicadores Econômico-Financeiros						
Margem EBITDA (c)	41,0%	43,7%	39,1%	31,8%	30,4%	(14,1) p.p.
Margem EBIT	34,2%	36,9%	33,1%	27,4%	25,8%	(10,6) p.p.
Margem Líquida	21,4%	22,4%	26,2%	22,2%	21,5%	(0,7) p.p.
Cobertura de Juros (EBITDA/Resultado Financeiro) - Em vezes	12,00	10,08	15,39	46,72	71,65	53,4%
Dívida Líquida/EBITDA (d)	1,42	0,85	0,98	0,92	1,43	55,7%
Índice de Endividamento Líquido	52,9%	41,8%	42,3%	35,5%	44,6%	9,1 p.p.
Ágios						
Valor Patrimonial da Ação (R\$ lote de mil ações)	6,91	7,97	8,67	11,27	12,63	12,08%
Lucro (Prejuízo) Líquido por Ação (R\$)	2,87	3,44	4,33	4,72	5,03	6,5%
Distribuição de Dividendos e JSCP (R\$ mil)	513.531	646.201	655.789	739.377	779.355	5,4%

(a) Os resultados de 2009 foram reclassificados principalmente para fins de melhor apresentação e manutenção da uniformidade na comparabilidade.
(b) Dívida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras, títulos e valores mobiliários.
(c) A ROL de 2009 e 2010, utilizada no cálculo da margem EBITDA, está aumentada pela receita de construção de acordo com o CPC 17, tendo esse efeito contribuído para a redução da margem % sem entretanto, ter efeito no valor do EBITDA.
(d) EBITDA 12 meses.

p.p. - Pontos Percentuais.
A receita bruta operacional do ano de 2010 atingiu R\$ 6.239,5 milhões, um acréscimo de 11,9% em relação ao ano anterior. Os principais fatores responsáveis por essa variação foram o reajuste tarifário homologado pela Anel de 8,09% em abril de 2010 e o volume de vendas de energia faturada em 3,6% quando comparado com o ano de 2009.
A movimentação do EBITDA (sigla em inglês para Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização, LAJIDA) está detalhada na tabela a seguir:

Conciliação do EBITDA - R\$ Mil	2010	2009	Var. %
Lucro Líquido	945.719	887.625	6,5
Amortização ágio e reversão PMIPL	18.895	20.115	(6,1)
Imposto de Renda e CSLL - corrente e diferido	150.289	159.340	(5,7)
Resultado Financeiro	18.668	27.207	(31,4)
Resultado Alienação/Desativação Bens e Direitos	(1.969)	4.176	(147,1)
Depreciação e amortização	206.042	172.517	19,4
EBITDA	1.337.644	1.270.980	5,2

Em 2010, a geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA manteve a trajetória de crescimento e totalizou R\$ 1.337,6 milhões, aumento de 5,2% em relação aos R\$ 1.270,9 milhões apurado no ano anterior. A variação do EBITDA pode ser explicada pelo resultado alcançado da receita operacional bruta apesar do acréscimo de 15,6% nas despesas operacionais, em relação ao ano anterior.



...Continuação

BALANÇOS PATRIMONIAIS									
Levantados em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 e 1º de Janeiro de 2009									
(R\$ mil)									
ATIVO	Notas	31/12/2010	31/12/2009 (Reapresentado)	01/01/2009 (Reapresentado)	PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Notas	31/12/2010	31/12/2009 (Reapresentado)	01/01/2009 (Reapresentado)
CIRCULANTE					CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa	4	101.277	217.329	334.809	Fornecedores	14	335.755	319.345	241.936
Contas a receber de clientes e outros	5	883.386	794.525	630.397	Empréstimos e financiamentos	15	205.032	233.592	164.612
Títulos e valores mobiliários	6	68.991	84.476	72.619	Debêntures	16	215.387	82.419	67.910
Impostos e contribuições a recuperar	7	133.819	55.536	67.312	Salários e encargos a pagar	17	30.656	38.205	34.268
Estoques		8.014	5.334	6.361	Taxas regulamentares	18	65.049	50.551	75.319
Despesas pagas antecipadamente		2.281	2.176	1.852	Impostos e contribuições a recolher	19	115.803	117.770	82.018
Outros ativos circulantes	9	110.549	112.131	103.529	Dividendos e juros sobre capital próprio	20	29.177	320.621	25.585
TOTAL DO CIRCULANTE		1.308.317	1.271.507	1.216.879	Provisões	21	15.879	14.171	13.469
					Outros passivos circulantes	22	122.002	69.303	74.901
NÃO CIRCULANTE					TOTAL DO CIRCULANTE		1.134.740	1.245.977	780.018
Contas a receber de clientes e outros	5	310.691	218.840	191.428	NÃO CIRCULANTE				
Impostos e contribuições a recuperar	7	56.972	45.826	41.576	Fornecedores	14	6.349	5.480	1.417
Impostos e contribuições diferidos	10	49.517	84.611	91.108	Empréstimos e financiamentos	15	1.298.582	683.289	819.859
Coligadas e controladora	29	138	250	905	Debêntures	16	363.077	469.438	550.940
Benefício fiscal - ágio incorporado da controladora	8	227.469	246.364	266.479	Taxas regulamentares	18	18.700	40.413	25.432
Depósitos judiciais	11	170.352	131.278	100.548	Impostos e contribuições a recolher	19	3.775	18.998	16.365
Superávit atuarial	32	39.340	23.269	10.854	Impostos e contribuições diferidos	10	66.720	67.003	30.801
Outros ativos não circulantes	9	11.853	15.259	16.516	Provisões	21	93.221	83.681	83.929
Outros investimentos		10.859	13.388	13.201	Obrigações de benefícios definidos pós-emprego	32	1.882	1.996	2.198
Ativo indenizável (concessão)	12	443.965	308.170	268.434	Outros passivos não circulantes	22	8.688	19.444	37.424
Intangível	13	2.744.662	2.399.118	1.997.507	TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	23	1.860.982	1.389.742	1.568.365
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		4.065.818	3.486.373	2.998.556	PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
ATIVO TOTAL		5.374.135	4.757.880	4.215.435	Capital social		542.163	542.163	542.163
					Reservas de capital		698.050	698.050	698.050
					Reservas de lucros		647.539	480.856	332.518
					Outros resultados abrangentes		19.862	-3.046	-
					Proposta de distribuição de dividendos adicionais		469.099	402.444	292.627
					Total do patrimônio líquido		2.376.713	2.120.467	1.865.358
					Recursos destinados a aumento de capital		1.694	1.694	1.694
					TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO E RECURSOS		2.376.713	2.120.467	1.865.358
					DESTINADOS A AUMENTO DE CAPITAL		2.376.713	2.120.467	1.865.358
					PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL		5.374.135	4.757.880	4.215.435

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO									
Para os Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2010 e de 2009									
(R\$ mil)									
	Capital Social	Reserva de Bens e Direitos Constituídos com Capital Próprio	Reserva Especial de Ação	Reserva de Incentivo Fiscal	Reserva de Incentivo Fiscal	Reserva Legal	Reserva de Retenção de Lucros	Outros Resultados Abrangentes	Total do Patrimônio Líquido
Saldos em 1º de janeiro de 2009 (reapresentado)	542.163	18.569	339.052	340.429	159.016	108.433	65.069	-	1.865.358
Perda sobre ativos disponíveis para venda	-	-	-	-	-	-	-	(3.046)	-
Aprovação de dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Prescrição deliberação dividendos	-	-	-	-	-	-	90	-	90
Lucro líquido do exercício (reapresentado)	-	-	-	-	-	-	-	887.625	887.625
Destinações:									
Reserva de incentivo fiscal SUDENE	-	-	-	-	148.248	-	-	(148.248)	-
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	(100.013)	(100.013)
Dividendos intermediários	-	-	-	-	-	-	-	(236.920)	(236.920)
Dividendos adicionais	-	-	-	-	-	-	-	(402.444)	(402.444)
Saldos em 31 de dezembro de 2009 (reapresentado)	542.163	18.569	339.052	340.429	307.264	108.433	65.159	(3.046)	2.120.467
Ganho sobre ativos disponíveis para venda	-	-	-	-	-	-	-	22.908	-
Aprovação de dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Prescrição deliberação dividendos	-	-	-	-	-	-	319	-	319
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	945.719	945.719
Destinações:									
Reserva de incentivo fiscal SUDENE	-	-	-	-	166.364	-	-	(166.364)	-
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	(106.832)	(106.832)
Dividendos intermediários	-	-	-	-	-	-	-	(281.653)	(281.653)
Dividendos adicionais	-	-	-	-	-	-	-	(390.870)	(390.870)
Saldos em 31 de dezembro de 2010	542.163	18.569	339.052	340.429	473.628	108.433	65.478	19.862	2.376.713

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO									
Para os Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2010 e de 2009									
(R\$ mil)									
	2010	2009 (Reapresentado)		2010	2009 (Reapresentado)		2010	2009 (Reapresentado)	
RECEITAS			Governo						
Vendas de energia e serviços	6.239.476	5.577.484	INSS (sobre folha de pagamento)	22.883	23.542				
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(30.932)	(24.297)	ICMS	1.037.019	914.781				
Resultado alienação/desativação bens e direitos	1.969	(4.176)	PIS/COFINS sobre faturamento	513.236	448.323				
	6.210.513	5.549.011	Imposto de renda e contribuição social	169.184	179.455				
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS			Obrigações intra-setoriais	299.655	223.550				
Matérias-primas consumidas	(1.880.690)	(1.676.033)	Outros	3.493	2.816				
Matérias, serviços de terceiros e outros	(970.831)	(850.302)	Subtotal	2.045.470	1.792.467				
	(2.851.521)	(2.526.335)	Financiamentos e Debêntures						
VALOR ADICIONADO BRUTO	3.358.992	3.022.676	Juros e variações cambiais	355.355	335.144				
Amortização	(206.042)	(172.517)	Aluguéis	3.191	3.130				
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	3.152.950	2.850.159	Subtotal	358.546	338.274				
VALOR ADICIONADO TRANSFERIDO			Acionistas						
Receitas financeiras	336.687	307.937	Juros sobre capital próprio	106.833	100.012				
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR	3.489.637	3.158.096	Dividendos	672.522	639.365				
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO			Reserva de incentivo SUDENE	166.364	148.248				
Pessoal			Subtotal	945.719	887.625				
Remunerações	117.700	106.767	VALOR ADICIONADO TOTAL DISTRIBUÍDO	3.489.637	3.158.096				
Encargos sociais (exceto INSS)	25.453	26.177							
Entidade de previdência privada	(5.757)	(4.596)							
Auxílio-alimentação	9.863	9.215							
Convênio assistencial e outros benefícios	3.583	3.473							
Provisão para férias e 13º salário	29.681	24.579							
Plano de saúde	10.200	9.475							
Indenizações trabalhistas	9.554	8.050							
Participação nos resultados	13.296	33.631							
Administradores	1.698	1.873							
Encerramento de ordem em curso	2.254	1.588							
(-) Transferências para ordens	(79.233)	(87.127)							
Outros	-	5.534							
Subtotal	139.902	139.730							

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

BALANÇOS SOCIAIS - INFORMAÇÃO ADICIONAL (NÃO AUDITADA)									
31 de Dezembro de 2010 e de 2009									
(Em milhares de reais, exceto quando especificado)									

BASE DE CÁLCULO				2010			2009					
Receita Líquida (RL)				4.394.324			3.996.126					
Resultado Operacional (RO)				1.114.903			1.067.080					
Folha de Pagamento Bruta (FPB)				192.995			186.036					
Valor Adicionado Total (VAT)				3.489.637			3.158.096					
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS (1)												
	FPB	RL	VAT		FPB	RL	VAT		FPB	RL	VAT	
Alimentação	9.039	4,68	0,21	0,26	8.964	4,82	0,22	0,28	48.907	25,34	1,11	1,40
Encargos sociais compulsórios	48.907	25,34	1,11	1,40	45.908	24,68	1,15	1,45	8.567	4,44	0,19	0,25
Previdência privada	8.567	4,44	0,19	0,25	8.474	4,55	0,21	0,27	10.774	5,58	0,25	0,31
Saúde	10.774	5,58	0,25	0,31	10.495	5,64	0,26	0,33	1.698	0,88	0,04	0,05
Segurança e saúde no trabalho	1.698	0,88	0,04	0,05	1.773	1,01	0,05	0,06	495	0,26	0,01	0,01
Educação	495	0,26	0,01	0,01	349	0,19	0,01	0,01	2.116	1,10	0,05	0,06
Capacitação e desenvolvimento profissional	2.116	1,10	0,05	0,06	1.931	1,04	0,05	0,06	692	0,36	0,02	0,02
Creches ou auxílio-creche	692	0,36	0,02	0,02	748	0,40	0,02	0,02				
Esporte					33	0,02	-	-	906	0,47	0,02	0,03
Transporte	906	0,47	0,02	0,03	816	0,44	0,02	0,03	13.296	6,89	0,30	0,38
Participação nos lucros ou resultados	13.296	6,89	0,30	0,38	33.631	18,08	0,84	1,06	232	0,12	0,01	0,01
Outros	232	0,12	0,01	0,01	461	0,25	0,01	0,01	Total dos indicadores sociais internos	96.721	50,12	2,20
Total dos indicadores sociais internos	96.721	50,12	2,20	2,77	113.683	61,11	2,84	3,60				
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS												
	RO	RL	VAT		RO	RL	VAT		RO	RL	VAT	
Educação	1.356	0,12	0,03	0,04	1.390	0,13	0,03	0,04	1.680	0,15	0,04	0,05
Cultura	1.680	0,15	0,04	0,05	20.327	1,90	0,51	0,64	212	0,02	-	-
Projeto Faz Cultura	212	0,02	-	-	250	0,02	0,01	0,01	1.153	0,10	0,03	0,03
Lei Rouanet	1.153	0,10	0,03	0,03	828	0,08	0,02	0,03	200	0,02	-	-
Lei Audiovisual	200	0,02	-	-	2.153	0,20	0,05	0,07	Fundo de Cultura			
Fundo de Cultura					17.000	1,59	0,43	0,54	115	0,01	-	-
Cine Coelba	115	0,01	-	-	96	0,01	-	-	945	0,08	0,02	0,03
Saúde e Saneamento	945	0,08	0,02	0,03	188	0,02	-	-	Esporte	5	-	-
Esporte	5	-	-	-	90	0,01	-	-	Desenvolvimento Social	381.039	34,18	8,67
Desenvolvimento Social	381.039	34,18	8,67	10,92	366.688	34,36	9,18	11,61	Luz para Todos	270.005	24,22	6,14
Luz para Todos	270.005	24,22	6,14	7,74	262.668	24,62	6,57	8,32	Universalização	111.034	9,96	2,53
Universalização	111.034	9,96	2,53	3,18	104.020	9,75	2,60	3,29	Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico	16.810	1,51	0,48
Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico	16.810	1,51	0,48	0,48	26.992	2,53	0,68	0,85	Outros	296	0,03	0,01
Outros	296	0,03	0,01	0,01	756	0,07	0,02	0,02	Total das contribuições para a sociedade	402.131	36,07	9,15
Total das contribuições para a sociedade	402.131	36,07	9,15	11,52	416.433	39,03	10,42	13,19	Tributos (Exceto Encargos Sociais)	1.870.401	167,76	42,56
Tributos (Exceto Encargos Sociais)	1.870.401	167,76	42,56	53,60	1.631.893	152,93	40,84	51,67	Total dos indicadores sociais externos	2.272.532	203,83	51,72
Total dos indicadores sociais externos	2.272.532	203,83	51,72	65,12	2.018.326	189,14	50,51	63,91				
4 - INDICADORES AMBIENTAIS												
	RO	RL	VAT		RO	RL	VAT		RO	RL	VAT	
Investimentos relacionados com a operação da empresa												
Manejo da vegetação	9.906	0,89	0,23	0,28	9.099	0,85	0,23	0,29	Substituição de equipamentos	5.235	0,47	0,12
Substituição de equipamentos	5.235	0,47	0,12	0,15	5.497	0,52	0,14	0,17	Reciclagem de óleo	158	0,01	-
Reciclagem de óleo	158	0,01	-	-	301	0,03	0,01	0,01	Licenciamento ambiental	2.405	0,22	0,05
Licenciamento ambiental	2.405	0,22	0,05	0,07	2.953	0,28	0,07	0,09	Rede compacta ou isolada	24.883	2,23	0,57
Rede compacta ou isolada	24.883	2,23	0,57	0,71	21.966	2,06	0,55	0,70	Educação ambiental	124	0,01	-
Educação ambiental	124	0,01	-	-	91	0,01	-	-	Energia solar fotovoltaica	20.382	1,83	0,46
Energia solar fotovoltaica	20.382	1,83	0,46	0,58	12.175	1,14	0,30	0,39	Sistema de gestão ambiental	429	0,04	0,01
Sistema de gestão ambiental	429	0,04	0,01	0,01	269	0,03	0,01	0,01	Outros projetos ambientais	288	0,15	0,01
Outros projetos ambientais	288	0,15	0,01	0,01	90	0,01	-	-	Subtotal	63.809	5,72	1,45
Subtotal	63.809	5,72	1,45	1,83	52.442	4,91	1,31	1,66	Investimento em programas e/ou projetos externos			
Investimento em programas e/ou projetos externos									Pesquisa e desenvolvimento	1.378	0,12	0,03
Pesquisa e desenvolvimento	1.378	0,12	0,03	0,04	471	0,04	0,01	0,01	Eficientização energética (3)	55.253	4,96	1,26
Eficientização energética (3)	55.253	4,96	1,26	1,58	11.727	1,10	0,29	0,37	Educação ambiental para comunidade	1.135	0,10	0,03
Educação ambiental para comunidade	1.135	0,10	0,03	0,03	590	0,06	0,01	0,02	Outros			
Outros									Subtotal	57.864	5,19	1,32
Subtotal	57.864	5,19	1,32	1,66	13.707	1,28	0,34	0,43	Total dos investimentos em meio ambiente	121.673	10,91	2,77
Total dos investimentos em meio ambiente	121.673	10,91	2,77	3,49	66.149	6,20	1,66	2,09	Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade			
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade									Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativa e/ou judicialmente			
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativa e/ou judicialmente												



...Continuação

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 1º de Janeiro de 2009

1 Informações Gerais

A Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA, sociedade por ações de capital aberto, controlada pela NEOENERGIA S.A. (“NEOENERGIA”), é concessionária de serviço público de energia elétrica, destinada a projetar, construir e explorar os sistemas de subtransmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, órgão vinculado ao Ministério das Minas e Energia. A sede da Companhia está localizada na Av. Edgar Santos, 300, Narandiba, Salvador – Bahia. A Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica em 415 dos 417 municípios do Estado da Bahia, e aos municípios de Delmiro Gouveia no Estado de Alagoas e Dianópolis no Estado do Tocantins, abrangendo uma área de concessão de 563 mil km², outorgado pelo Decreto nº 6 de agosto de 1997 e regulado pelo Contrato de Concessão nº 010, firmado em 8 de agosto de 1997 e aditivos, com vigência de 30 anos, até 7 de agosto de 2027. Adicionalmente, pela atual regulamentação do setor elétrico, a Companhia vem atendendo consumidores livres no Estado da Bahia, desde 2002.

A aquisição da Companhia autorizou a conclusão da preparação destas demonstrações financeiras em 25 de janeiro de 2011.

2 Resumo das Principais Práticas Contábeis

2.1. BASE DE APRESENTAÇÃO

As demonstrações financeiras foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB.

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas contábeis, baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da administração para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações financeiras.

Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem: o registro da receita de fornecimento de energia e de uso da rede de distribuição não faturados, o registro da comercialização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, a avaliação dos ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira para investimento, análise do risco de crédito para determinação da provisão para créditos de liquidação duvidosa, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências. Os valores contábeis de ativos e passivos reconhecidos que representam itens objeto de *hedge* a valor justo que, alternativamente, seriam contabilizados ao custo amortizado, são ajustados para demonstrar as variações nos valores justos atribuíveis aos riscos que estão sendo objeto de *hedge*.

A aquisição das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido ao tratamento probabilístico inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas e premissas pelo menos anualmente. A Companhia adotou todas as normas, revisões de normas e interpretações técnicas emitidas pela CVM e CPC que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2010.

As políticas contábeis descritas em detalhes abaixo foram aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nas demonstrações financeiras e na preparação do balanço patrimonial de abertura apurado em 1º de janeiro de 2009 com a finalidade de transição para a aplicação dos novos pronunciamentos contábeis.

2.2. CONVERSÃO DE SALDOS EM MOEDA ESTRANGEIRA

As demonstrações financeiras são apresentadas em Reais (R\$), e é a moeda funcional da Companhia. A ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira que não sejam instrumento de *hedge* ou objeto de *hedge*, são convertidos para a moeda funcional usando-se a taxa de câmbio vigente na data dos respectivos balanços patrimoniais. Os ganhos e perdas resultantes da atualização desses ativos e passivos verificados entre a taxa de câmbio vigente na data da transação e os encerramentos dos exercícios são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado.

2.3. RECONHECIMENTO

A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia e quando possa ser mensurada de forma confiável. A receita líquida é mensurada com base no valor justo da contraprestação recebida, excluindo descontos, abatimentos e encargos sobre vendas.

a) Receita não faturada

A receita é reconhecida no momento de fornecimento de energia elétrica, entregue e não faturada ao consumidor, e a receita de utilização da rede de distribuição não faturada, calculada em base estimada, referente ao período após a medição mensal e até o último dia do mês.

b) Receita de construção

A ICP 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deva registrar e mensurar a receita dos serviços que imputa ao custo de construção de bens ou serviços não recuperável (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão.

A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infra-estrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infra-estrutura com partes não relacionada. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

c) Receita de juros

A receita de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade.

A receita de juros é reconhecida pelo método linear com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto, sendo a taxa de juros efetiva aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor inicial de emissão.

2.4. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL CORRENTE E DIFERIDO

Um passivo fiscal diferido será reconhecido para todas as diferenças temporárias tributáveis, exceto quando o passivo fiscal diferido advinha de:

- Reconhecimento inicial de ativo derivado da expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*); ou
 - Reconhecimento inicial de ativo derivado de uma transação que não é uma combinação de negócios; e
 - o momento da transação, não afeta nem o lucro contábil nem o lucro tributável (prejuízo fiscal).
- Um ativo fiscal diferido será reconhecido para todas as diferenças temporárias dedutíveis na medida em que seja provável a existência de lucro tributável contra o qual a diferença temporária dedutível possa ser utilizada, a não ser que o ativo fiscal diferido surja do reconhecimento inicial de ativo ou passivo em uma transação que:

- Não é uma combinação de negócios; e
 - No momento da transação, não afeta nem o lucro contábil nem o lucro tributável (prejuízo fiscal).
- São calculados com base nas alíquotas do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro, vigentes na data da elaboração das demonstrações contábeis.

Para o cálculo do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro corrente, a Companhia adota o Regime Tributário de Transição – RTT, que permite expurgar os efeitos decorrentes das mudanças promovidas pelas Leis 11.638/07 e 11.941/09, da base de cálculo desses tributos.

A Companhia tem direito a redução do Imposto de Renda (Incentivo Fiscal Sudene), calculada com base no lucro da exploração (vide nota explicativa nº 23).

2.5. IMPOSTO SOBRE VENDAS

Receitas, despesas e ativos são reconhecidos líquidos dos impostos sobre vendas exceto:

- Quando os impostos sobre vendas não são pagos em uma transação que não é uma combinação de negócios; as autoridades fiscais, hipótese em que o imposto sobre vendas é reconhecido como parte do custo de aquisição do ativo ou do item de despesa, conforme o caso; e
- Quando os valores a receber e a pagar forem apresentados juntos com o valor dos impostos sobre vendas.

O valor líquido dos impostos sobre vendas, recuperável ou a pagar, é incluído como componente dos valores a receber ou a pagar no balanço patrimonial.

2.6. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

a) Ativos financeiros

Os ativos financeiros da Companhia estão classificados como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado (os mantidos para negociação e os designados assim no reconhecimento inicial), empréstimos e recebíveis, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda ou derivativos classificados como instrumentos de *hedge* eficazes.

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente ao valor justo, acrescidos, no caso de ativos não designados a valor justo por meio do resultado, dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição do ativo financeiro.

Os ativos financeiros da Companhia incluem caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, títulos e valores mobiliários, ativo intangível (concessão), outros créditos e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumentos de *hedge*.

a.1) Mensuração subsequente dos ativos financeiros

A mensuração subsequente de ativos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

Ativos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo.

Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidas na demonstração do resultado.

- Empréstimos e recebíveis

Ativos financeiros são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos (taxa de juros efetiva), menos perda por redução ao valor recuperável. O custo amortizado é calculado levando em consideração qualquer desconto ou “prêmio” na aquisição e taxas ou custos incorridos. A amortização do método de juros efetivos é incluída na linha de receita financeira na demonstração de resultado. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas como despesa financeira no resultado.

- Investimentos mantidos até o vencimento

Ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e vencimentos fixos são classificados como mantidos até o vencimento quando a Companhia tiver manifestado intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são avaliados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável.

- Ativos financeiros disponíveis para venda

Os ativos financeiros disponíveis para venda são aqueles ativos financeiros não derivativos que não são classificados como: (a) empréstimos e recebíveis, (b) investimentos mantidos até o vencimento ou (c) ativos financeiros pelo valor justo por meio do resultado.

Após mensuração inicial, ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento, com exceção das perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do período.

a.2) Desreconhecimento (baixa) dos ativos financeiros

Um ativo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um ativo financeiro ou parte de um grupo de ativos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- A Companhia transferir os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumiu uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de “repasse”; e (a) a Companhia transferiu substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) a Companhia não transferiu nem reteve substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferiu o controle sobre o ativo.

b) Passivos financeiros

Os passivos financeiros da Companhia são classificados como passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e financiamentos, ou contradiativos classificados como instrumentos de *hedge*, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de empréstimos e financiamentos, são acrescidos do custo da transação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumento de *hedge*.

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros

A mensuração dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado

Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem passivos financeiros para negociação e passivos financeiros designados no reconhecimento inicial a valor justo por meio do resultado.

A Companhia não apresentou nenhum passivo financeiro a valor justo por meio do resultado.

- Mantidos para negociação

Passivos financeiros são classificados como mantidos para negociação quando forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo. Esta categoria inclui instrumentos financeiros contratados com a Companhia que tenham como critério de contabilização de *hedge* definidos pelo CPC 38. Derivativos, também são classificados como mantidos para negociação, a menos que sejam designados como instrumentos de *hedge* efetivos. Ganhos e perdas de passivos para negociação são reconhecidos na demonstração do resultado.

- Empréstimos e financiamentos

Passivos financeiros são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método da taxa efetiva de juros. Ganhos e perdas são reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa dos passivos, bem como durante o processo de amortização pelo método da taxa efetiva de juros.

b.2) Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro é baixado quando a obrigação é revogada, cancelada ou expirar. Quando um passivo financeiro existente for substituído por outro do mesmo mutuante com termos substancialmente diferentes, ou os termos de um passivo existente forem significativamente alterados, essa substituição ou alteração é tratada como baixa do passivo original e reconhecimento de um novo passivo, sendo a diferença nos correspondentes valores contábeis reconhecida na demonstração do resultado.

c) Valor justo de instrumentos financeiros

O valor justo de instrumentos financeiros ativamente negociados em mercados financeiros organizados é determinado com base nos preços de compra cotados no mercado no fechamento dos negócios na data do balanço, sem dedução dos custos de transação.

O valor justo de instrumentos financeiros para os quais não haja mercado ativo é determinado utilizando o método de preço de mercado, técnica de precificação de transações recentes de mercado (com isenção de interesses), referência ao valor justo corrente de outro instrumento similar; análise de fluxo de caixa descontado ou outros modelos de avaliação.

2.7. INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS E CONTABILIDADE DE *HEGE*

A Companhia firma contratos derivativos de swap com o objetivo de administrar a exposição de riscos associados com variações nas taxas cambiais e nas taxas de juros. De acordo com o preconizado no CPC 38, esses derivativos foram contabilizados como instrumentos financeiros de *hedge* (*hedge accounting*).

A Companhia não tem contratos derivativos com fins comerciais e especulativos (vide nota explicativa nº 30).

Os instrumentos financeiros derivativos designados em operações de *hedge* são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data em que o contrato de derivativo é contratado, sendo reavaliados subsequentemente também ao valor justo.

Derivativos são apresentados como ativos financeiros quando o valor justo do instrumento for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo.

Para os fins de contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*), a Companhia classifica os *hedges* como *hedge* de valor justo, ou fornecer proteção contra a exposição às alterações no valor justo de ativo ou passivo reconhecido, ou fornecer proteção contra o risco de perda de valor devido a uma alteração de valor, passivo ou compromisso firme, que seja atribuível a um risco particular e possa afetar o resultado. Quaisquer ganhos ou perdas resultantes de mudanças no valor justo desses derivativos e do item coberto durante o exercício são lançados diretamente na demonstração de resultado, no resultado financeiro.

A Companhia classifica formalmente e documenta a relação de *hedge* à qual deseja aplicar contabilidade de *hedge*, bem como o objetivo e a estratégia de gestão de risco da administração para levar a efeito o *hedge*. A documentação inclui a identificação do instrumento de *hedge*, o item ou transação objeto de *hedge*, a natureza do risco objeto de *hedge*, a natureza dos riscos excluídos da relação de *hedge*, a demonstração prospectiva da eficácia da relação de *hedge* e a forma em que a Companhia irá avaliar a eficácia do instrumento de *hedge* para fins de compensar a exposição a mudanças no valor justo do *hedge*.

Espera-se que esses *hedges* sejam altamente eficazes para compensar mudanças no valor justo, sendo permanentemente avaliados para verificar se foram efetivamente altamente eficazes ao longo de todos os períodos-base para os quais foram destinados.

2.8. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Caixa e equivalentes de caixa incluem saldos de caixa, depósitos bancários à vista e as aplicações financeiras com liquidez imediata. São classificadas como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado - disponíveis para negociação, e estão registradas pelo valor original acrescido dos rendimentos auferidos até as datas base das demonstrações financeiras, apurados pelo critério *pró rata*, que equivalem aos seus valores justos.

2.9. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES E OUTROS

Engloba as contas a receber de fornecimento de energia e uso da rede, faturado e não faturado, este, por estimativa, serviços prestados, acréscimos moratórios e outros, até a data do balanço, contabilizado com base no regime de competência. São considerados ativos financeiros classificados como empréstimos e recebíveis.

As contas a receber de clientes e outros estão apresentados líquidas da provisão para créditos de liquidação duvidosa - PLCD reconhecida em valor considerado suficiente pela administração para cobrir as prováveis perdas na realização das contas a receber de consumidores e títulos a receber cuja recuperação é considerada improvável.

A PLCD é constituída com base nos valores a receber dos consumidores da classe residencial vencidos há mais de 90 dias, da classe comercial vencidos há mais de 180 dias e das classes industrial, rural, e comércio público, iluminação pública e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias. Considera também, uma análise individual dos títulos a receber e do saldo de cada consumidor, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, entre outros.

2.10. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

São classificadas como ativos financeiros mantidos até o vencimento, e estão demonstrados ao custo amortizado, acrescido das remunerações contratadas, reconhecidas proporcionalmente até as datas base das demonstrações financeiras, equivalentes ao seu valor justo.

2.11. ESTOQUES

Os materiais e equipamentos em estoque, classificados no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e aquisição de materiais) e registrados ao custo médio, não sofrem os seus custos de reposição ou valores de realização, deduzidos de provisões para perdas, quando aplicável.

2.12. OUTROS INVESTIMENTOS

Representam investimentos em bens imóveis, ações e quotas de direitos sobre a comercialização de obra audiovisual, que não se destinam ao objetivo da concessão e estão registrados pelo custo de aquisição, líquidos de provisão para perdas, quando aplicável.

2.13. ATIVO INDEZENHÁVEL (CONCESSÃO)

Refere-se a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente decorrente da aplicação da Interpretação Técnica ICP 01 – Contratos de concessão e da Orientação Técnica OCP 05 – Contratos de concessão.

Essa parcela de ativo financeiro é classificada como ativo financeiro remunerado por meio do denominado WACC regulatório, que consiste na remuneração do investimento e que é cobrada mensalmente na tarifa dos clientes.

O valor justo do ativo financeiro está sendo revisado trimestralmente, considerando a atualização pelo IGM. Diferenças entre o valor justo contabilizado e o novo valor justo apurado são reconhecidas diretamente no patrimônio líquido, como Ajuste de Avaliação Patrimonial. Na data da revisão tarifária da Companhia, incorre até as datas dos balanços, de acordo com o previsto para abril de 2013, o ativo financeiro poderá ser ajustado ao valor justo de acordo com a base de remuneração determinada ao valor novo de reposição pelos critérios tarifários.

2.14. INTANGÍVEL

Compreende o direito de uso da infra-estrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pelo usuário, como parte do contrato de concessão de serviço público de energia elétrica (direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado), em consonância com as disposições das Deliberações CVM nº 553 de 12 de novembro de 2008, 611 de 22 de dezembro de 2009 e 654 de 28 de dezembro de 2010, que aprovam respectivamente o CPC 04 – Ativos Intangíveis, o ICP 01 – Contratos de Concessão e o OCP 05 – Contratos de Concessão.

Os custos de aquisição, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor justo, são registrados no ativo intangível, quando aplicável.

A Companhia entende não haver qualquer indicativo de que o valor contábil dos bens do ativo intangível excede o seu valor recuperável. Tal conclusão é suportada pela metodologia de avaliação da base de remuneração utilizada para cálculo da amortização cobrada via tarifa, já que enquanto os registros contábeis estão a custo histórico a base de cálculo da amortização regulatória corresponde aos ativos avaliados a valor justo de reposição.

Contudo, a fim de corroborar seu entendimento a Companhia efetua anualmente o teste de recuperabilidade utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos resultando um valor superior aquele registrado contabilmente (vide nota explicativa nº 13).

2.15. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBENTURES

As obrigações em moeda nacional são atualizadas pela variação monetária e pelas taxas efetivas de juros, incorridas até as datas dos balanços, de acordo com os termos dos contratos financeiros, deduzidas dos custos de transação incorridos na captação dos recursos.

De acordo com o preconizado no CPC 38, as obrigações em moeda estrangeira são consideradas como itens objeto de *hedge* (*hedge accounting*), e estão contabilizados pelos seus valores justos. Os custos de empréstimos atribuídos à aquisição, construção ou produção de ativos qualificados, nesse caso o ativo intangível correspondente ao direito de uso da infraestrutura para a prestação do serviço público, estão incluídos no custo do intangível em curso até a data em que estejam prontos para o uso pretendido, conforme disposições das Deliberações CVM nºs 553, de 12 de novembro de 2008 e 577, de 5 de junho de 2009, que aprovaram, respectivamente, os CPC 3º S-04 – Ativo Intangível e CPC 20 – Custos de Empréstimos.

Os ganhos decorrentes da aplicação temporária dos recursos obtidos com empréstimos específicos ainda não gastos com o ativo qualificável são deduzidos dos custos com empréstimos qualificados para capitalização.

Todos os outros custos com empréstimos são reconhecidos no resultado do período, quando incorridos.

2.16. TAXAS REGULAMENTARES

a) Reserva Global de Reversão (RGR)

Encargos do setor elétrico pago mensalmente pelas empresas concessionárias de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitado a 3,0% de sua receita anual.

b) Conta Consumo de Combustível (CCC)

Encargos do setor elétrico pago mensalmente pelas distribuidoras, nos sistemas interligados com dupla destinação: pagar as despesas com o combustível usado nas técnicas que são acionadas para garantir as incertezas hidrológicas e; subsidiar parte das despesas com combustível nos sistemas isolados para permitir que as tarifas elétricas naqueles locais tenham níveis semelhantes aos praticados nos sistemas interligados.

c) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas por sistemas interligados, com a universalização do serviço de energia elétrica. Os valores a serem pagos também são definidos pela ANEEL.

d) Programas de Eficiência Energética (PEE) – Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) – Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Programas de reinvestimento exigidos pela ANEL para as distribuidoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses programas.

e) Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE)

Os valores da taxa de fiscalização incidentes sobre a distribuição de energia elétrica são diferenciados e proporcionais ao porte do serviço concedido, calculados anualmente pela ANEEL, considerando o valor econômico agregado pelo concessionário.

3 Encargo do Serviço do Sistema (ESS)

Representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração.

2.17. DISTRIBUIÇÃO DE DIVIDENDOS

Os dividendos são distribuídos aos dividendos está em consonância com as normas previstas no CPC 25 e ICP 08, as quais determinam que os dividendos propostos a serem pagos e que estejam fundamentados em obrigações estatutárias, devem ser registrados no passivo circulante.

O estatuto social da Companhia estabelece que, no mínimo, 25% do lucro líquido anual seja distribuído a título de dividendos. Adicionalmente, de acordo com o estatuto social, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e de dividendos intermediários, que deverão estar respaldados em resultados reais por empresa independente, contendo projeção dos fluxos de caixa que demonstrem a viabilidade da proposta.

Desse modo, no encerramento do exercício social e após as devidas destinações legais a Companhia registra a provisão equivalente ao dividendo mínimo obrigatório ainda não distribuído no curso do exercício, ao passo que registra os dividendos propostos excedentes ao mínimo obrigatório como “Provisão de distribuição adicional” no patrimônio líquido.

A Companhia distribui juros a título de remuneração sobre o capital próprio, nos termos do Art. 9º, parágrafo 7º, da Lei nº 9.249, de 26/12/95, os quais são dedutíveis para fins fiscais e considerados parte dos dividendos obrigatórios.

Os dividendos e juros sobre o capital próprio não reclamados no prazo de três anos são revertidos para a Companhia.

2.18. PLANO PREVIDENCIÁRIO E OUTROS BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

A Companhia possui diversos planos de benefícios a empregados incluindo planos de pensão e aposentadoria, assistência médica, participação nos lucros e resultados, dentre outros. Os compromissos atuariais com os planos de benefícios de pensão e aposentadoria são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável, sendo os custos correspondentes reconhecidos durante o período aquisitivo dos empregados, em conformidade com a Deliberação CVM nº 600, de 7 de outubro de 2009. Eventuais superávits com planos de benefícios a empregados também são contabilizados, reconhecidos até o montante provável de redução nas contribuições futuras da patrocinadora para estes planos.

O método da unidade de crédito projetada considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final. Adicionalmente, são utilizadas outras premissas atuariais, tais como hipóteses biológicas e econômicas e, também, dados históricos de gastos incorridos e de contribuição dos empregados. Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de benefícios de pensão e aposentadoria e os compromissos atuariais relacionados ao plano de assistência médica são reconhecidos no resultado do exercício.

2.19. PROVISÕES

A Companhia registrou provisões, as quais envolvem considerável julgamento por parte da Administração, para contingências fiscais, trabalhistas e cíveis que como resultado de um acontecimento passado, é provável que uma saída de recursos envolvendo benefícios econômicos seja necessária para liquidar a obrigação e uma estimativa razoável possa ser feita do montante dessa obrigação.

A Companhia também está sujeita a várias reivindicações cíveis e trabalhistas cobrindo uma ampla faixa de assuntos que advém do curso normal das atividades de negócios. O julgamento da Companhia é baseado na opinião de seus consultores jurídicos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais. Os resultados reais podem diferir das estimativas.

2.20. DEMAIS DIREITOS E OBRIGAÇÕES

Outros ativos e passivos, circulantes e não circulantes sujeitos à variação monetária por força de legislação ou cláusulas contratuais, estão corrigidos com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores atualizados até a data das demonstrações financeiras. Os demais estão apresentados pelos valores incorridos na data de formação, sendo os ativos reduzidos de provisões para distribuição de dividendos, quando aplicável.

2.21. OPERAÇÕES DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA NA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE

Os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE estão reconhecidos pelo regime

de competência de acordo com informações divulgadas por aquela entidade ou por estimativa da Administração da Companhia, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente.

2.22. QUESTÕES AMBIENTAIS

A Companhia capitaliza gastos referentes a demandas ambientais consubstanciada nas previsões regulamentares do setor de energia elétrica e tem por motivadores os “condicionantes ambientais” propostos por órgãos públicos competentes, para concessão das respectivas licenças que permitirão a execução dos projetos. Nesse particular, estão enquadrados o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente – IBAMA e o Instituto do Meio Ambiente – IMA, este na esfera estadual.

Os “condicionantes ambientais” correspondem a compensações que devem ser realizadas para executar o projeto, visando reparar, atenuar ou evitar danos ao meio ambiente onde será realizado o empreendimento.

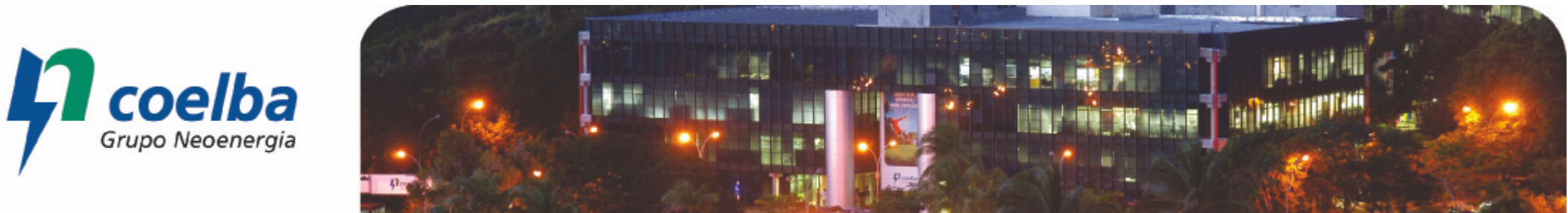
Na hipótese dos gastos decorrerem de convênios com ONG’s e outros entes que promove a preservação ambiental, sem, no entanto, estarem relacionados a projetos de investimentos, o gasto é apropriado ao resultado como despesa operacional.

O reconhecimento das obrigações assumidas obedece ao regime de competência, a partir do momento em que haja a formalização do compromisso, e são quitadas em conformidade com os prazos acordados com as partes.

2.23. SEGMENTO DE NEGÓCIOS

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio dos quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelo principal gestor das operações da entidade para a tomada de decisões sobre recursos a serem alocados ao segmento e para a avaliação do seu desempenho e para o qual haja informação financeira individualizada disponível.

Todas as decisões tomadas pela Companhia são baseadas em relatórios consolidados, os serviços são prestados utilizando-se uma rede integrada de distribuição, e as operações são gerenciadas em bases consolidadas. Consequent



...Continuação

	Ref.	Publicado 31/12/2009	Ajuste 644.960	Reapresentação 31/12/2009
RECEITA BRUTA	(1)/(5)	4.932.524		5.577.484
(-) Deduções da receita bruta		(1.581.760)		(1.581.358)
RECEITA LÍQUIDA		3.350.764	645.361	3.996.125
Custo do serviço	(1)/(5)	(2.051.291)	(557.476)	(2.608.767)
LUCRO BRUTO		1.299.473	87.886	1.387.359
Despesas operacionais	(4)	(298.670)	5.598	(293.072)
Despesas com vendas		(173.495)		(173.495)
Despesas gerais e administrativas	(4)	(125.175)	5.598	(119.577)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E IMPOSTOS		1.000.803	93.484	1.094.287
Receita financeira	(1)	317.232	(9.295)	307.937
Despesa financeira	(1)	(370.800)	35.656	(335.144)
LUCRO ANTES DOS IMPOSTOS		947.235	119.845	1.067.080
Imposto de renda e contribuição social:		(137.840)	(41.615)	(179.455)
Corrente		(263.320)		(263.320)
Diferido	(7)	(2.653)	(41.615)	(44.268)
Imposto de renda - SUDENE		148.248		148.248
Amortização ágio e reversão PM/PI		(20.115)		(20.115)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		809.395	78.230	887.625

Descrição dos principais ajustes decorrentes dos novos pronunciamentos contábeis que afetaram as demonstrações financeiras da Companhia:

(1) Estrutura conceitual para a elaboração e apresentação das demonstrações contábeis (CPC Estrutura Conceitual). As Companhias devem elaborar suas demonstrações financeiras de acordo com esse pronunciamento, que dentre outros conceitos, estabeleça as bases para reconhecimento de ativos, passivos, receitas e despesas. As diferenças entre os valores estimados incluídos no cálculo da tarifa de energia elétrica e os efetivamente incorridos pela Companhia, reconhecidos antes da aplicação dos novos CPCs como ativos e passivos regulatórios não são, de acordo com esse pronunciamento, reconhecidos no balanço patrimonial, por não atenderem à definição de ativos e/ou passivos. Como consequência, os saldos de ativos e passivos regulatórios contabilizados antes da data de adoção inicial dos novos CPCs foram reconhecidos contra lucros acumulados e resultado do período corrente, de acordo com o período de competência.

(2) Custos de empréstimos (CPC 20) - A prática contábil adotada pela Companhia foi modificada para refletir o requerimento de capitalização de custos de empréstimos atribuíveis à aquisição, construção ou produção de ativo qualificável como parte do custo do ativo.

O montante dos custos de empréstimos elegíveis a capitalização foi definido pela Companhia pela aplicação da taxa média ponderada sobre os gastos do ativo intangível em fase de construção. A Companhia adotou esta prática para os períodos contábeis iniciados a partir de 1º de janeiro de 2009. (3) Contabilização da proposta de pagamento de dividendos (CPC 48) - Esta interpretação esclarece que a declaração de dividendos, excendente ao mínimo obrigatório, após o período contábil a que se referem as demonstrações contábeis não devem ser reconhecidos como passivo, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das demonstrações contábeis como definido no pronunciamento Técnico CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos.

Os dividendos declarados e não pagos, excendente ao mínimo obrigatório, referentes aos exercícios de 2008 e 2009 foram reconhecidos como ajuste na mutação do patrimônio líquido e foram revertidos na conta de dividendos a pagar, no balanço patrimonial, onde estavam originalmente apresentados de acordo com as regras anteriores.

(4) Contratos de Concessão (ICPC 01 e OCPC 05) - Estas normas orientam os concessionários sobre a forma de contabilização de concessões de serviços públicos a entidades privadas e define os princípios gerais de reconhecimento e mensuração das obrigações e direitos relacionados aos contratos de concessão de serviços.

Em decorrência da adoção dessas normas e resultante do contrato de concessão de serviços públicos de energia elétrica, que lhe dá o direito de cobrar pelo uso da infraestrutura da concessão, a Companhia reconheceu: (i) um ativo intangível que correspondente à cessão de uso dos bens que compõem a infraestrutura necessária para a realização dos serviços públicos, e (ii) um ativo financeiro correspondente ao valor devido, direta ou indiretamente, pelo concedente.

O ativo intangível reconhecido como remuneração pela prestação de serviços de construção ou melhorias está mensurado pelo valor justo mediante o reconhecimento inicial. Após o reconhecimento inicial, o ativo intangível está mensurado pelo custo, o qual inclui os custos de empréstimos capitalizados e deduzidos da amortização acumulada.

O ativo financeiro está classificado como instrumento financeiro disponível para venda, considerando a premissa de que o valor da indenização ao final do contrato de concessão será calculado pelo órgão concedente em função da Base de Remuneração Regulatória (BRR).

O valor justo do ativo financeiro está sendo revisado trimestralmente, considerado a atualização pelo IGP/M. Diferenças entre o valor justo contabilizado e o novo valor justo apurado são reconhecidas diretamente no patrimônio líquido, como Ajuste de Avaliação Patrimonial. Não será calculado ajuste a valor presente do ativo financeiro.

Considerando que o ativo financeiro é remunerado pelo WACC regulatório e que esta remuneração é reconhecida como receita pelo faturamento mensal da tarifa ao consumidor, esse ativo financeiro já se encontra a valor presente.

(5) Contratos de Construção (CPC 17) - Este pronunciamento estabelece o tratamento contábil das receitas e despesas associadas a contratos de construção e utiliza os critérios de reconhecimento estabelecidos no Pronunciamento Conceitual Básico - Estrutura Conceitual para a Elaboração e Apresentação das Demonstrações Contábeis para determinar o momento em que a receita do contrato e a despesa a ela relacionada devem ser reconhecidas na demonstração do resultado.

Em atendimento a este pronunciamento técnico a Companhia contabilizou receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria. A margem de construção adotada foi estabelecida como sendo igual a zero, conforme descrito na nota explicativa nº 2, item 2.3 (b).

(6) Benefícios a empregados (CPC 33) - Este pronunciamento técnico fornece orientações sobre o reconhecimento, a mensuração e a evidencição dos benefícios concedidos aos empregados. A Companhia reconheceu o superávit com o Plano de Benefícios Previdenciários - Benefício Definido nº 002 até o montante provável de redução nas contribuições futuras da patrocinadora para este plano.

(7) Imposto de renda e contribuição social: os impostos diferidos foram registrados sobre diferenças temporárias relacionadas às diferenças entre a prática contábil anterior e os novos pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC, considerando os critérios expostos na nota explicativa nº 2 (item 2.4).

(8) Reclasseificações: De acordo com os novos pronunciamentos contábeis foram efetuadas as seguintes reclassificações às demonstrações financeiras da Companhia.

• Os depósitos judiciais relacionados a contingências prováveis e anteriormente registrados como redução das respectivas provisões foram reclassificados para o ativo não circulante.

• Os impostos diferidos e o benefício fiscal do ágio anteriormente apresentados no circulante foram reclassificados para o não circulante.

b) Reapresentação das ITR de 2010, comparativamente com as de 2009 também ajustados às normas de 2010.

Em atendimento à Deliberação CVM nº 656, de 25 de janeiro de 2011 a Companhia apresenta abaixo os efeitos no resultado e no patrimônio líquido dos trimestres finais em 31/03/2009, 30/06/2009, 30/09/2009, 31/03/2010, 30/06/2010 e 30/09/2010, decorrentes da plena adoção das normas de 2010.

	2009	2010
Trimestre findo em:	31/03/2009	30/06/2009
Patrimônio líquido publicado	1.804.379	1.929.576
Capitalização de custos de empréstimos	6.820	15.071
Reconhecimento contra de concessão	1.438	2.877
Desreconhecimento de ativos e passivos regulatórios	(53.405)	553
Superávit/(Deficit) plano de benefício previdenciário	8.656	8.656
Provisões de P&D e PEE	(39.206)	(39.927)
Adições/tributos sobre o ajuste	(4.581)	(4.581)
Efeito dos tributos sobre os ajustes	26.572	5.470
Patrimônio líquido reapresentado	1.748.216	1.914.376

	2009	2010
Resultado período findo em:	31/03/2009	30/06/2009
Resultado publicado	173.174	349.395
Capitalização de custos de empréstimos	6.820	15.071
Reconhecimento contra de concessão	1.438	2.877
Desreconhecimento de ativos e passivos regulatórios	(1.625)	52.334
Deficit plano de benefício previdenciário	(672)	(1.393)
Provisões de P&D e PEE	(2.027)	(23.422)
Efeito dos tributos sobre os ajustes	26.572	5.470
Resultado representado	177.108	394.862

	2009	2010
Resultado trimestre findo em:	31/03/2009	30/06/2009
Resultado publicado	173.174	176.221
Capitalização de custos de empréstimos	6.820	8.251
Reconhecimento contra de concessão	1.438	1.439
Desreconhecimento de ativos e passivos regulatórios	(1.625)	53.959
Deficit plano de benefício previdenciário	(672)	(721)
Provisões de P&D e PEE	(2.027)	(21.395)
Efeito dos tributos sobre os ajustes	26.572	5.470
Resultado representado	177.108	217.754

Estas Informações Trimestrais 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 IBRACON), incluindo os ajustes decorrentes da adoção das novas práticas contábeis, não tendo sido, portanto, sujeitas aos procedimentos de auditoria.

4 Caixa e Equivalentes de Caixa

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Caixa e depósitos bancários à vista	47.149	33.857	74.105
Aplicações financeiras de liquidez imediata:			
- Certificado de Depósito Bancário (CDB)	242.656	876	10.791
- Fundos de investimento	11.559	182.596	249.913
Total	101.277	217.329	334.809

Caixa e equivalentes de caixa incluem caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo, os quais são registrados pelos valores de custo acrescidos dos rendimentos auferidos até as datas dos balanços, que não excedem o seu valor justo ou de realização.

As aplicações financeiras correspondem a operações realizadas com instituições que operam no mercado financeiro nacional e contratadas em condições e taxas normais de mercado, tendo como característica alta liquidez, baixo risco de crédito e remuneração pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) a percentuais que variam de 90% a 106%.

5 Contas a Receber de Clientes e Outros

	Ref.	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Consumidores	(a)	1.116.018	963.224	763.051
Títulos a receber	(b)	587	1.396	748
Comercialização de energia na CCEE	(c)	18.603	16.317	32.582
Disponibilização do sistema de distribuição	(d)	10.661	6.448	9.851
Serviços prestados a terceiros	(e)	68.007	55.383	37.355
Outros créditos	(f)	68.007	55.383	37.355
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(d)	(28.388)	(35.612)	(28.971)
Total		1.194.077	1.013.365	821.825
Circulante		883.386	794.525	630.397
Não Circulante		310.691	218.840	191.428

	Saldos vendidos	Total	PCLD
Saldos vindentes	Até 90 dias		
Sector Privado			
Residencial	391.187	123.725	12.635
Industrial	116.256	6.521	2.856
Comercial, serviços e outras	150.626	31.586	10.018
Rural	39.943	9.382	5.757
Total	697.912	171.214	31.266
Sector Público			
Poder Público			
Federal	4.604	538	327
Estadual	10.620	9.621	4.342
Municipal	23.236	14.235	5.024
Iluminação pública	13.841	10.344	4.587
Serviço público	35.887	2.332	748
Fornecimento não faturado	105.394		
Consumidores	876.270	198.124	41.625

	Ativo	Passivo
	31/12/09	31/12/09
Base de cálculo	Base de cálculo	Base de cálculo
Imposto de Renda	146.053	36.373
Diferenças Temporárias	248.927	66.984
Contribuição Social	248.927	199.402
Diferenças Temporárias	22.403	17.946
Total	49.517	66.720

	Ativo	Passivo
	31/12/09	31/12/09
Base de cálculo	Base de cálculo	Base de cálculo
Imposto de Renda	146.053	36.373
Diferenças Temporárias	248.927	66.984
Contribuição Social	248.927	199.402
Diferenças Temporárias	22.403	17.946
Total	49.517	66.720

As contas a receber de consumidores de longo prazo representam os valores resultantes da consolidação de parcelamentos e débitos de contas de fornecimento de energia vencidos de consumidores inadimplentes e com vencimento futuro, cobrados em contas de energia. Inclui juros e multa calculados *pro rata temporis*.

6 Títulos a Receber

Referem-se aos parcelamentos de débitos financeiros, oriundos de débitos de agentes arrecadadores, aluguéis, custas processuais, dentre outros.

	Vencidos	Total
Até 90 dias	53	534
Mais 90 dias	587	803
Total	587	1.396
Circulante	389	1.208
Não Circulante	198	188

Os parcelamentos de débitos incluem juros e atualização monetária a taxas, prazos e indexadores comuns de mercado, e os valores, líquidos da PCLD, são considerados recuperáveis pela Administração da Companhia.

7 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Referem-se a créditos oriundos da comercialização de energia no mercado de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (antigo Mercado Atacadista de Energia - MAE) informados pela CCEE a partir da medição e registro da energia fornecida no sistema elétrico interligado.

Os valores de longo prazo compreendem as operações realizadas no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002 vinculados a processos judiciais em andamento movido por agentes do setor que contestam a contabilização da CCEE para o período. A Companhia não constituiu provisão para créditos de liquidação duvidosa por entender que os valores serão integralmente recebidos seja dos devedores que questionaram os créditos judicialmente ou de outras empresas que vierem a ser indicadas pela CCEE.

8 Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída após criteriosa análise das contas a receber vencidas, com base na análise de risco dos créditos, que contempla o histórico de perdas, a situação individual dos consumidores e as garantias reais para os débitos, e é considerada suficiente pela Administração da Companhia para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber. Para fins fiscais, o excesso de provisão calculado em relação aos termos dos artigos 9 e 10 da Lei nº 9.430/96, está adicionado ao lucro real e à base de cálculo da contribuição social sobre o lucro líquido - CSL.

	Consumidores	Títulos a Receber	Outros Créditos	Total
Saldos em 1º de janeiro de 2009	(24.417)	(502)	(4.052)	(28.971)
Adições	(353.565)	(16.020)	(23.286)	(392.871)
Reversões	338.192	15.953	23.413	377.558
Saldo em 31 de dezembro de 2009	8.672	(569)	(3.925)	(8.672)
Adições	(31.118)	(12.200)	(46.605)	(429.923)
Reversões	363.054	12.650	47.871	423.575
Saldo em 31 de dezembro de 2009	12.881	-	-	12.881
Total	(25.610)	(119)	(2.659)	(28.388)

6 Títulos e Valores Mobiliários

	Ref.	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Agente Financeiro				
Banco Nordeste do Brasil	(1)	CDB	CDI	14.367
Banco Nordeste do Brasil	(1)	CDB	CDI	2.729
Banco Nordeste do Brasil	(1)	CDB	CDI	14.697
Bradesco	(2)	Fundo Recife	CDB	-
Bradesco	(2)	LFT	CDI	1.066
Bradesco	(2)	CDB	CDI	1.510
Santander	(1)	CDB/CDI	CDI	-
Banco do Brasil	(1)	Fundo de Investimento	CDI	19.410
Itaú	(2)	CDB	CDIC	895
Votorantim	(2)	CDB	CDI	6.753
Votorantim	(1)/(2)	CDB	CDI	7.564
Total			68.991	84.476

(1) Constituem reservas reais para garantia de empréstimos junto às instituições financeiras, no montante de R\$ 51.922 (vide nota explicativa nº 15).

(2) Constituem garantia suplementar para pagamento de contrato de energia.

Os CDBs são títulos emitidos por bancos de primeira linha com liquidez diária, recompra garantida, com variação da taxa de juros com base no percentual do CDI, valorização diária, com registro na Cetip e com portabilidade total e imediata.

7 Impostos e Contribuições a Recuperar

	Ref.	31/12/10	31/12/09	01/01/2009
Circulante				
Imposto de Renda - IR	(a)	6.144	3.318	2.154
Contribuição Social - CSLL	(a)	3.855	3.459	2.685
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	(b)	45.499	45.392	45.472
Programa de Integração Social - PIS	(c)	12.839	7	2.456
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	(c)	64.120	33	11.297
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	(c)	1.315	1.002	717
Outros	(c)	47	2.320	2.531
Total		133.819	55.536	67.312

Não-Circulante

Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS

Recuperação Fiscal - REFIN

(a)	6.144	3.318	2.154
(b)	45.499	45.392	45.472
(c)	12.839	7	2.456
(d)	64.120	33	11.297
(e)	1.315	1.002	717
(f)	47	2.320	2.531
Total	133.819	55.536	67.312

(1) Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL) antecipados corresponde aos montantes recolhidos quando das apurações tributárias mensais, nos termos do artigo 2º da Lei 9.430, de 27 de dezembro de 1996, além das antecipações de aplicações financeiras, retenção de órgãos públicos e retenção na fonte referente a serviços prestados.

(2) Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) registrado no ativo está composto da seguinte forma:

b.1) ICMS a recuperar sobre Ativo Permanente (CIAP) decorrente das aquisições de bens destinados ao ativo imobilizado, registrado com base na Lei Complementar nº 102, de 11 de julho de 2000, no montante de R\$ 96.057 (R\$ 85.209 em 31 de dezembro de 2009 e R\$ 81.408 em 1º de janeiro de 2009).

b.2) Diversos créditos de ICMS a recuperar, no montante de R\$ 4.001 (R\$ 3.596 em 31 de dezembro de 2009 e R\$ 3.216 em 1º de janeiro de 2009).

(3) O PIS e COFINS a recuperar está composto da seguinte forma:

c.1) PIS e COFINS a compensar decorrente do regime de apuração não-cumulativo estabelecido pelas Leis 10.637/02 e 10.833/03, respectivamente, no montante de R\$ 1.386.

c.2) PIS/COFINS (Alargamento da Base de Cálculo) - A Companhia impetrou Mandado de Segurança com pedido de Liminar, em 21 de julho de 2004, em curso no Tribunal Regional Federal - 1ª Região, arguindo a inconstitucionalidade da Lei nº 9.718/98 que incluiu na base de cálculo do PIS e da COFINS as receitas derivadas de operações financeiras. A matéria foi julgada pelo STF resultando na declaração de inconstitucionalidade do alargamento da base de cálculo. Exaurido a fase recursal sem êxito para o Erário Federal, a Companhia obteve o direito de reconhecer o referido crédito, e, observando as exigências do CPC 25, procedeu no mês de setembro de 2010 o registro contábil do indébito tributário, que será compensado com outros tributos federais após homologação da Receita Federal do Brasil, no montante de R\$ 75.573, tendo como contrapartida o resultado do exercício.

(4) Crédito decorrente do pagamento de parcelas adicionais a título de Recuperação Fiscal (REFIS), em virtude da existência de uma diferença entre o valor do débito parcelado consolidado e o declarado pela Companhia, derivado de muitas moratórias calculadas sobre o IRPJ, CSLL e FINSOCIAL. Informada com a cobrança, a Companhia impetrou Agravo de Instrumento e obteve a suspensão da exigibilidade do crédito tributário. Caso a decisão do mérito da demanda judicial seja favorável, a Companhia procederá à compensação do valor pago a maior. Vide nota explicativa nº 21 - Provisões.

8 Benefício Fiscal - Ágio Incorporado da Controladora

O benefício fiscal do ágio incorporado refere-se ao crédito fiscal calculado sobre o ágio de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nºs 319/99 e 349/01. Os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais da Companhia apresentam contas específicas relacionadas com ágio incorporado, provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido e amortização, reversão e crédito fiscal correspondentes, cujos saldos em 31 de dezembro de 2010 e 2009 e em 1º de janeiro de 2009 são como segue:

	Ativo	Passivo
	31/12/09	31/12/09
Agio - incorporado	1.126.868	
Provisão constituída	(743.733)	
Benefício fiscal	383.135	
Amortização acumulada	(343.105)	
Reversão acumulada	226.449	
Saldos em 1º de janeiro de 2009	266.479	
Amortização acumulada	(59.161)	
Reversão acumulada	246.364	
Saldos em 31 de dezembro de 2009	246.364	
Amortização	(55.573)	
Reversão	36.678	
Saldos em 31 de dezembro de 2010	227.469	

O ágio está sendo amortizado pelo período remanescente de exploração da concessão, desde junho de 2000, em 319 parcelas mensais e segundo a projeção anual de rentabilidade futura, como determina a Resolução ANEEL nº 195, de 7 de junho de 2000 e o Despacho

Continuação

13 Intangível

A movimentação do saldo do intangível está demonstrada a seguir:

	Em serviço			Em curso			Total
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido	Custo	Obrigações especiais	Valor líquido
Saldo em 1º de janeiro de 2009	1.848.728	-	-	1.848.728	148.779	-	148.779
Adições	(5.283)	-	-	-	835.436	(203.712)	631.724
Baixas	-	-	-	-	(5.283)	-	(6.103)
Amortização	-	(250.151)	73.845	(176.306)	-	-	(176.306)
Transferências	560.533	(203)	(241.935)	318.395	(569.811)	203.712	(47.704)
Saldo em 31 de dezembro de 2009	2.403.978	(250.354)	(168.090)	1.985.534	413.584	-	413.584
Adições	-	-	-	-	980.503	(287.351)	693.152
Baixas	(4.121)	-	-	(4.121)	-	-	(4.121)
Amortização	-	(299.975)	89.191	(210.784)	-	-	(210.784)
Transferências	849.758	(1.259)	(262.635)	585.864	(1.005.144)	286.577	(132.703)

Saldo em 31 de dezembro de 2010 3.249.615 (551.588) (341.534) 2.356.493 388.943 (774) 388.169 2.744.662

A agência reguladora ANEEL é responsável por estabelecer a vida útil-econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, para efeitos de determinação da tarifa, bem como para apuração do valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável/adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens.

A Administração da Companhia entende que a amortização do ativo intangível deve respeitar a vida útil estimada de cada bem integrante do conjunto de bens tangíveis contidos na infraestrutura de distribuição. Assim sendo, esses bens devem ser amortizados individualmente, respeitando a vida útil de cada um deles, limitada ao prazo de vencimento da concessão. Como resultado da utilização desse critério de amortização, o total do ativo intangível será sempre amortizado de forma não linear.

O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como ativo financeiro – ativo indenizável (concessão). (Vide nota explicativa nº 12).

(a) Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica.

As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

As obrigações especiais estão sendo amortizadas às mesmas taxas de amortização dos bens que compõem a infraestrutura, usando-se uma taxa média, a partir do segundo ciclo de revisão tarifária periódica.

Após a final da concessão o valor residual das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro de indenização.

(b) Análise do valor de recuperação dos ativos

A Companhia avaliou o valor de recuperação dos seus ativos com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

Os valores alocados às premissas representam a avaliação da Administração sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos. O fluxo de caixa foi projetado com base no resultado operacional e projeções da Companhia até o término da concessão, tendo como principais premissas:

- Crescimento orgânico compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira; e
- Taxa média de desconto obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital.

O valor recuperável destes ativos supera seu valor contábil, e, portanto, não há perdas por desvalorização a serem reconhecidas.

14 Fornecedores

A composição do saldo em 31 de dezembro de 2010 e 2009 é como segue:

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Fornecedores			
Energia elétrica:			
Terceiros	159.950	138.049	106.960
Partes relacionadas	38.547	38.180	54.306
Subtotal	198.497	176.229	161.266
Encargos de Uso da Rede	29.308	27.623	18.258
Materiais e serviços	97.036	105.475	56.135
Energia Livre	17.263	15.498	7.694
Total	342.104	324.825	243.533
Circulante	335.756	319.345	241.936
Não Circulante	6.349	5.480	1.417

15 Empréstimos E Financiamentos

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Composição da dívida			
Fornecedores			
Energia elétrica:			
Terceiros	159.950	138.049	106.960
Partes relacionadas	38.547	38.180	54.306
Subtotal	198.497	176.229	161.266
Encargos de Uso da Rede	29.308	27.623	18.258
Materiais e serviços	97.036	105.475	56.135
Energia Livre	17.263	15.498	7.694
Total	342.104	324.825	243.533
Circulante	335.756	319.345	241.936
Não Circulante	6.349	5.480	1.417

16 Debêntures E Encargos

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Composição da dívida			
Fornecedores			
Energia elétrica:			
Terceiros	159.950	138.049	106.960
Partes relacionadas	38.547	38.180	54.306
Subtotal	198.497	176.229	161.266
Encargos de Uso da Rede	29.308	27.623	18.258
Materiais e serviços	97.036	105.475	56.135
Energia Livre	17.263	15.498	7.694
Total	342.104	324.825	243.533
Circulante	335.756	319.345	241.936
Não Circulante	6.349	5.480	1.417

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Composição da dívida			
Fornecedores			
Energia elétrica:			
Terceiros	159.950	138.049	106.960
Partes relacionadas	38.547	38.180	54.306
Subtotal	198.497	176.229	161.266
Encargos de Uso da Rede	29.308	27.623	18.258
Materiais e serviços	97.036	105.475	56.135
Energia Livre	17.263	15.498	7.694
Total	342.104	324.825	243.533
Circulante	335.756	319.345	241.936
Não Circulante	6.349	5.480	1.417

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Composição da dívida			
Fornecedores			
Energia elétrica:			
Terceiros	159.950	138.049	106.960
Partes relacionadas	38.547	38.180	54.306
Subtotal	198.497	176.229	161.266
Encargos de Uso da Rede	29.308	27.623	18.258
Materiais e serviços	97.036	105.475	56.135
Energia Livre	17.263	15.498	7.694
Total	342.104	324.825	243.533
Circulante	335.756	319.345	241.936
Não Circulante	6.349	5.480	1.417

(a) Captações e renegociações de recursos no exercício:

a.1) Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES no montante de R\$ 10.374, para financiamento de investimentos, provenientes do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Limite de Crédito Rotativo assinado em março de 2009 e aditado em novembro de 2009.

a.2) Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP no montante de R\$ 43.882, para financiar o Projeto de Inovação, provenientes do Contrato de Financiamento assinado em outubro de 2009.

a.3) Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES no montante de R\$ 138.000, referente ao financiamento dos investimentos realizados em 2010, provenientes do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Limite de Crédito Rotativo, assinado em março de 2009 e aditado em outubro de 2010.

a.4) Banco do Brasil no montante de R\$ 300.000 referente a financiamento do capital de giro da Companhia, proveniente de Nota de Crédito Comercial (NCC) com prazo de 5 anos, a ser amortizado em prestação única na data do vencimento, com custo de CDI + 1% a.a. e juros pagos semestralmente.

a.5) Banco do Brasil no montante de R\$ 100.000 referente a financiamento do capital de giro da Companhia, proveniente de Nota de Crédito Comercial (NCC) com prazo de 4 anos, a ser amortizado em prestação única na data do vencimento, com custo de 12,149% a.a. e juros pagos juntamente com a prestação do principal. Em contexto com essa operação foi contratado swap de proteção de taxa de juros para este financiamento, trocando a taxa pré-fixada por 99,50% da taxa DI.

a.6) Títulos Externos renegociados no montante de US\$ 150.000 junto a um Sindicato de Bancos liderado pelo Citibank e o Banco do Brasil, alongando o seu prazo para junho de 2015, a serem amortizados em 3 parcelas semestrais a partir de junho de 2014, com custo de libor + 1,875% a.a. e juros pagos semestralmente.

Em conexão com a renegociação dos Títulos Externos no montante de US\$ 150 milhões, realizada em junho de 2010, foram contratados a termo swaps de proteção cambial junto ao Citibank, Bank of America e BNP Paribas.

17 Salários e Encargos a Pagar

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Salários			
Encargos sociais	4.902	-	28
Provisões de férias e 13º salário	15.622	15.647	14.446
Encargos sobre provisões de férias e 13º salário	2.038	2.107	2.388
Provisão PLR	2.052	14.801	12.295
Outros	53	62	8
Total	30.656	38.205	34.268

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Salários			
Encargos sociais	4.902	-	28
Provisões de férias e 13º salário	15.622	15.647	14.446
Encargos sobre provisões de férias e 13º salário	2.038	2.107	2.388
Provisão PLR	2.052	14.801	12.295
Outros	53	62	8
Total	30.656	38.205	34.268

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Salários			
Encargos sociais	4.902	-	28
Provisões de férias e 13º salário	15.622	15.647	14.446
Encargos sobre provisões de férias e 13º salário	2.038	2.107	2.388
Provisão PLR	2.052	14.801	12.295
Outros	53	62	8
Total	30.656	38.205	34.268

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Salários			
Encargos sociais	4.902	-	28
Provisões de férias e 13º salário	15.622	15.647	14.446
Encargos sobre provisões de férias e 13º salário	2.038	2.107	2.388
Provisão PLR	2.052	14.801	12.295
Outros	53	62	8
Total	30.656	38.205	34.268

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Salários			
Encargos sociais	4.902	-	28
Provisões de férias e 13º salário	15.622	15.647	14.446
Encargos sobre provisões de férias e 13º salário	2.038	2.107	2.388
Provisão PLR	2.052	14.801	12.295
Outros	53	62	8
Total	30.656	38.205	34.268

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Salários			
Encargos sociais	4.902	-	28
Provisões de férias e 13º salário	15.622	15.647	14.446
Encargos sobre provisões de férias e 13º salário	2.038	2.107	2.388
Provisão PLR	2.052	14.801	12.295
Outros	53	62	8
Total	30.656	38.205	34.268

a.7) Banco do Brasil no montante de R\$ 90.000 referente a financiamento do capital de giro da empresa, proveniente de Nota de Crédito Comercial (NCC) com prazo de 2 anos, a ser amortizado em prestação única na data do vencimento, com custo de 11,80% a.a. e juros pagos juntamente com a prestação do principal.

a.8) Banco do Nordeste do Brasil – BNB, a 1ª parcela no montante de R\$ 40.590 para financiamento dos investimentos realizados em 2010, proveniente do Contrato de Abertura de Crédito no valor de R\$ 284.132, assinado em setembro de 2010, com prazo de 8 anos, a ser amortizado em 72 parcelas mensais a partir de outubro de 2012, com custo de 10% a.a. e juros pagos trimestralmente durante a carência e mensalmente após a carência. Foram dadas como garantia a este financiamento centralização de recebíveis, fundo de liquidez e aval da Neoenergia.

(b) Condições restritivas financeiras (covenants)

Os contratos mantidos com o BNDES/FINEM e os Títulos Externos contêm cláusulas restritivas que requerem a manutenção de determinados índices financeiros com parâmetros pré estabelecidos, como segue:

BNDES FINEM 2006 - Endividamento Financeiro/EBITDA menor ou igual a 2,5 até 2010 e Endividamento Financeiro Líquido/Endividamento Líquido + PL menor ou igual a 0,55.

FINEM 2007 - Endividamento Financeiro/EBITDA menor ou igual a 1,60 até 2012 e Endividamento Financeiro Líquido/Endividamento Líquido + PL menor ou igual a 0,60 até 2012.

Títulos Externos - Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 3 e EBITDA/Resultado Financeiro maior ou igual a 2.

Nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2010 e 2009 e 1º de janeiro de 2009, a Companhia atingiu todos os índices requeridos contratualmente.

Condições contratuais dos empréstimos da Companhia em 31 de dezembro de 2010:

	Data de	Moeda	Objetivo	Juros	Swap	Vencimento	Garantias
BID	23/03/06	US\$	Programa de Expansão e Melhoramento do Sistema de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica do Estado da Bahia - 2ª Etapa	3,0% a.a. + vc	CDI - 6% a.a.	2011	Aval Governo do Estado/ Federal e Fiança Bancária
BNB	29/11/04	R\$	Programa de Investimentos em Distribuição	10% a.a.	Não aplicável	2012	Centralização recebíveis, Hipoteca, Fundo de Liquidez e Aval Neoenergia
BNB IV	27/06/08	R\$	Investimentos nos sistemas de linhas e redes	10% a.a.	Não aplicável	2016	Centralização recebíveis, Fundo de Liquidez e Aval Neoenergia
BNB V	22/08/08	R\$	Melhoramento em Redes de Transmissão e Distribuição	10% a.a.	Não aplicável	2016	Centralização recebíveis, Fundo de Liquidez e Aval Neoenergia
BNDES/FINEM	04/10/06	R\$	Sub-Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica	TILP + 4,30% a.a.	Não aplicável	2011	Conta Reserva
BNDES/FINEM	12/12/07	R\$	Sub-Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica	TILP + 3,30% a.a.	Não aplicável	2012	Aval Neoenergia e Conta Reserva
BNDES/FINEM	16/03/09	R\$	Distribuição de Energia Elétrica	TILP + 2,12 a.a./ TILP + 3,12% a.a./ 4,50% a.a.	Não aplicável	2015	Aval Neoenergia
ELETROBRÁS	1999 a 2009	R\$	Expansão das Linhas e Redes de Distribuição e Luz Para Todos	5% a.a.	Não aplicável	2022	Nota Promissória e Receita Própria
FINEP	23/12/04	R\$	Investimento em Distribuição e Eficiência Energética	TILP + 5% a.a.	Não aplicável	2011	Aval Neoenergia
FINEP	14/10/09	R\$	Projeto de Inovação	TILP + 5% a.a.	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia
TÍTULOS EXTERNOS	28/12/05	US\$	Investimentos em Distribuição	Libor + 1,875% a.a. + vc	106,75%/107,25%/101,61%/101,72%/103,27% do CDI	2015	Sem garantia
BANCO DO BRASIL	23/03/10	R\$	Capital de giro	CDI + 1% a.a.	Não aplicável	2015	Sem garantia
BANCO DO BRASIL	06/05/10	R\$	Capital de giro	12,149% a.a.	99,5% do CDI	2014	Sem garantia
BNB	09/09/10	R\$	Ampliação e Modernização de Redes de Distribuição	10% a.a.	Não aplicável	2018	Centralização recebíveis, Fundo de Liquidez e Aval Neoenergia
BANCO DO BRASIL	09/12/10	R\$	Capital de giro	11,80% a.a.	Não aplicável	2012	Sem garantia

Para alguns empréstimos foram dadas garantias de receita própria, notas promissórias, aval do acionista controlador, imóveis administrativos, fiança bancária ou aplicações financeiras vinculadas (contas reservas). O total devido em moeda nacional e em moeda estrangeira da Companhia desdobra-se, da seguinte forma:

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Moeda Nacional			
Juros pré-fixados	467.078	163.243	27,5
UFIR	212.531	222.216	37,5
TJLP	223.051	207.437	35,0
CDI	303.591	-	0,0
SELIC	-	-	0,0
Total	1.206.251	592.896	100,0
Principal	1.186.709	591.442	647.690
Encargos	19.542	1.454	1.851
Moeda Estrangeira			
Dólar norte-americano	178.467	186.072	323.985
TJP	297.362	323.985	334.930
Principal	297.362	323.985	334.930
Encargos	10	40	95
Moeda/Indexador			
Dólar norte-americano	-	-	31.944
IGP-M	-	-	9,81
FINEL	-	-	1,90
TJLP	-	-	6,00
CDI	-	-	9,74
SELIC	-	-	12,48

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Moeda Nacional			
Juros pré-fixados	467.078	163.243	27,5
UFIR	212.531	222.216	37,5
TJLP	223.051	207.437	35,0
CDI	303.591	-	0,0
SELIC	-	-	0,0
Total	1.206.251	592.896	100,0
Principal	1.186.709	591.442	647.690
Encargos	19.542	1.454	1.851
Moeda Estrangeira			
Dólar norte-americano	178.467	186.072	323.985
TJP	297.362	323.985	334.930
Principal	297.362	323.985	334.930
Encargos	10	40	95
Moeda/Indexador			
Dólar norte-americano	-	-	31.944
IGP-M	-	-	9,81
FINEL	-	-	1,90
TJLP	-	-	6,00
CDI	-	-	9,74
SELIC	-	-	12,48

	31/12/10			31/12/09			01/01/09		
	Moeda de origem			Moeda de Origem			Moeda de Origem		
Moeda Estrangeira	R\$			R\$			R\$		
Dólar norte americano	178.47	297.362	100,0	186.072	323.985	100,0	143.316	334.930	100,0
Total	297.362			323.985				334.930	
Principal	297.352			323.945			334.835		
Encargos	10			40			95		

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2010 e 2009.

...Continuação

Clientes – Plano Cruzado – Ações movidas por alguns consumidores industriais e comerciais questionando a legalidade da majoração da tarifa de energia elétrica ocorrida na vigência do Plano Cruzado, conforme portarias nºs 38 e 45 do DNEA, de 27 de janeiro e de 4 de março, ambas de 1986, e pleiteando a restituição de valores envolvidos.

Indenização por Perdas – Ações movidas por pessoas físicas e jurídicas, nas quais a Companhia figura como ré, e que tem por objeto indenizações por morte, por danos materiais, danos morais e danos elétricos.

Outras – Diversas ações movidas por pessoas físicas e jurídicas envolvendo repetição de indébito, revisão de débito de consumo medido e não medido (irregularidade de consumo), cancelamento de débito, restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, anulação de dívida, litígios com agentes arrecadadores de contas de energia elétrica, demanda relativa à multa contratual com fornecedores de energia elétrica e serviços e outros.

Fiscais		Referem-se às ações tributárias e impugnações de cobranças, intimações e autos de infração fiscal.						
Valor		Expectativa						
Contingência Fiscal		Ref.	Atualizado	Instância	de Perda	31/12/10	31/12/09	01/01/09
ICMS	(1.1)	125	14,2 ^a e 3 ^a	Provável	125	116	106	-
ISS	(1.2)	11,3	33.311	14,2 ^a e 3 ^a	Possível	-	-	-
ICMS	(2)	1.883	14,2 ^a e 3 ^a	Provável	1.883	1.749	4.226	-
ICMS	(1)	11.583	14,2 ^a e 3 ^a	Possível	-	-	-	-
ICMS	(2)	626	14,2 ^a e 3 ^a	Remota	-	-	-	-
CPMF	(3)	4.130	14,2 ^a e 3 ^a	Remota	-	-	-	-
CSLL	(4)	9.390	14,2 ^a e 3 ^a	Possível	-	-	-	-
TLF/IPTU	(5)	3	14,2 ^a e 3 ^a	Provável	3	-	-	-
		515	14,2 ^a e 3 ^a	Possível	-	-	-	-
		1	14,2 ^a e 3 ^a	Possível	-	-	-	-
REFIS	(6)	15.508	14,2 ^a e 3 ^a	Possível	-	-	-	-
PIS/COFINS	(7)	54.967	14,2 ^a e 3 ^a	Possível	-	-	-	-
COFINS	(8)	15.060	14,2 ^a e 3 ^a	Remota	-	-	-	-
IRPJ	(9)	13.279	14,2 ^a e 3 ^a	Possível	-	-	-	-
INSS	(10)	4.399	14,2 ^a e 3 ^a	Provável	4.399	4.273	5.668	-
ITD s/ Doações Recebidas	(11)	1.503	14,2 ^a e 3 ^a	Possível	-	3	-	-
		241	14,2 ^a e 3 ^a	Remota	-	-	-	-
CIDE	(12)	4.361	14,2 ^a e 3 ^a	Possível	-	-	-	-
		391	14,2 ^a e 3 ^a	Remota	-	-	-	-
Taxas Diversas	(13)	177	Administrativa	Possível	-	-	-	-
Incentivo Fiscal SUDENE	(14)	62.128	Judicial	Possível	-	-	-	-
Outras	(15)	407	14,2 ^a e 3 ^a	Provável	407	347	298	-
		265	14,2 ^a e 3 ^a	Possível	-	-	-	-
Total		236.863			6.816	6.488	10.298	

Os valores foram atualizados monetariamente pela variação da taxa SELIC.

(1.1) Autos de Infração lavrados pela Secretaria Estadual da Fazenda questionando o aproveitamento de créditos do ICMS decorrentes da aquisição de bens utilizados na atividade da Companhia, à luz do que dispõe o Regulamento do ICMS/BA. A Companhia não concorda com a autuação imposta pelo Fisco estadual por entender que a utilização dos referidos créditos está em sintonia com as disposições contidas na Lei Complementar 87/96. Para tanto, a Companhia tem utilizado os meios de defesa necessários para anular o lançamento do ofício.

(1.2) Auto de Infração lavrado contra a Companhia questionando a concessão da redução da base de cálculo do ICMS aos consumidores tipificados no artigo 80, incisos I, II e III do RICMS/BA. A Companhia interpôs impugnação administrativa ao lançamento de ofício, argumentando que a definição das classes de consumo dos consumidores segue as determinações da legislação regulatória e que tais procedimentos já foram ratificados pela própria SEFAZ/BA, mediante soluções de consulta acerca do objeto da autuação.

(1.3) Autos de Infração lavrados pela SEFAZ/BA arguindo supostas divergências entre o imposto declarado no arquivo do Convênio CONFAP nº 115/03 e o valor recolhido informado no demonstrativo de apuração do ICMS. A Companhia protocolou defesa administrativa argumentando a inexistência de recolhimento a menor e apontando que as causas da divergência residem no próprio layout do programa gerador do Convênio 115/03, que não captura todas as operações realizadas pela Companhia. Nos autos da impugnação administrativa foram juntadas todas as comprovações que afastam quaisquer dúvidas quanto à integridade dos recolhimentos do ICMS realizados pela Companhia.

(2) ISS - Autos de infração lavrados por diversos municípios questionando o não recolhimento do ISS próprio e substituição tributária. A Companhia entende que as autuações não procedem, por isso, apresentou impugnação administrativa para anular os efeitos dos autos de infração. Apesar disso, a Companhia optou por provida contábil para os casos carentes de jurisdições convergentes à tese articulada na defesa.

(3) CPMF - Auto de infração lavrado pela Receita Federal do Brasil questionando o não recolhimento da CPMF no período em que a Companhia recolhia os tributos federais através do SIAFI - Sistema Integrado de Administração Financeira do Governo Federal. A Companhia procedeu à impugnação administrativa do auto de infração, juntando os extratos bancários que comprovam a incidência da CPMF sobre as movimentações financeiras ocorridas na conta única SIAFI, sobre a qual aguarda manifestação do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais – CARF.

(4) CSLL - Auto de infração lavrado pela Receita Federal questionando a exclusão da depreciação calculada sobre a correção monetária complementar (IPC/BTNF), na base de cálculo da CSLL. A Companhia interpôs impugnação administrativa defendendo a correção do procedimento adotado. No entanto, as decisões judiciais não entidades tem sido favoráveis ao contábil referente aos casos em que a Companhia não dispõe das guias que comprovam o recolhimento das obrigações pelos prestadores dos serviços.

(5) IPTU - Demandas em esfera administrativa envolvendo cobrança de IPTU nos municípios de Salvador e Itabuna.

(6) Refere-se a divergência no valor consolidado dos débitos declarados no parcelamento alternativo REFIS integralmente quitado em 03/05. No entanto, a Receita Federal alega que há saldo devedor em desfavor da Companhia. Objetivando evitar embargos à suas atividades operacionais pelo cancelamento da concessão de créditos negativos, a Companhia utilizou os instrumentos judiciais cabíveis para suspender a exigibilidade do crédito tributário.

(7) PIS/COFINS - Auto de infração lavrado pela Receita Federal, arguindo ausência de recolhimento das contribuições para o PIS e COFINS sobre as receitas financeiras. A Companhia apresentou impugnação administrativa à referida cobrança e aguarda manifestação do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais – CARF. Ressalte-se que a incidência do PIS e do COFINS sobre receitas financeiras instituídas pela Lei 9.718/98, foi objeto de declaração de inconstitucionalidade pelo Supremo Tribunal Federal.

(8) COFINS - Auto de Infração lavrado em agosto de 2003 arguindo que a Companhia não observou as formalidades legais para realizar a compensação de créditos. Não obstante, a Companhia interpôs defesa judicial para assegurar a legitimidade da compensação realizada.

(9) IRPJ - Auto de infração do ano-calendário 2003, motivado pela falta de retenção do IRRF incidente sobre o pagamento de créditos judiciais. No entanto, a Companhia interpôs impugnação administrativa sob o argumento que o procedimento adotado está lastreado nas disposições contidas no Parecer Normativo COSIT nº 01/2002.

(10) INSS - Notificações Fiscais de Lançamento de Débito – NFD lavradas pelo INSS decorrentes do instituto da solidariedade fiscal na contratação de serviços. A Companhia apresentou impugnação argumentando que a imputação do débito ao contratante somente deve ocorrer após constatado a ocorrência do fato gerador principal. No entanto, foi constituído o patrimônio líquido no balanço, o que em que a Companhia não dispõe das guias que comprovam o recolhimento das obrigações pelos prestadores dos serviços.

(11) ITD – Imposto sobre Transmissão “Causa Mortis” e Doação de Quaisquer Bens ou Direitos – Autos de infração lavrados pela SEFAZ/BA cobrando o recolhimento do ITD sobre a transferência de ativos de particulares para a concessão. A Companhia protocolou impugnação administrativa juntando manifestação do Superior Tribunal de Justiça contrária a incidência do referido imposto sobre essas operações.

(12) CIDE - Autos de infração lavrados pela Receita Federal arguindo ausência de recolhimento da Contribuição de Intervenção do Domínio Econômico – CIDE. A Companhia apresentou impugnação administrativa argumentando a inexistência de base legal na época em que ocorreram os fatos geradores. Processos em andamento no Conselho Administrativo de Recursos Fiscais – CARF.

(13) Corresponde a notificações fiscais envolvendo taxa de licença para ocupação de áreas em vias e logradouros públicos, além de processos judiciais impetrados contra a cobrança da taxa de iluminação pública.

(14) Mandado de segurança impetrado pela Companhia contra solução de consulta emitida pela Receita Federal que contraria o procedimento adotado para apurar o incentivo fiscal SUDENE, o qual consiste na exclusão da provisão para manutenção do patrimônio líquido no balanço, o que reduz o lucro da exploração. Visando suspender a exigibilidade do crédito tributário a Companhia efetua o depósito judicial da parcela controversa.

(15) Diversos processos fiscais impetrados por consumidores questionando a cobrança de PIS e COFINS na conta de energia.

22 Outros Passivos

	Ref.	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Consumidores	(1)	29.594	14.441	47.208
Plano de Saúde (Fundo de Reserva)	(2)	11.580	14.725	22.462
Contribuição para o serviço de iluminação pública - COSIP		9.393	5.476	5.487
Empréstimos compulsórios - ELETROBRÁS		11	372	600
Convênios		1.721	1.202	977
Adiantamento estado		-	736	-
Caução em garantia	(3)	49.007	28.428	19.655
Conta empresa		207	17	776
Encargos CBBE		299	550	1.175
Adiantamentos recebidos		16.902	15.941	7.657
Outras		11.976	6.669	6.328
Total		130.683	88.747	112.325
Circulante		122.022	69.303	74.901
Não Circulante		8.661	19.444	37.424

(1) Obrigações perante consumidores de energia elétrica decorrentes de antecipação de recursos para construção de obras em municípios ainda não universalizados, contas pagas em duplicidade, ajustes de faturamento e outros.

(2) Fundo de Reserva constituído por contribuições sob a forma de pré-pagamento para o Plano de Saúde Brasileiro, por parte da Companhia e participantes (empregados ativos, empregados da FaelBA e assistidos – empregados inativos, aposentados e pensionistas), para atender as despesas com assistência médica (ambulatorial e hospitalar) e odontológica, de seus participantes (titulares e dependentes). O saldo é atualizado mensalmente pela variação de 100% do CDI.

(3) Garantia constituída em espécie para assegurar o cumprimento dos contratos, tanto no que diz respeito a suas cláusulas operacionais, como na obrigatoriedade do pagamento dos encargos dos empregados das empresas fornecedoras de serviços.

23 Patrimônio Líquido

Capital social

Capital social autorizado da Companhia em 31 de dezembro de 2010 e 2009 e 1º de janeiro de 2009 é de R\$ 1.163.007,00 e R\$ 1.163.007,00, o valor correspondente ao incentivo SUDENE apurado a composição do capital social realizado por classe de ações, sem valor nominal, e principais acionistas é a seguinte:

		Nº de Ações (EM UNIDADES)						
Ações Ordinárias		A	B	%	Total	%		
Neoenenergia S.A.	98.122	89,8	7.863.541	40,2	59.315.266	100,0	165.300.880	87,8
	5.597.908	5,1	10.394.196	53,1	-	0,0	15.992.104	8,5
	3.317.800	3,0	994.400	5,1	-	0,0	4.312.200	2,3
Outros	2.266.735	2,1	305.419	1,6	-	0,0	2.572.154	1,4
Total	109.304.516	100,0	19.557.556	100,0	59.315.266	100,0	188.177.338	100,0

		R\$ (EM REAIS)						
Ações Ordinárias		A	B	%	Total	%		
Neoenenergia S.A.	282.702.384	89,8	22.655.879	40,2	170.894.953	100,0	476.253.216	87,8
	16.128.297	5,1	29.947.023	53,1	-	0,0	46.075.320	8,5
	9.559.011	3,0	2.864.995	5,1	-	0,0	12.424.006	2,3
Outros	6.530.757	2,1	879.952	1,6	-	0,0	7.410.708	1,4
Total	314.920.449	100,0	56.347.849	100,0	170.894.953	100,0	542.163.251	100,0

Cada ação ordinária dá direito a um voto nas deliberações da Assembleia Geral. As ações preferenciais, de ambas as classes, não possuem direito de voto, ficando assegurado ainda: (i) as ações preferenciais “Classe A” têm prioridade na distribuição de dividendos, que serão no mínimo 10% (dez por cento) sobre o capital social representado por ações preferenciais “Classe A”; (ii) as ações preferenciais “Classe B”, têm prioridade na distribuição de dividendos, somente após a distribuição de dividendos às preferências “Classe A”, sendo tais dividendos no mínimo 10% (dez por cento) maiores do que os atribuídos às ações ordinárias.

Reserva de Incentivo Fiscal

A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, e que atuam no setor de infraestrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo 551, § 3º, do Decreto nº 3.000, de 26 de março de 1999.

O saldo da reserva de incentivo fiscal apurado até 31 de dezembro de 2007 no montante de R\$ 340.429, foi mantido como reserva de capital e somente poderá ser utilizado conforme previsto em lei. Em atendimento à Lei nº 11.638/07 e CPC 07, o valor correspondente ao incentivo SUDENE apurado a partir da vigência da Lei foi contabilizado no resultado do exercício, e posteriormente transferido para a reserva de lucro devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis conforme previsto no artigo 545 do Regulamento de Imposto de Renda.

A Companhia apurou no exercício findo em 31 de dezembro de 2010 o valor de R\$ 166.364 (R\$ 148.248 em 31 de dezembro 2009) de incentivo fiscal SUDENE, calculado com base no Lucro da Exploração, aplicando a redução de 75% do imposto de renda apurado pelo Lucro Real.

Reserva Especial de Ágio

Essa reserva no montante de R\$ 339.052 foi gerada em função da reestruturação societária da Companhia, que resultou no reconhecimento do benefício fiscal diretamente no patrimônio, quando o ativo foi transferido para a Companhia através da incorporação. (Vide nota explicativa nº 8).

Reserva Legal

A reserva legal é calculada com base em 5% de seu lucro líquido conforme previsto na legislação em vigor, limitada a 20% do capital social. A Companhia não constituiu reserva legal no exercício por já ter atingido esse limite.

Reserva de Retenção de Lucros

A Lei das S.A. permite às sociedades reterem parcela do lucro líquido do exercício, prevista em orçamento de capital, previamente aprovado pela Assembleia Geral.

Em 31 de dezembro de 2010, a Companhia mantém em seu patrimônio líquido Reserva de Retenção de Lucros, no montante de R\$ 65.478 (R\$ 65.159 em 31 de dezembro de 2009 e R\$ 65.069 em 1º de janeiro de 2009) a qual foi constituída de acordo com o artigo 196 da Lei das S.A.

Outros Resultados Abrangentes

No patrimônio líquido, a demonstração dos outros resultados abrangentes, em atendimento ao CPC 26, inclui os ganhos e perdas decorrentes da mensuração a valor justo do ativo indenizável (concessão) líquida dos efeitos tributários.

24 Receita Bruta

	Ref.	31/12/10	31/12/09
Fornecimento de Energia	(a)	2.061.618	1.940.476
Receita de operação e manutenção		1.982.207	1.883.249
Remuneração financeira wacc		79.411	57.227
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	(b)	50.034	13.249
Disponibilização do Sistema de Transmissão	(c)	3.359.963	2.929.285
Receita de operação e manutenção		3.358.472	2.928.559
Remuneração financeira wacc		491	725
Receita de Construção (vide nota explicativa 3, item 5)		693.153	631.724
Outras Receitas	(d)	74.708	62.750
Total		6.239.476	5.577.484

(a) Fornecimento de Energia

A Composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores é a seguinte:

		Nº de consumidores		MWh (1)		R\$	
		faturados (1)²		31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09
Consumidores:							
Residencial		4.290.998	4.059.661	5.200.269	4.836.676	2.078.339	1.806.361
Industrial		21.565	20.942	3.459.558	3.564.156	939.033	910.476
Comercial		307.476	296.826	2.767.009	2.643.569	1.235.749	1.109.506
Rural		195.504	192.463	1.090.159	1.009.854	217.618	189.049
Poder Público		45.923	43.050	600.767	572.881	239.829	199.990
Iluminação Pública		15.970	15.904	706.099	700.360	132.161	122.565
Serviço Público		8.243	7.298	748.480	741.020	160.81	163.156
Consumo Próprio		347	361	14.334	14.876	-	-
Suprimento		1	1	-	-	-	-
Fornecimento não faturado		-	-	-	-	14.262	640
Transferência para atividade de distribuição (2)		-	-	-	-	(3.260.057)	(2.873.577)
Subtotal		4.886.027	4.636.506	14.586.675	14.083.392	1.757.745	1.628.166

Acordo Geral do Setor Elétrico - Subvenção a tarifa social - baixa renda

4.886.027 4.636.506 14.586.675 14.083.392 2.061.618 1.940.476

(1) Informações não examinadas por auditores independentes.

(2) Vide comentários nota (c) a seguir.

(b) Câmara de Comercialização de Energia – CCEE

Os montantes de receitas/despesas faturados e/ou pagos pelas concessionárias que tiveram excedente/falta de energia, comercializados no âmbito da CCEE, foram informados pela mesma e referendados pela Companhia.

	31/12/10		31/12/09	
Compra	MWh (1)	R\$	MWh (1)	R\$
CCEE	-	-	54.952	876
Ajustes (2)	-	27.516	-	8.078
Total	-	27.516	54.952	8.954

	31/12/10		31/12/09	
Venda	MWh (1)	R\$	MWh (1)	R\$
CCEE (3)	468.965	50.034	438.772	13.249
(1) Informações não examinadas por auditores independentes.				

(c) Disponibilização do Sistema de Distribuição

A receita com Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD refere-se basicamente à venda de energia para consumidores livres e cativos com a cobrança de tarifa pelo uso da rede de distribuição.

	ref.	31/12/10	31/12/09
Receita de Uso da Rede Básica / Sistema de Conexão		99.906	95.708
Transfer. Atividade de Comercialização (Consumidores Cativos)	(1)	3.260.057	2.873.577
Total		3.359.963	2.929.285
(1) Em atendimento ao Despacho ANEEL n.º 1.618 de 23/04/2008, a Companhia efetuou a segregação da receita de comercialização e distribuição utilizando uma "turd média" calculada a partir da turd homologada para consumidores cativos.			
(d) Outras receitas			
		31/12/10	31/12/09
Renda da prestação de serviços		31.785	33.049
Arrendamentos e aluguéis		19.582	18.773
Serviço taxado		4.073	5.406
Taxa de iluminação pública		2.902	-
Custo de adm. nas faturas de fraude		11.091	5.489
Outras receitas		5.275	33
Total		74.708	62.750

25 Deduções da Receita Bruta

	Ref.	31/12/10	31/12/09
Impostos:		31/12/10	31/12/09
- ICMS		(1.037.019)	(914.781)
- PIS		(91.523)	(79.938)
- COFINS		(421.713)	(368.385)
- ISS		(3.493)	(2.816)
Encargos Setoriais:		31/12/10	31/12/09
- Quota para Reserva Global de Reversão - RGR		(52.373)	(43.748)
- Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(29.940)	(27.639)
- Subvenção - Conta Consumo de Combustível - CCC		(159.940)	(108.106)
- Programa de Eficiência Energética - PEE		(18.678)	(16.789)
- Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT		(7.441)	(6.674)
- Empresa de Pesquisa Energética - EPE		(3.720)	(3.804)
- Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(7.441)	(6.6

...Continuação

Descrição	Contraparte	Data dos Contratos	Data de Vencimento	Posição	Moeda Estrangeira			Valores de Referência Moeda Local			Valor Justo			Efeito acumulado 31/12/10
					31/12/10	31/12/09	01/01/09	31/12/10	31/12/09	01/01/09	31/12/10	31/12/09	01/01/09	
Contratos de swaps:														
Swaps:														
Ativa	Banco Votorantim	12/01/01	22/03/11	USD + 3,446% a.a.	USD 535	USD 1.649	USD 2.827	R\$ 1.040	R\$ 3.209	R\$ 5.501	1.215	3.969	8.677	(279)
Passiva				CDI - 6% a.a.							2.384	7.116	10.910	
											(1.168)	(3.147)	(2.233)	
Swap														
Ativa	Bancos ABN	11/07/06 / 15/06/09	26/06/2013 / 22/06/10	LIBOR + 1% a.a. / USD 6M LIBOR + 1,8	USD 150.000									
	AMRO e Citibank		26/06/2015	106,75% / 107,25% / 101,61% / 101,72% / 103,27% / 100,40% e 102,87% do CDI		USD 150.000	USD 150.000	R\$ 301.017	R\$ 317.315	R\$ 328.500	240.871	256.142	340.515	
Passiva	Merrill Lynch e BNP Paribas	26/08/10 / 10/12/10									301.398 (60.527)	317.644 (61.502)	332.570 7.945	(43.451)
Swap														
Ativa	Banco Votorantim	30/07/04	27/01/14	USD + 13,4853% a.a.	USD 7.012	USD 9.523	USD 12.434	R\$ 21.191	R\$ 28.779	R\$ 37.575	20.804	25.588	49.659	(11.352)
Passiva				IGPM + 13,95% a.a.							69.422 (48.618)	75.059 (49.471)	101.239 (51.580)	
Swap														
Ativa	Banco do Brasil	06/05/10	14/04/14	12,16 a.a.	-	-	-	R\$ 100.000	-	-	108.246	-	-	1.571 (108.742)
Passiva				99,5% do CDI							106.675	-	-	
											1.571	-	-	

Consistente facultado pela Deliberação CVM 604, que aprovou os pronunciamentos técnicos CPC 38, 39 e 40, a Companhia contabilizou os instrumentos derivativos de acordo com a metodologia de contabilidade de operação *hedge* (*hedge accounting*). Por essa metodologia, os impactos na variação do valor justo dos derivativos utilizados como instrumento de *hedge* são reconhecidos no resultado de acordo com o reconhecimento do item que é objeto de *hedge*. Os *hedges* da Companhia foram avaliados como efetivos. Os derivativos (instrumentos de *hedge*), e as dívidas em moeda estrangeira e o empréstimo Banco do Brasil (NCC), respectivos itens objeto de *hedge*, foram ajustados ao valor justo. A valorização ou a desvalorização do valor justo do instrumento destinado a *hedge* e do item objeto de *hedge* foram registradas em contrapartida da conta de receita ou despesa financeira, no resultado do exercício.

Fatores de Risco:

- Riscos financeiros
- Risco de Variação Cambial

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de elevação nas taxas de câmbio, que aumentem os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e das debêntures em moeda nacional indexadas a variação cambial captadas no mercado. A Companhia, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo com exposição cambial não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui em 31 de dezembro de 2010, operações de “*hedge*” cambial, representando 100% do endividamento com exposição cambial.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2010 a Companhia apurou um resultado negativo nas operações de “*hedge*” cambial no montante de R\$ 53.511 (R\$ 118.448, resultado negativo em 31 de dezembro de 2009).

A tabela abaixo demonstra a análise de sensibilidade do risco da taxa de câmbio do US\$, mantendo-se todas as outras variáveis constantes, no lucro da Companhia (devido às variações no valor justo de ativos e passivos monetários) e no patrimônio líquido da Companhia:

	Variação na taxa do US\$	Efeitos	
		No resultado	No patrimônio líquido
2010	8,63%	555	555
2009	3,38%	4	4

- Risco de encargos de dívida

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. A Companhia, com o objetivo de acomodar a taxa de juros do mercado refletida no CDI e reduzir sua exposição a taxas pré-fixadas, contratou derivativo utilizando *swap* de taxa pré-fixada por CDI. Adicionalmente, a Companhia monitora continuamente as taxas de juros do mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de proteção contra o risco de volatilidade dessas taxas.

A tabela abaixo demonstra a análise de sensibilidade de uma possível mudança nas taxas de juros, mantendo-se todas as outras constantes no lucro da Companhia.

	Aumento/redução em pontos-base	Efeitos	
		No resultado	No patrimônio líquido
2010			
Ativos financeiros			
CDI	0,99	1.219	1.219
Passivos financeiros			
CDI	0,99	(11.071)	(11.071)
TJLP	-	-	-
IGPM	(6,32)	11.521	11.521
2009			
Ativos financeiros			
CDI	0,66	1.768	1.768
Passivos financeiros			
CDI	0,66	(4.611)	(4.611)
TJLP			
IGPM	6,21	(11.219)	(11.219)

Essas análises de sensibilidade têm por objetivo ilustrar a sensibilidade a mudanças em variáveis de mercado nos instrumentos financeiros da Companhia. As análises de sensibilidade acima demonstradas são estabelecidas com o uso de premissas e pressupostos em relação a eventos futuros. A Administração da Companhia revisa regularmente essas estimativas e premissas utilizadas nos cálculos. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade inerente ao processo utilizado na preparação dessas análises.

- Riscos operacionais
- Risco de crédito

O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. Para reduzir esse tipo de risco e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, a Companhia monitora as contas a receber de consumidores realizando diversas ações de cobrança, incluindo a interrupção do fornecimento, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores o risco de crédito é baixo devido a grande pulverização da carteira.

- Risco de vencimento antecipado

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis (“*covenants*” financeiros). O descumprimento dessas restrições pode implicar em vencimento antecipado da dívida (vide notas explicativas nºs 15 e 16).

- Risco quanto à escassez de energia

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

- Gestão do Capital

A Companhia promove a gestão de seu capital através de políticas que estabelecem diretrizes qualitativas aliadas a parâmetros quantitativos que visam a monitorar seu efetivo cumprimento. A gestão do capital consiste em estabelecer níveis de alavancagem que maximizam valor para a empresa, considerando o benefício fiscal da dívida, o custo de endividamento e todos os diversos aspectos envolvidos na definição da estrutura ótima de capital.

A política financeira do Grupo ao qual pertencemos tem como objetivo estar no primeiro quartil de empresas privadas no setor elétrico brasileiro com maior rating, através da manutenção dos seguintes indicadores:

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da **Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA** tendo examinado, em reunião nesta data, as Demonstrações das Demonstrações financeiras relativas ao Exercício Social de 2010, compreendendo o relatório da administração, o balanço patrimonial, as demonstrações do resultado, de mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas e balanço social, bem como a proposta de destinação de lucro, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria e pelo contador da Companhia e considerando, ainda, o parecer dos auditores independentes, Ernst & Young e do Conselho Fiscal, aprovou os referidos documentos e propõe sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Rio de Janeiro, 28 de janeiro de 2011
Gonzalo Gómez Alcántara
José Maurício Pereira Coelho
Luciana Freitas Rodrigues (suplente)
Marcelo Maia de Azevedo Corrêa
Marcelo Souza Marinho
Mario José Ruiz-Tagle Larrain (suplente)

MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

DIRETORIA EXECUTIVA
Moisés Afonso Sales Filho
Diretor-Presidente
Erik da Costa Breyer
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
Paulo Roberto Dutra
Diretor de Planejamento e Controle
Lady Batista de Moraes
Diretora de Gestão de Pessoas
Solange Maria Pinto Ribeiro
Diretora de Regulação

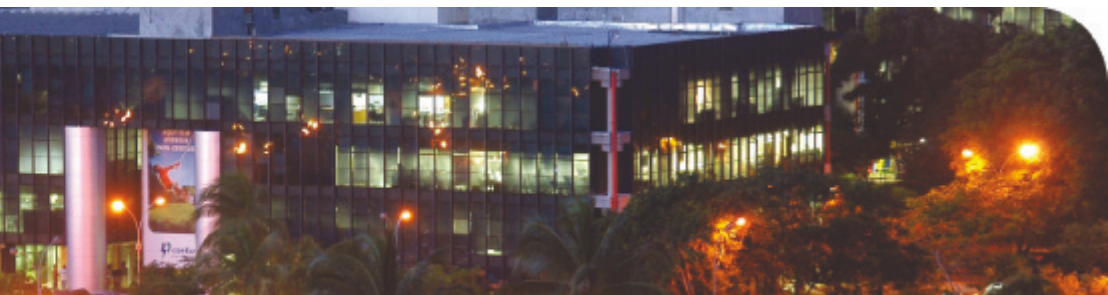
RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Acionistas, Conselheiros e Diretores da
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA
Salvador – BA

Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA (“Companhia”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2010 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

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

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.



As movimentações no valor justo dos ativos do plano são as seguintes:

	Nº 1 - CD		Nº 2 - BD	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Valor justo dos ativos no início do ano	1.861	2.765	344.865	329.009
Rendimento esperado no ano	258	344	32.391	29.263
Ganho/(perda) atuariais nos ativos do plano	(953)	(1.877)	12.027	8.856
Contribuições da patrocinadora	654	639	50	53
Contribuições de participantes	11	-	49	26
Benefícios pagos pelo plano	-	-	(23.738)	(22.342)
Valor justo dos ativos no final do ano	1.831	1.861	365.644	344.865

A Deliberação CVM nº 600/09, em linha com os procedimentos contábeis estabelecidos no CPC 33 – Benefícios a Empregados, determina o registro de um passivo quando o montante das obrigações ultrapassa o valor dos ativos do plano de benefícios, e de um ativo quando o montante dos ativos supera o valor das obrigações do plano. Nesta última hipótese o ativo somente deverá ser registrado quando existirem evidências de que este poderá reduzir efetivamente as contribuições da patrocinadora ou que será reembolsável no futuro.

Principais premissas econômicas adotadas para os cálculos atuariais referentes aos exercícios de 2010 e 2009:

	Nº 1 - CD		Nº 2 - BD	
	2010	2009	2010	2009
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	10,77%	9,73%	10,77%	9,73%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano	11,84%	11,84%	9,73%	9,73%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	6,59%	6,59%	4,50%	4,50%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	4,50%	Não aplicável	4,50%	4,50%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
Taxa de rotatividade esperada	0,15 / (tempo de serviço + 1)	0,15 / (tempo de serviço + 1)	Nula	Nula
Fator de capacidade	Não aplicável	Não aplicável	0,58	0,58
Tábuas biométricas de mortalidade geral	AF-2000	AF-2000	AF-2000	AF-2000
Tábuas biométricas de mortalidade de invalidez	Não aplicável	Não aplicável	AF-83	AF-83
Tábuas biométricas de entrada em invalidez	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	100% na data da aposentadoria normal	100% na data da elegibilidade ao benefício programado (Aposentadoria)	Não aplicável	Não aplicável

Outros Benefícios

Além dos benefícios concedidos por intermédio dos planos de previdência complementar, a Companhia oferece outras vantagens a seus empregados, tais como: plano de saúde, auxílios-refeição, transporte, funeral e creche, capacitação e desenvolvimento profissional, que são periodicamente negociadas por ocasião dos acordos coletivos de trabalho. No exercício findo em 31 de dezembro de 2010, a Companhia dispendeu com essas rubricas o montante de R\$ 22.608 (R\$ 21.378 em 2009).

33 Seguros

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros, de acordo com os corretores de seguros contratados pela Companhia está demonstrado a seguir:

Riscos	Data de vigência	Importância Segurada (R\$)	Prêmio
Riscos nomeados - subestações e usinas	08/10/10 a 08/10/11	245.628	524
Riscos nomeados - imóveis próprios e locados	08/10/10 a 08/10/11	118.904	254
Responsabilidade civil geral - operações	08/10/10 a 08/10/11	-	498
Veículos	08/10/10 a 08/10/11	-	50

Os seguros da Companhia são contratados conforme as respectivas políticas de gerenciamento de riscos e seguros vigentes, com as principais apólices descritas a seguir:

Riscos nomeados – imóveis próprios, locados (de/ou para terceiros), almoxarifados, subestações e usinas – pela apólice contratada estão cobertos os principais equipamentos das subestações e usinas, com seus respectivos valores segurados e limites máximos de indenização. Tem cobertura secundária básica contra incêndio, queda de raio e explosão de qualquer natureza, sendo que as subestações e usinas têm cobertura adicional contra danos elétricos.

Responsabilidade civil geral – cobertura às reparações por danos involuntários, pessoais e/ou materiais causados a terceiros, em consequência das operações comerciais da Companhia. O Limite Máximo de Indenização – LMI contratado para a Apólice de Responsabilidade Civil Geral da COELBA é de R\$ 8.000, aplicado por sinistro ou série de sinistros resultantes de um mesmo evento.

A soma de todas as indenizações e despesas pagas pela presente apólice de Responsabilidade Civil em todos os sinistros reclamados durante a vigência, não poderá exceder, em hipótese alguma, ao limite agregado de uma vez e meia a importância segurada, ou seja, ao valor de R\$ 12.000.

Transporte (Nacional e Internacional) – garante o pagamento de uma indenização ao segurado caso os bens (novos ou usados) em trânsito, transportados através das vias marítimas, fluviais, lacustres, aéreas, rodoviárias ou ferroviárias; devidamente averbados, sofram uma avaria (sinistro), em qualquer localidade do território nacional (transporte nacional) ou no exterior (transporte internacional).

Veículos – coberturas básicas de responsabilidade civil facultativa de veículos, casco e acidentes pessoais coletivos; e coberturas adicionais de quebra de vidros, assistência 24 horas e carro reserva por sete dias em caso de sinistro ou roubo. Os Veículos são segurados a valor de mercado, tomando como base a “Tabela Fipe”, não tendo um valor fixo a título de importância segurada.

34 Questões Ambientais

A Companhia pauta sua conduta pela preservação do Meio Ambiente e respeito à legislação ambiental e vem garantindo a melhoria do Sistema de Gestão Ambiental – SGA, criado em 2005 cujas ações voltadas para a sustentabilidade são diversas e cada vez mais arraigadas ao negócio da Empresa.

Em 2010, dentre as ações voltadas à preservação do meio-ambiente destacam-se:

Manejo da Vegetação – Projeto voltado para a melhoria da arborização urbana e rural, através da qualificação de equipes que realizam a atividade de poda de árvores com módulos de técnicas de poda, ferramenta adequado, planejamento da arborização urbana, incentivo ao plantio de espécies adequadas na via urbana e legislação ambiental, realizado em parceria com as Prefeituras Municipais. Foi elaborada a 2ª edição do Guia de Manejo da Arborização Urbana da Coelba.

Mapeamento de Ruído nas Subestações – Como uma das ações do SGA, foi realizado o mapeamento de ruído ambiental com avaliações pontuais nas áreas externas e internas das subestações da Coelba, existentes em todo o Estado da Bahia. Os resultados obtidos destas medições demonstraram que todas as subestações da Coelba, existentes no estado da Bahia estão de acordo com os parâmetros de avaliação definido pela NBR 10151: 2000 – Avaliação do Ruído em Áreas Habitadas, visando o conforto da comunidade, garantindo assim a melhoria contínua do SGA.

Rede Compacta/Linha Verde – Utilização de cabos elétricos protegidos evitando acidentes por contato com árvores, reduzindo a necessidade de poda da arborização e melhorando o desempenho do sistema elétrico.

Projeto de Educação Ambiental Ecotrilha (PEA) – O Projeto Ecotrilha em parceria com a Faculdade Areal e Odebrecht, voltado para crianças, jovens e adultos de escolas e instituições públicas e particulares, tem o propósito de trabalhar com os visitantes a importância da questão ambiental em nosso dia a dia, visando conservação da fauna, flora mananciais hídricos, a biodiversidade e os emanescimentos de Mata Atlântica.

Projeto Taboarte – Visa o desenvolvimento sustentável do artesanato de taboa em Maracanhã, município de São Sebastião do Passé, realizado em parceria com o Sebrae, a Secretaria de Meio Ambiente do Estado da Bahia e a Prefeitura de São Sebastião do Passé.

Projeto Despertar – Projeto desenvolvido em parceria com o Serviço Nacional de Aprendizagem Rural, para desenvolver o Programa Sociambiental em 50 municípios baianos para a rede de ensino de escolas na área rural.

Gestão Sustentável de Resíduos – Diversas ações que contribuem para a melhoria da gestão dos resíduos gerados no processo produtivo da empresa, a exemplo de:

- Projeto Logisverde - reutilização de carretéis de madeira proveniente da aquisição de condutores usados nas redes e linhas da Coelba;
- Descarte de Lâmpadas Fluorescentes - coleta e descontaminação de lâmpadas fluorescentes queimadas de suas instalações, oferecendo este serviço aos seus colaboradores, para as comunidades de baixa renda que fazem parte do programa de eficiência energética da Companhia, e para o Centro Administrativo do Estado da Bahia, através de um convênio firmado entre a concessionária e o governo do Estado.
- Coleta de Óleo Residual - com a Comanche Clean Energy que consiste em coletar o óleo residual produzido nas casas dos colaboradores e nos dois restaurantes da empresa para ser reciclado e reutilizado no processo de produção de biodiesel.

A Companhia realiza ainda investimentos voltados à conservação do meio ambiente, que se encontram inseridos nos Projetos e Programas de Investimentos, e que tem por motivadores os “condicionantes ambientais”, que correspondem a compensações que devem ser realizadas quando da execução dos projetos, visando reparar, atenuar ou evitar danos ao meio ambiente onde será realizado o empreendimento.

Destacamos abaixo os recursos aplicados de modo a atender aos seus compromissos com o meio ambiente.

	Ativo	31/12/09	31/12/10	31/12/09
Recursos Aplicados	55.140	42.939	8.857	9.693

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da **Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA**, dando cumprimento ao que dispõe o artigo 163 da Lei nº 6404/76, e suas posteriores alterações, examinou o relatório da administração e demonstrações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2010, compreendendo: balanço patrimonial, demonstrações do resultado, de mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas e balanços sociais.

Com fundamento nas análises realizadas e no Relatório dos Auditores Independentes sobre as Demonstrações Financeiras, este Conselho opina no sentido de que as Demonstrações Financeiras, acima referidas, estão em condições de serem submetidas à apreciação e aprovação dos Senhores Acionistas.

Rio de Janeiro, 26 de janeiro de 2011
Mônica Romero Monteiro Marinho

Presidente
Fabrício Duque Estrada Meyer Chagas
Luiz Carlos Faria Ribeiro

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA 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 normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*, e de acordo com práticas contábeis adotadas no Brasil.

Outros assuntos

Examinamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2010, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas e como informação suplementar 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.

Salvador, 25 de janeiro de 2011

ERNST & YOUNG TERCO
Auditores Independentes S.S.
CRC-2 SP 015199/O-6-F-BA

Paul



RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO

2010

CARTA DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Senhores e Senhoras Acionistas,

Submetemos para apreciação o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras da Companhia, acompanhadas do Parecer dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2010.

Um ponto relevante a ser destacado é que as Demonstrações Financeiras apresentadas estão em conformidade com o novo padrão contábil estabelecido pelo International Accounting Standards Board – IASB (conhecido como IFRS) e consubstanciada na Instrução CVM nº 457, de 13 de julho de 2007, que determina a aplicação desta nova prática contábil a partir do exercício findo em 2010. O ano de 2009 está sendo representado sob as mesmas práticas contábeis para efeito de comparabilidade.

Em 2010, a Companhia Energética de Pernambuco – CELPE completou 45 anos, um marco na história da Companhia que reafirma o compromisso em distribuir energia elétrica aos pernambucanos, com qualidade, de forma sustentável e socialmente responsável, contribuindo decisivamente para o desenvolvimento do Estado.

Destaca-se ainda a contínua evolução da base de clientes, tendo atingido em 2010 a marca de 3,1 milhões de contratos ativos, dos quais 2,8 milhões residenciais, sendo que os consumidores de baixa renda foi 1,6 milhão.

O programa de Investimentos, onde a CELPE aportou R\$ 229,3 milhões, trouxe relevantes melhorias e ampliação da rede, com destaque para a construção de três Subestações de 69/13,8 kV: Macaparana, na Zona da Mata Norte do Estado; Afrânio, no Sertão; e Enseada dos Corais, no Cabo de Santo Agostinho. Destacamos também a construção da primeira etapa da Subestação 138/69 kV Ouricuri e a ampliação de potência da Subestação Cavangá, na Região Metropolitana do Recife, além da Construção da Linha de Distribuição de alta tensão (69 kV) Derivação Brejão/Brejão.

Os investimentos realizados possibilitaram, ainda, a realização de 85 mil novas ligações urbanas e 22 mil novas ligações rurais. O volume total de investimentos realizados desde a privatização da Companhia classifica a CELPE como maior investidor privado no Estado de Pernambuco.

A CELPE encerrou o ano com um lucro líquido de R\$ 448,3 milhões, 2,6% inferior ao realizado no ano de 2009. O EBITDA (geração de caixa operacional) de R\$ 719,9 milhões foi 20,6% inferior ao ano anterior. As Receitas Operacionais de R\$ 4,21 bilhões para R\$ 4,24 bilhões, uma elevação de 0,3%. O mercado cativo de fornecimento registrou uma elevação de 5,09% em relação a 2009, havendo um crescimento da energia entregue no Estado em 8,56%. A margem EBITDA foi de 25,17% e a margem bruta de 10,57%.

A CELPE foi classificada pela agência internacional de risco Standard & Poor's, com rating "BB+" na Escala Global e "brA++" na Escala Nacional Brasil.

Seguindo a estratégia adotada nos anos anteriores, a CELPE manteve o endividamento no longo prazo, utilizando recursos de bancos e agências de fomento para financiar seus planos de investimento, tendo firmado contratos com o BNDES, FINEP e ELÉTROBRAS Emergencial, com ingressos para financiamento de CAPEX em 2010 de R\$ 104,8 milhões. Ainda no plano financeiro destaca-se emissões de Notas de Crédito Comocial (NCC) no valor total de R\$ 145 milhões, tendo como credor o Banco do Brasil. Ainda no plano financeiro, destaca-se a liquidação antecipada da 1ª Emissão de Debêntures (saldo de R\$ 88 milhões).

Na gestão operacional, cumpre destacar a continuidade na melhoria do desempenho na redução das perdas de energia que alcançaram 15,16% em 2010, uma queda de 2,82% (0,44 p.p.) em relação às perdas registradas em 2009, de 15,60%. O Índice de Arrecadação foi de 99,86% das faturas vencidas no ano, o que reflete a seriedade da política de cobrança e o aperfeiçoamento das práticas de combate à inadimplência. Os indicadores de qualidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção) foram respectivamente de 17,10 horas e 7,26 vezes.

Valer destacar também o esforço organizacional na eficiência dos processos, que trouxe importantes avanços na redução das despesas, disseminando nosso compromisso com a melhoria contínua e a inovação. Este esforço foi coroado com a obtenção do Prêmio da Qualidade e Gestão Pernambuco, na categoria Ouro, concedido pelo Programa Pernambuco da Qualidade (PROPEQ).

No âmbito da responsabilidade social, destaca-se a continuidade do programa "CELPE nas Comunidades de Baixa Renda" que, até o final de 2010, proporcionou a doação de mais de 38 mil geladeiras e 512 mil lâmpadas fluorescentes compactas. Além disso, foram realizados relevantes projetos de Eficiência Energética em Hospitais Barão de Lucena, Regional de Arcoverde, Geral de Prazeres, Jesus Nazareno e Universitário Oswaldo Cruz, além do CEFET. No Hospital Maria Lucinda e no Abrigo Cristo Redentor também foram substituídos os chuveiros elétricos por sistema de aquecimento solar.

A CELPE encerrou o exercício com quadro de pessoal próprio de 1,7 mil empregados e força de trabalho superior a 7,3 mil pessoas.

Neste ano de 2010 a capacidade de superação da CELPE em situações críticas foi demonstrada. Sua atuação nos municípios da Zona da Mata Sul destruídos pelas enchentes do mês de junho foi um exemplo de mobilização, solidariedade, competência e compromisso com a sociedade. A pronta e eficiente atuação da empresa desde o primeiro momento foi fundamental, não apenas para o rápido restabelecimento da energia, mas para a capacidade de reação das comunidades atingidas pela calamidade.

São por estes resultados que a CELPE reafirma seu compromisso com o desenvolvimento de Pernambuco e do País, ao tempo que agradece a todos os seus Acionistas, Conselho de Administração e Fiscal, colaboradores, clientes, fornecedores e Governos Municipais, Estadual e Federal.

MARCO GEOVANNI TOBIAS DA SILVA
Presidente do Conselho de Administração

1 CONJUNTURA ECONÔMICA

Segundo as estimativas da Agência Estadual de Planejamento e Pesquisa de Pernambuco (Condepe/Fidem), Pernambuco deve registrar em 2010 um crescimento entre 8,5% e 9,5% do seu Produto Interno Bruto (PIB), quando comparado com o ano de 2009. Número a ser comemorado porque a economia pernambucana resistiu firmemente aos efeitos da crise. Este resultado decorre dos investimentos públicos e privados em andamento no Estado, que sustentaram o dinamismo da economia pernambucana em 2010, e deverão dar continuidade a essa expansão nos próximos anos, em um novo ciclo da economia brasileira e pernambucana. Em termos da expansão da base produtiva do Estado, podem se destacar como fatores propulsores da economia, cinco grandes blocos de setores produtivos: Refino, Petroquímica e agregados; Construção Naval, Automotivo e Siderurgia; Alimentos; Logística e Turismo.

2 AMBIENTE REGULATÓRIO

2.1. REAJUSTE TARIFÁRIO

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em 29 de abril de 2010, publicou no Diário Oficial da União - DOU a Resolução Homologatória nº 973, estabelecendo as tarifas a serem praticadas pela CELPE no período de 29 de abril de 2010 a 28 de abril de 2011. Tais tarifas foram reajustadas, em média, em 5,75%, sendo 3,01% relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 2,74% referentes aos componentes financeiros pertinentes.

O efeito médio percebido pelos consumidores foi de –8,70%. Esse efeito varia conforme o nível de tensão ao qual o consumidor está conectado. Os consumidores de baixa tensão, Grupo B, composto principalmente pelos residenciais, perceberam um efeito em sua tarifa em torno de –10,19%. Este representa mais de 99,8% (noventa e nove vírgula oito por cento) do total de consumidores da CELPE. Já os clientes do Grupo A, dentre eles os industriais e comerciais de médio e grande porte, ligados em alta tensão, perceberam uma variação média de –5,9% (cinco vírgula noventa e seis por cento negativos) na nova tarifa.

No caso dos clientes da subclasse Residencial Baixa Renda, a redução foi maior, atingindo, em média, –14,48%. Conforme estabeleceram as Leis 12.111/09 e 12.212/10, esses consumidores passaram a ter subsídio adicional, com isenção dos encargos da Conta de Consumo de Combustíveis Fosséis dos Sistemas Isolados (COC) e do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFAN). Os clientes residenciais classificados como Baixa Renda contam com o benefício da Tarifa Social, que garante um desconto de 15% sobre o valor da fatura. Esses consumidores correspondem a 52% do total de clientes da CELPE.

O Reajuste Tarifário de 2010 foi realizado em conformidade com a cláusula sétima do contrato de concessão da CELPE nº 26/2000, a qual prevê que a Poder Concedente procederá, anualmente, o reajuste dos valores das tarifas aplicáveis à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica. Para este fim, o Poder Concedente aplica fórmula prevista na cláusula sétima do contrato de concessão, onde são observadas as variações dos custos não gerenciáveis da concessionária - Parcela A (compra de energia, encargos e tributos) e a variação anual do IGPM, o qual reajusta os custos gerenciáveis - Parcela B (custos de operação e manutenção, depreciação e remuneração de capital), que compõem a Receita da Concessionária.

Os encargos setoriais e tributos continuam tendo uma grande participação nos custos da tarifa de energia elétrica, representando 34% da mesma. Já as despesas de transmissão e distribuição de energia respondem por 40%. Cabe à CELPE os 26% restantes para cobrir os custos de operação, manutenção, administração do serviço e investimentos.

2.2. QUARTO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO

Em abril de 2010, a CELPE assinou o quarto aditivo ao Contrato de Concessão nº 26/2000 que, conforme proposta da ANEEL, altera os procedimentos de cálculo de reajuste de tarifas a partir de fevereiro/2010, para estabelecer a neutralidade dos encargos setoriais em função das variações de mercado.

Os Contratos de Concessão e o regime econômico das concessões de distribuição de energia elétrica alocam para as distribuidoras os riscos da variação do mercado, implicando em possibilidades de ganhos e perdas.

Por meio do Despacho nº 245, como resultado da Audiência Pública 043/2009, a ANEEL propôs a alteração do contrato de concessão, no sentido de estabelecer nova disciplina regulatória instaurando a neutralidade dos encargos setoriais nos cálculos de reajustes tarifários anuais a partir de 2010. Em função da proposta feita pela ANEEL, houve adesão das distribuidoras da Neoenergia, bem como das demais distribuidoras do país para a realização de aditivo contratual.

Os efeitos do referido aditivo foram percebidos no processo de reajuste 2010 da CELPE com o efeito de redução de 0,28% do índice de reajuste em relação às regras anteriores.

2.3. CONDIÇÕES DE FORNECIMENTO

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em 9 de setembro de 2010, publicou no Diário Oficial da União - DOU a Resolução Normativa nº 414, onde estabelece as disposições atualizadas e consolidadas, relativas às Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, a serem observadas na prestação e no atendimento do serviço público de energia elétrica, tanto pelas concessionárias e permissionárias quanto pelos consumidores.

Esta resolução traz grandes impactos nos processos operacionais da Companhia, entre os quais destacamos:

- Obrigação de implantar atendimento presencial e exclusivo em todos os municípios da área de concessão; e
- Impedimento à suspensão do fornecimento de energia elétrica após o decurso do prazo de 90 dias, contado da data da fatura vencida e não paga, salvo comprovado impedimento da sua execução por determinação judicial ou outro motivo justificável, ficando suspensa a contagem pelo período do impedimento;
- A distribuidora não poderá condicionar o atendimento de pedidos de religação, de aumento de carga, de contratação de fornecimentos especiais ou de serviços à quitação de débitos referentes a outras unidades consumidoras de titularidade diferente;
- Os prazos para atendimento de pedidos de ligação e religação, tanto urbana quanto rural, foram reduzidos;
- Exigência de implantação da certificação ISO 9000 para os processos de tratamento de reclamações dos consumidores e de coleta e apuração dos padrões de atendimento comerciais;
- Estabelecimento de compensações aos consumidores em função de não cumprimento de prazos no atendimento comercial em geral;
- As regras de leitura e faturamento ficaram mais flexíveis no sentido de reduzir perdas comerciais;
- Critérios para definição de responsabilidade financeira da distribuidora em obras de expansão e/ou reforço do sistema de distribuição;
- No caso de procedimentos irregulares, modifica regras para cálculo do consumo a ser recuperado e limita período máximo de cobrança a 36 meses, à data da última inspeção ou a 6 meses, quando o seu início não for comprovado tecnicamente ou pelo histórico de consumo;
- Reduz a cobrança de taxa administrativa nos processos de irregularidade (antes de até 30% do total do débito), convertendo-a em taxa fixa;
- Na concessão do benefício tarifário ao irrigante, o débito em outra Unidade Consumidora de mesma titularidade não suspende a concessão do benefício;
- Estabelece a abertura de contratos para consumidores potencialmente livres; e
- Estabelece a obrigatoriedade de transferência dos ativos de Iluminação Pública (IP) para as prefeituras, em até 24 meses.

3 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. EVOLUÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Em 2010, a energia entregue no sistema elétrico da CELPE atingiu a marca de 10.838,3 GWh (mercado cativo + mercado livre + suprimento a concessionárias de fronteira), representando um crescimento de 8,56% em relação ao mesmo período do ano anterior.

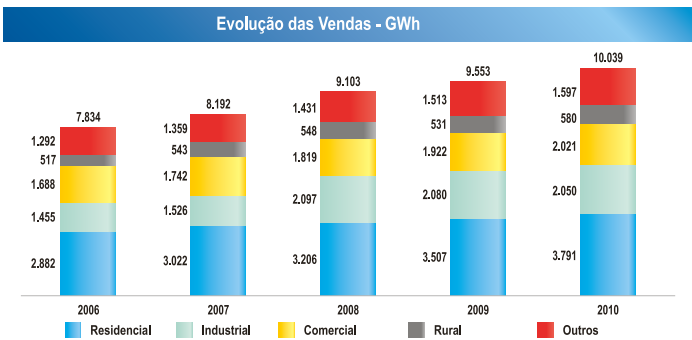
O mercado livre demandou a entrega de 674,5 GWh de energia durante o ano de 2010, representando um acréscimo de 113,13% em relação ao ano anterior, taxa esta justificada pela migração de diversas unidades consumidoras para o ambiente de livre contratação.

3.2. COMPORTAMENTO DO MERCADO CATIVO - VENDAS DE ENERGIA

O mercado cativo no ano foi de 10.038,5 GWh, 5,09% maior que o verificado no ano de 2009. Esse bom resultado é consequência da intensificação do combate às perdas de energia e do bom momento vivido na economia estadual, que mostrou rápida recuperação frente à crise de 2008/2009, e conseguiu se sobressair no cenário nacional. O volume de investimentos direcionados para a economia brasileira, e em especial para a região nordeste, levou a taxa de desemprego a bater recordes de baixa em 2010, a um forte crescimento da massa salarial e melhoria no nível de renda do trabalhador.

Destacam-se alguns aspectos em relação ao comportamento do mercado no ano:

- Manutenção do alto crescimento do consumo da classe residencial, que cresceu acima dos 9,38% em 2009 e registrou 11% em 2010. Esta classe participa com aproximadamente 37% do mercado cativo total, e foi fortalecida pela já citada boa fase da economia nacional e regional, pela intensificação do combate às fraudes de energia e pelas medidas do governo federal para estímulo ao consumo, como a facilitação do acesso ao crédito, a redução dos juros e a redução do IPI para equipamentos da linha branca e itens da construção civil. Programas de transferência de renda, como o Bolsa-Família de âmbito nacional, e o Chapéu de Palha, de âmbito estadual, inseriram um grande contingente de pessoas no mercado consumidor, aumentando a renda média do trabalhador e contribuindo para o aumento da capacidade de consumo.



• O mercado industrial, considerando os consumidores livres, também surpreendeu boa parte dos agentes econômicos. Mostrou uma rápida e forte recuperação ante a crise internacional, crescendo 12,34% em 2010 frente a 2009. Da mesma forma a classe comercial, incluindo os consumidores livres, cresceu 6,82% em 2010, beneficiada pela melhoria de renda nacional/regional e pela expansão e incentivos ao crédito. A classe rural mostrou boa recuperação em 2010, crescendo 9,16%. No ano anterior, o segmento, que é muito dependente das exportações do Vale do São Francisco, sofreu bastante com a queda da demanda internacional, revertendo o quadro em 2010. A classe de Serviço Público também apresentou bom desempenho, crescendo 9,05% em 2010, influenciada pela expansão do sistema de abastecimento de Pirapama e da linha sul do metrô do Recife. A expansão das universidades federais e estaduais, das escolas técnicas, e a inauguração de novas unidades de saúde na Região Metropolitana do Recife impulsionaram a classe de Poder Público em 2010, que fechou o ano com 7,97% de crescimento.

3.3. EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE CLIENTES

A CELPE encerrou o ano de 2010 com 3.100.415 clientes ativos e um incremento em relação ao ano anterior de 3,05%.

Evolução do Número de Clientes Ativos (milhares) (*)

	2006	2007	2008	2009	2010	Participação
Residencial	2.321	2.396	2.498	2.596	2.677	86,34%
Industrial	13	13	13	14	13	0,43%
Comercial	186	185	190	195	198	6,39%
Rural	159	166	171	175	181	5,83%
Outras classes	27	27	29	29	31	1,01%
Total	2.707	2.787	2.900	3.009	3.101	100,0%

(*) Incluindo novos Clientes sem o primeiro faturamento.

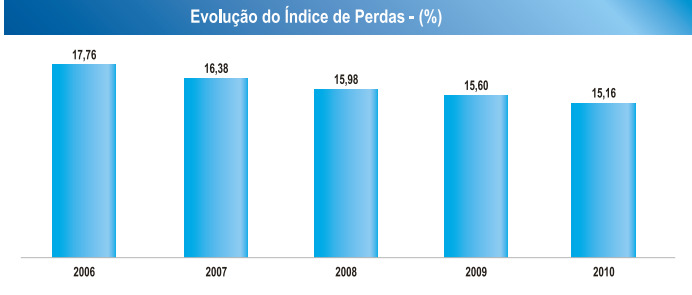
Considerando os critérios estabelecidos na Resolução ANEEL nº 485/2002, que define o conceito de consumidores de baixa renda, estes correspondem a 60,64% da classe residencial e 52,37% do total da CELPE.

3.4. PERDAS

O Índice de Perdas apresentou redução de 0,44 pontos percentuais em relação ao realizado em 2009, encerrando o ano de 2010 em 15,16%. É o sexto ano em que o indicador apresenta redução.

Valer destacar as seguintes ações:

- Intensificação das inspeções às unidades consumidoras;
 - Acompanhamento dos clientes cortados;
 - Melhoria da Gestão do Processo de Faturamento;
 - Monitoramento e telemetria de unidades consumidoras do Grupo A;
 - Continuidade da regularização de unidades consumidoras clandestinas;
 - Acompanhamento e apuração do consumo de Iluminação Pública.
- O gráfico abaixo representa a evolução do índice de perdas. O histórico mostra uma tendência de queda do índice de perdas desde 2006.



3.5. RECEITA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

A receita de fornecimento de energia elétrica em 2010, considerando apenas as vendas de energia ao mercado cativo, foi de R\$ 3.617,3 milhões. Demonstramos a seguir a receita por classe de consumo:

Detalhamento de Receita de Fornecimento de Energia - R\$ mil

	2006	2007	2008	2009	2010	Participação
Residencial	1.150.464	1.202.953	1.244.184	1.411.182	1.423.979	39,4%
Industrial	455.461	497.018	659.456	718.983	680.828	18,8%
Comercial	715.357	768.788	792.894	870.010	868.478	24,0%
Rural	101.462	109.766	112.726	118.603	125.596	3,5%
Outras classes	410.288	454.450	471.629	521.977	518.471	14,3%
Total	2.833.032	3.032.976	3.280.889	3.640.755	3.617.352	100,0%

3.6. ARRECADAÇÃO

O processo de cobrança para recuperação de créditos realizou ao longo de 2010 mais de 11,8 milhões de reajustes de débito aos clientes, 1,0 milhão de ações de cobrança em campo e 3,2 milhões de negociações.

Em 2010, a CELPE desenvolveu um canal alternativo de cobrança através do envio de SMS. Dessa forma, os reflexos das ações propiciaram um Índice de Arrecadação (IAR) de 99,86% sobre as faturas com vencimentos no ano, contribuindo para uma realização acima do realizado do ano anterior de 0,25 pontos percentuais.

Apesar desses esforços, a Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD) sofreu um acréscimo de R\$ 15,06 milhões quando comparado com o ano anterior.

A gestão de arrecadação da CELPE, incluindo a rede bancária, os pontos da rede Celpe Serviços e os demais agentes arrecadadores, totalizou 3.188 pontos de recebimento disponíveis em todo o Estado, incremento de 20% em relação a 2009. A CELPE, priorizando os seus clientes, disponibilizou várias formas de pagamento das faturas de energia que sejam em guichês de caixa, auto-atendimento, débito automático, internet, cartão de débito e cartão de crédito nas agências de atendimento.

3.7. COMPRA DE ENERGIA

A energia requisitada pela CELPE no ano correspondeu a 12.775,6 GWh, enquanto a energia contratada totalizou 12.317,8 GWh. O lastro contratual resultou em 100,55%. Esse valor fica dentro da faixa limite entre 100 e 103% estabelecida pela legislação para cumprimento das distribuidoras.

3.8. MEDIÇÃO DE ENERGIA

Em 2010, o sistema de medição de fronteira foi modernizado com a implantação de um sistema mais robusto de gerenciamento de dados, chamado ZFA e utilizado em outras concessionárias de energia elétrica, além do atendimento às medições de 17 consumidores que migraram para o ambiente livre e também foi homologada uma nova tecnologia de comunicação, via satélite, mais viável economicamente para utilização em medições de fronteira de clientes livres e nas telemetrias de consumidores especiais do grupo A.

Neste ano, a CELPE completou 1.856 clientes ativos, atendidos em média tensão com telemetria, e realizou mais de 1.000 inspeções em campo, o que ajudou a identificar 10 casos de fraudes neste universo de clientes, gerando uma energia recuperada estimada em torno de 7,8 GWh.

4 INVESTIMENTOS

O investimento total da CELPE, em 2010, foi de R\$ 229,2 milhões, distribuídos da seguinte forma:

Evolução dos Investimentos - R\$ mil

	2006	2007	2008	2009	2010	Variação
Geração	2.638	2.845	7.933	2.252	1.289	-22,8%
Distribuição	324.363	160.587	278.846	195.170	189.276	-3,0%
Distribuição associada						
• Transmissão	2.427	13.206	22.107	10.637	17.456	64,1%
• Comercialização	1.944	1.830	5.948	21.013	1.273	-93,9%
• Administração	12.020	18.391	57.193	26.144	19.972	-23,6%
Total	343.392	196.859	372.027	255.216	229.266	-10,2%

4.1. EXPANSÃO DE REDE

Na expansão e melhoria do sistema elétrico, destacamos a construção das subestações de 69/13,8 kV: Macaparana, na Região da Mata Norte de Pernambuco, permitindo a conexão de parque edílico implantado naquele município; Afrânio, no Sertão do São Francisco, beneficiando os municípios de Afrânio, Santa Cruz, Santa Filomena e Dormentes; e Enseada dos Corais, no município do Cabo de Santo Agostinho. Esta última proporciona uma melhor qualidade no fornecimento de energia à região do Complexo Industrial e Portuário de Suape, aumenta a oferta de energia junto a empreendimentos de porte como o Projeto Praia do Paiva e reforça o suprimento de energia elétrica em uma região de veraneio do litoral sul onde o turismo durante os meses de verão, carnaval e fins de semana faz a demanda local aumentar significativamente. Foi realizada também a conclusão da primeira etapa da subestação 138/69 kV Ouricuri, abrangendo o setor de 138 kV daquela instalação e melhorando significativamente a qualidade do fornecimento nos municípios atendidos pelas subestações Ouricuri, Euxine, Trindade e Arapiranga.

Resaltamos ainda a construção da linha de distribuição de alta tensão 69 kV Derivação Brejão/Brejão, ampliando a oferta de energia para os municípios atendidos pelas subestações Brejão, Bom Conselho e Aguas Belas, na Região do Agreste Meridional, e a ampliação de potência da subestação Cavangá, na Região Metropolitana do Recife.

Foram deslocados vários trechos de linhas de distribuição de alta tensão em 69 e 138 kV, em função de interferências com as obras do Projeto de Integração do Rio São Francisco, cujos eixos Norte e Leste cortam o Estado de Pernambuco no sentido Sul-Norte. Ferrovias Nova Transnordestina, interligando os Portos de Pecém/CE e Suape/PE e que cortará o Estado de Pernambuco no sentido Oeste-Leste, além de interferências com obras rodoviárias no Agreste e Região Metropolitana do Recife.

Principais Ativos Elétricos

Distribuição de Energia	2006	2007	2008	2009	2010	Variação
Linhas de sub-Transmissão (Km)	3.843	3.868	3.914	3.939	3.961	0,56%
Subestações (Un)	121	123	126	128	131	2,34%
Transformadores de Força (Un)	247	251	254	259	261	0,77%
Potência Instalada (MVA)	2.457	2.557	2.700	2.797	2.860	2,25%
Linhas de Distribuição (Km)	106.206	109.183	120.755	121.324	121.433	0,09%
Transformadores de						
Distribuição (Un)	87.666	93.259	97.723	101.278	103.745	2,44%

4.2. MODERNIZAÇÃO

Em 2010, a CELPE melhorou a qualidade e a confiabilidade e aumentou a capacidade de transmissão do backbone (nota principal) de seu sistema de telecomunicações via rádio digital da Região Agreste, disponibilizando canais de voz e dados para atender às necessidades de comunicações operacionais daquela região (automação de novas subestações, automação de chaves de distribuição e telemetria), comunicação de gestão (ramais de voz) e a CelpeNet da Regional e Agência de Garanhuns. Ressalta-se ainda a ampliação e modernização da central telefônica do Edifício Sede, aumentando a disponibilidade de ramais, o atendimento a novos ramais em regionais, agências de atendimento e núcleos polivalentes locais, além do atendimento a novas facilidades, como por exemplo videochamada, utilizado a tecnologia VoIP.

Foi concluída a renovação da automação da subestação Gravata, garantindo maior confiabilidade na operação do sistema elétrico atendido por aquela subestação, pois passa a operar com relés digitais multifunção incorporados a painéis abrigados em salas cuja climatização é controlada por um sistema inteligente, oferecendo assim melhor performance aos equipamentos de controle microprocessados, e utilizando o protocolo de comunicação 61.850, o mais moderno em rede de subestações. Ainda na área de subestações, a CELPE investiu na renovação de transformadores de potência que foram desativados por fim de vida útil ou sinistros. Este processo consiste na reforma do equipamento, resultando em aumento de potência de até 50% de sua potência original, mantendo-se no entanto as mesmas dimensões e um mínimo de investimento por ganho de potência em relação a um transformador novo. Este processo assegura maior facilidade da logística de transporte, maior capacidade de carregamento contínuo, menores custos com manutenção, menor risco de incêndios, aumento da confiabilidade, maior tempo de vida útil e maior disponibilidade do equipamento. Assim, já foram repotenciadas unidades instaladas nas subestações Heliópolis, Porto de Galinhas, Suape, Pontezinha, Cabrobó e Pirapama I.

Outro importante trabalho na área de manutenção foi o desenvolvimento de um Banco Capacitor Móvel, motivado pela necessidade de realização de manutenções em bancos capacitores existentes sem perda das condições operativas do sistema elétrico e da qualidade do fornecimento de energia. Este Banco Capacitor Móvel proporciona um grande ganho em flexibilidade operacional, pois seu diferencial está na facilidade de utilização e mobilidade entre as diversas instalações. A aplicação do banco móvel é realizada nos barramentos de 13,8 kV de subestações, podendo sua potência variar de 1,2 Mvar até 4,8 Mvar. Considerando os resultados extremamente positivos alcançados pelo protótipo desenvolvido, o projeto deve ter continuidade em 2011.

4.3. NOVAS LIGAÇÕES

Os investimentos em Novas Ligações foram direcionados para o atendimento de solicitações de fornecimento de energia elétrica de novos clientes, nos segmentos urbano e rural, em baixa e média tensão, com ou sem execução de obras de extensão da rede de distribuição.

Em 2010, o programa de Novas Ligações atendeu 106.905 novos pedidos de clientes, sendo 85.031 urbanos e 21.874 rurais, além da regularização de 12.997 ligações clandestinas, com investimentos correspondentes de R\$ 82,6 milhões.

4.4. PESQUISA E DESENVOLVIMENTO - P&D

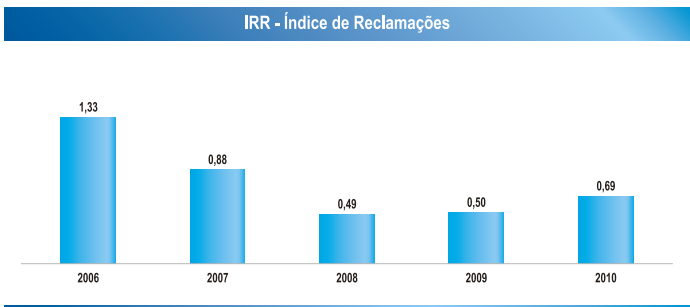
• Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico – P&D da CELPE concluiu os prazos previstos o seu 8º ciclo, resultando em investimentos de aproximadamente R\$ 5,1 milhões. Neste ano, à luz do Manual do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica 2008, foram enviados 10 novos projetos para ANEEL, iniciada a execução de 5 projetos e concluídos outros 2, incrementando o investimento do P&D em aproximadamente R\$ 635 mil.

- Revisão do Plano Estratégico de P&D da CELPE junto à ANEEL;
- Recebimento de 30 novas propostas de projetos de P&D a serem avaliadas em conformidade com a nova regulamentação da ANEEL;
- Implementação do Plano de Comunicação do Programa de P&D, destacando-se a realização do Concluído Inova CELPE, a divulgação na mídia (rádios, jornais, web e revista) do Programa, e veiculação de ações do Programa em TV interna;
- Divulgação de artigos objetos de projetos de P&D em eventos nacionais, como o SENDI, ENEGEP e em evento internacional (CIDEL);

As informações sobre os Programas de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D da CELPE estão disponíveis no site www.celpe.com.br, através do seguinte caminho: O Setor Elétrico/Pesquisa e Desenvolvimento/Programas de P&D.



...Continuação



Em 2010, a Companhia obteve o índice de 68,6% no ISQP - Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida, avaliado pela ABRÁDEE nas distribuidoras com mais de 500 mil clientes.

6 DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

6.1. CONVERGÊNCIA DOS PADRÕES INTERNACIONAIS

A partir do exercício findo em 2010, as demonstrações financeiras apresentadas pela CELPE estão em conformidade com o padrão contábil estabelecido pelo International Accounting Standards Board – IASB (conhecido como IFRS) e consubstanciado na Instrução CVM nº 457, de 13 de julho de 2007 que determina a aplicação desta nova prática contábil a partir do exercício findo em 2010.

Neste processo de convergência das normas internacionais de contabilidade, no ano de 2010 destacam-se a aplicação do pronunciamento contábil que versa sobre a contabilização da concessão de serviços públicos – ICP01, bem como a descon sideração do reconhecimento contábil dos ativos e passivos regulatórios – CPC 01.

Entretanto, as novas disposições contábeis não foram acolhidas pela ANEEL por entender que a nova metodologia não é condizente com as disposições regulatórias que disciplinam a concessão do serviço público de energia elétrica, além de causar dificuldades ao exercício da fiscalização econômico-financeira.

Com isso, a agência reguladora editou a Resolução Normativa nº 396/2010, instituindo a contabilidade regulatória a qual passa a vigorar a partir de janeiro de 2012.

Desse modo, além da contabilidade societária estabelecida pela Lei 6.404/76, a Companhia também deverá realizar registros e demonstrativos contábeis para atender ao órgão regulador, os quais serão auditados e publicados para fins de consulta pública no sítio eletrônico da ANEEL.

A aplicação dos pronunciamentos contábeis em 2010 impactou o resultado do exercício em R\$ 65.897 mil, conforme demonstração a seguir:

	2010	2009 (Reapresentado)
Ativo Circulante		
Caixa e equivalente de caixa	40.871	90.168
Consumidores, concessionárias e permissionárias	835.081	968.022
Títulos a receber	918	22.117
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD	(97.901)	(88.844)
Ativos regulatórios	49.368	14.904
Serviços em curso	35.021	2.811
Títulos e valores mobiliários	17.274	8.272
Tributos e contribuições sociais	50.737	21.519
Tributos e contribuições sociais diferidos	(283)	40.794
Benefício fiscal - ág io incorporado da controladora	20.492	21.260
Estoques	4.769	5.507
Despesas pagas antecipadamente	5.852	7.970
Outros créditos	48.913	57.795
TOTAL DO CIRCULANTE	1.011.112	1.304.295
NÃO CIRCULANTE		
Realizável a longo prazo		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	518.806	153.294
Títulos a receber	1.477	87.396
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD	(19.981)	(13.980)
Ativos regulatórios	12.038	14.839
Depósitos judiciais	6.265	6.265
Títulos e valores mobiliários	61.564	96.083
Tributos e contribuições sociais	10.355	12.061
Tributos e contribuições sociais diferidos	157.043	56.525
Benefício fiscal - ág io incorporado da controladora	212.392	232.884
Bens e direitos destinados a alienação	32.733	52.502
Outros créditos	1.907	6.078
Total do realizável a longo prazo	962.368	651.947
Investimentos	1.895	1.102
Total dos investimentos	1.895	1.102
Imobilizado		
Imobilizado líquido	1.577.098	1.484.642
Total do imobilizado	1.577.098	1.484.642
Intangível		
Intangível líquido	121.245	126.308
Total do intangível	121.245	126.308
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	2.662.606	2.263.999
TOTAL DO ATIVO	3.673.718	3.568.294

PASSIVO

CIRCULANTE		
Fornecedores	233.313	211.373
Empréstimos e financiamentos e encargos	154.523	109.828
Debturaturas e encargos	228.755	69.860
Passivos regulatórios	83.798	87.973
Folha de pagamento	4.880	4.600
Taxas regulatentares	45.806	17.517
Entidade de previdência privada	14.355	16.599
Tributos e contribuições sociais	105.982	132.057
Tributos e contribuições sociais diferidos	32.733	52.502
Dividendos e juros sobre o capital próprio	21.613	179.757
Obrigações estimadas	18.666	21.823
Provisões para contingências	4.607	9.517
Adiantamentos recebidos	14.917	8.977
Outras contas a pagar	31.795	17.400
TOTAL DO CIRCULANTE	967.850	928.793
NÃO CIRCULANTE		
Empréstimos e financiamentos	503.410	392.202
Debturaturas	290.035	569.378
Passivos regulatórios	26.373	21.868
Taxas regulatentares	53.431	42.416
Entidade de previdência privada	290.995	181.283
Tributos e contribuições sociais	2.395	2.395
Tributos e contribuições sociais diferidos	4.349	241
Provisões para contingências	30.531	12.815
Outras contas a pagar	2.906	4.954
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	1.194.431	1.226.564
PARTICIPAÇÕES MINORITÁRIAS	-	-
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	590.174	590.174
Reservas de capital	558.080	558.080
Reservas de lucros	363.183	264.683
Lucro/prejuízo acumulado	1.511.437	1.412.937
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.673.718	3.568.294

Demonstração de Resultado Acumulado - R\$ Mil

	2010	2009 (Reapresentado)
Fornecimento de energia elétrica	1.494.204	1.523.652
Energia Elétrica Curto Prazo - CCEE	92.903	40.055
Disponibilização do sistema de distribuição	2.282.587	2.173.539
Outras receitas operacionais	67.514	48.573
Receita operacional	3.937.208	3.811.748
IMCS (181.126)	(181.126)	(181.126)
PIS (63.796)	(63.796)	(61.864)
COFINS (293.388)	(293.388)	(284.724)
ISS (1.880)	(1.880)	(1.147)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR (28.852)	(28.852)	(28.165)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (40.471)	(40.471)	(40.471)
Conta de Consumo de Combustível - CCC (122.881)	(122.881)	(77.431)
Programa de Eficiência Energética - PEE (12.753)	(12.753)	(12.183)
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT (5.101)	(5.101)	(4.873)
Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2.551)	(2.551)	(2.437)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D (9.101)	(9.101)	(4.873)
Encargos do Consumidor - Tesouro Nacional	-	-
Encargos CBEE	-	4
Deduções da Receita Operacional	(1.381.894)	(1.310.448)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.555.314	2.501.300
Custo do serviço de energia elétrica	(1.788.874)	(1.713.868)
Custo com energia elétrica	(1.484.258)	(1.458.628)
Energia elétrica comprada para revenda	(1.325.386)	(1.321.672)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(158.872)	(136.956)
Custo de operação	(302.140)	(251.222)
Pessoal (64.597)	(64.597)	(68.443)
Entidade de previdência privada (10.946)	(10.946)	(2.249)
Material (10.677)	(10.677)	(9.068)
Combustível para produção de energia elétrica	(6.711)	(8.848)
Despesas de terceiros (92.880)	(92.880)	(64.069)
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica - TFSSE (3.229)	(3.229)	(3.229)
Depreciação e amortização (98.136)	(98.136)	(97.823)
Provisões operacionais (líquidas de reversões)	(17.264)	(741)
Arrendamentos e alugueis (554)	(554)	(490)
Tributos (641)	(641)	(677)
Outros custos 3.889	3.889	9.593
Custo de serviço prestado a terceiros (2.185)	(2.185)	(4.018)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	766.731	787.432
Despesas operacionais (256.153)	(256.153)	(212.646)
Despesas com vendas (113.110)	(113.110)	(86.307)
Despesas gerais e administrativas (143.043)	(143.043)	(126.339)
Resultado do serviço	510.578	574.788
Resultado financeiro (69.959)	(69.959)	(68.991)
Receita	122.739	102.080
Renda de aplicações financeiras	21.727	19.378
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	43.825	40.392
Remuneração financeira ativos regulatórios	3.958	16.208
Variação monetária	35.091	9.928
Variação cambial	2.198	4.569
Operações swap	2.814	900
Outras receitas financeiras	29.175	10.705
Despesa (192.698)	(192.698)	(171.071)
Encargos de dívida (líquido de R\$ 4.646 transferido para custo obra - nota 17)	(110.140)	(119.071)
Remuneração financeira passivos regulatórios	(8.801)	(22.454)
Variação monetária (46.315)	(46.315)	(14.929)
Variação cambial (2.399)	(2.399)	(1.399)
Operações swap (2.580)	(2.580)	(4.360)
Outras despesas financeiras (22.463)	(22.463)	(8.858)
Juros sobre o capital próprio a pagar (84.776)	(84.776)	(80.100)
RESULTADO OPERACIONAL	355.843	425.695
Reculta não operacional	3.974	1.213
Despesa não operacional (4.539)	(4.539)	(6.465)
Outros (565)	(565)	(5.252)
LUCRO ANTES DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL E DO IMPOSTO DE RENDA	355.278	420.477
Imposto de Renda - corrente (101.302)	(101.302)	(117.217)
Contribuição Social - corrente (37.347)	(37.347)	(44.597)
Imposto de Renda incentivo SUDENE	65.521	82.898
Imposto de Renda - diferido	27.081	26.647
Contribuição Social - diferido	9.647	9.647
Amortização Ag io e Reversão PMPL (21.259)	(21.259)	(22.342)
LUCRO ANTES DA REVERSÃO DOS JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	297.619	355.425
Reversão dos juros sobre o capital próprio a pagar	84.776	80.100
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	382.395	435.525
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR AÇÃO DO CAPITAL - R\$ (por lote de mil em 2009)	5,13	5,84
EBITDA	719.961	906.429

Resumo das Diferenças IFRS - R\$ mil

	2010	2009
Descrição		
Lucro (Prejuízo) Líquido - ANEEL	382.395	435.525
IFRIC12	6.560	21.951
Regulatório	93.283	207.568
Efeito dos tributos	(33.947)	(78.095)
Lucro (prejuízo) líquido de acordo com o IFRS	448.291	586.949
Patrimônio líquido - ANEEL	1.511.437	1.412.937
IFRIC12	18.520	(2.453)
Regulatório	93.283	(66.099)
Outros ajustes	(38.856)	-
Efeito dos tributos	(38.013)	61.449
Patrimônio líquido de acordo com o IFRS	1.551.371	1.405.834
6.2. INDICADORES EMPRESARIAIS		
Dados Econômico-Financeiros - R\$ mil		

	2006	2007	2008	2009	2010	Varição (2010/2009)
Receita Operacional Bruta	3.029.906	3.126.862	3.401.521	4.215.783	4.240.980	0,60%
Receita Operacional Líquida	1.867.071	1.988.206	2.214.523	2.914.838	2.860.067	(1,88%)
EBITDA (LAJIDA)	430.291	584.135	691.685	906.429	719.961	(20,57%)
Resultado do Serviço - EBIT	334.234	474.465	576.218	799.511	592.448	(25,90%)
Resultado Financeiro - Exceto JSCP	(44.900)	(40.527)	(23.496)	(69.449)	(52.550)	(24,33%)
Lucro Líquido	217.799	311.526	466.313	586.949	448.291	(23,62%)
Ativo Total	3.333.012	3.315.654	3.517.570	3.535.962	3.680.215	4,08%
Investimento	343.390	196.859	372.027	255.216	229.266	(10,17%)
Dívida Bruta	1.261.843	1.257.834	1.318.124	1.293.802	1.317.974	1,87%
Dívida Líquida *	1.144.355	1.071.398	1.111.192	1.099.278	1.198.266	9,00%
Patrimônio Líquido	1.128.199	1.205.484	1.308.263	1.405.834	1.551.371	10,35%
Indicadores Econômico-Financeiros						
Margem EBITDA	23,0%	29,4%	31,2%	31,1%	25,2%	(5,92) pp***
Margem EBIT	17,9%	23,9%	26,0%	27,4%	20,7%	(6,71) pp***
Margem Líquida	11,7%	15,7%	21,1%	20,1%	15,7%	(4,46) pp***
Cobertura de Juros (EBITDA/Resultado Financeiro) - Em vezes	9,58	14,41	29,44	13,05	13,70	4,97%
Dívida Líquida/EBITDA**	2,66	1,83	1,61	1,21	1,66	37,24%
Índice de Endividamento Líquido	50,4%	47,1%	45,9%	43,9%	43,6%	(0,30) pp***

	2010	2009	Varição (2010/2009)
Ações			
Valor Patrimonial por Ação (R\$/ação) ****	15,12	16,16	17,53
Lucro líquido por Ação (R\$/ação) ****	2,92	4,18	6,25
Distribuição de Dividendos e JSCP (R\$ mil)	206.903	295.949	363.534
* Dívida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários.			
*** pp - Pontos percentuais.			
**** R\$ calculado em 2006 (R\$ por lote de mil ações).			
A movimentação do EBITDA (sigla em inglês para Lucro antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização) está detalhada na tabela a seguir:			

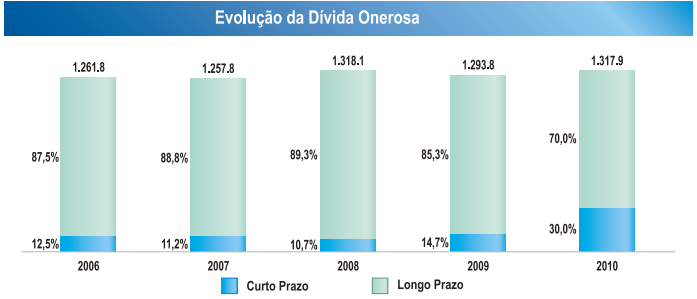
	2010	2009	Varição (2010/2009)
Lucro Líquido	448.291	586.949	(23,62%)
Amortização ág io e reversão PMPL	21.260	22.342	(4,84%)
Imposto de Renda e CSL - corrente e diferido	70.347	120.771	(41,75%)
Resultado na Alienação/Desativação de Bens e Direitos	(3.525)	(5.065)	(30,40%)
Resultado Financeiro	52.550	69.449	(24,33%)
Depreciação e Amortização	131.038	111.983	17,02%
EBITDA	719.961	906.429	(20,57%)
Em 2010, o EBITDA ou LAJIDA (Lucro antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização) decresceu de R\$ 906,4 milhões para R\$ 719,9 milhões, representando um decréscimo de 20,57% em relação ao exercício passado.			
A CELPE obteve um lucro de R\$ 448,3 milhões, apresentando um decréscimo de 23,62% em relação a 2009. Houve uma redução de 4,46 pontos percentuais na rentabilidade da Margem Líquida, que foi de 20,1% para 15,7%.			



6.3. ENDIVIDAMENTO

Em dezembro de 2010 os contratos de empréstimos e financiamentos da CELPE totalizaram R\$ 1.317,9 milhões de endividamento bruto. Deste montante, 30% possui vencimento no curto prazo e 70% no longo prazo, com prazo médio ponderado de vencimento de 2,4 anos. O endividamento líquido (dívida menos disponibilidade, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários) atingiu R\$ 1.198,2 milhão.

Durante o exercício de 2010, a CELPE acessou agências de fomento e organismos multilaterais para financiamento de seu programa de expansão e melhoria do sistema de distribuição de energia elétrica junto à Eletrobras, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP, totalizando o repasse de R\$ 104,8 milhões.



A CELPE está posicionada no *rating* de crédito corporativo como "brAA+" na Escala Nacional avaliada pela Standard & Poor's *Ratings* Services.

A perspectiva estável do *rating* de crédito corporativo reflete a expectativa de que a Companhia continuará com o seu trabalho de gerenciamento de passivos com alongamento do seu cronograma de amortização e redução do custo das dívidas. Com esta política combinada à sua forte geração de caixa e liquidez, minimiza os riscos de refinanciamento. Além disso, a contínua melhoria dos indicadores operacionais e o aumento da arrecadação em relação aos montantes faturados proporcionam uma estabilidade na geração de caixa.

7 GOVERNANÇA CORPORATIVA

7.1. COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

O capital social, de R\$ 590,2 milhões é representado por ações ordinárias (ON), ações preferenciais classes "A" (PNA) e "B" (PNB). Desse total, 89,6% pertencem ao grupo Neoenergia e 10,4% a acionistas minoritários.

O capital social é representado por 74.612.388 ações nominativas escriturais, sem valor nominal, sendo 66.302.693 ações ordinárias, 7.567.254 ações preferenciais classe A e 742.441 ações preferenciais classe B.

As ações ordinárias (ON) e preferenciais (PN) da CELPE são listadas na Bolsa de Valores de São Paulo (BMF&BOVESPA), através dos códigos de ativos: CEPE3 (ON), CEPE5 (PNA) e CEPE6 (PNB).

A CELPE adota uma política de transparência com o mercado de capitais, zelando pelo relacionamento



...Continuação

BALANÇOS PATRIMONIAIS									
Levantados em 31 de Dezembro de 2010, 2009 e 1º de Janeiro de 2009									
(R\$ mil)									
A T I V O	Notas	31/12/10	31/12/09 (Reapresentado)	01/01/09 (Reapresentado)	P A S S I V O	Notas	31/12/10	31/12/09 (Reapresentado)	01/01/09 (Reapresentado)
CIRCULANTE					CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa	4	40.871	90.168	131.300	Fornecedores	14	251.189	231.531	219.747
Contas a receber de clientes e outros	5	734.279	897.851	654.411	Empréstimos e financiamentos	15	154.523	109.828	116.253
Títulos e valores mobiliários	6	17.274	8.272	3.757	Debêntures	16	229.755	69.860	13.882
Impostos e contribuições a recuperar	7	50.737	21.519	23.800	Salários e encargos a pagar	17	24.378	26.423	23.636
Estoque		4.769	5.507	4.018	Taxas regulamentares	18	45.806	17.517	56.113
Despesas pagas antecipadamente		5.852	7.970	1.099	Impostos e contribuições a recolher	19	106.551	132.057	89.425
Outros ativos circulantes	9	83.935	60.606	79.430	Dividendos e juros sobre capital próprio	20	21.613	67.576	65.044
TOTAL DO CIRCULANTE		937.717	1.091.893	897.815	Provisões	21	4.607	9.518	5.335
NÃO CIRCULANTE					Provisão para benefícios a empregados	32	14.355	16.599	12.691
Contas a receber de clientes e outros	5	500.302	226.710	304.961	Outros passivos circulantes	22	50.552	35.156	36.842
Títulos e valores mobiliários	6	61.564	96.083	71.875	TOTAL DO CIRCULANTE		903.329	716.065	638.698
Impostos e contribuições a recuperar	7	10.355	12.062	15.923	NÃO CIRCULANTE				
Impostos e contribuições sociais diferidos	10	173.337	197.436	266.228	Fornecedores	14	3.622	-	-
Benefício fiscal - ágio incorporado da controladora	8	232.884	254.144	276.486	Empréstimos e financiamentos	15	503.410	392.202	403.107
Depósitos judiciais	11	22.576	19.064	12.726	Debêntures	16	280.035	569.378	627.990
Outros ativos não circulantes	9	2.408	6.579	7.578	Taxas regulamentares	18	53.431	42.416	28.450
Outros investimentos		1.895	1.102	103	Impostos e contribuições a recolher	19	2.395	5.823	5.823
Ativo indenizável (concessão)	12	135.317	103.992	92.996	Impostos e contribuições sociais diferidos	10	41.879	64.693	112.591
Intangível	13	1.601.860	1.526.897	1.415.712	Provisões	21	46.842	25.614	22.859
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		2.742.498	2.464.069	2.464.588	Provisão para benefícios a empregados	32	290.995	312.411	322.799
TOTAL DO ATIVO		3.680.215	3.535.962	3.362.403	Outros passivos não circulantes	22	2.906	4.954	2.844
					TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	23	1.225.515	1.414.063	1.529.463
					PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
					Capital social		590.174	590.174	590.174
					Reservas de capital		558.080	558.080	558.080
					Reservas de lucro		345.917	264.683	160.009
					Outros resultados abrangentes		6.843	(1.051)	-
					Proposta de distribuição de dividendos adicional		50.357	112.180	155.366
					Prejuízo acumulado		-	(118.232)	(269.657)
					TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		1.551.371	1.405.834	1.193.972
					TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		3.680.215	3.535.962	3.362.403

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E DOS RECURSOS DESTINADOS A AUMENTO DE CAPITAL									
Para os Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009									
(R\$ mil)									
	Capital Social	Atribuído aos acionistas controladores				Resultados Abrangentes	Lucro/Prejuízo Acumulados	Proposta de Distribuição de Dividendos adicional	Total do Patrimônio Líquido
		Reserva de Capital	Reserva de Capital	Reserva de Capital	Reserva de Capital				
		Remuneração de Bens e Direitos Constituídos com Capital Próprio	Reserva Especial de Ágio	Reserva de Incentivo Fiscal	Reserva de Incentivo Fiscal				
Saldos em 1º de Janeiro de 2009 (reapresentado)	590.174	30.078	454.999	73.003	79.463	80.546	(269.657)	155.366	1.193.972
Ajuste de avaliação patrimonial (IFRS)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aprovação de dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva legal	-	-	-	-	-	21.776	-	-	-
Reserva de Incentivo Fiscal SUDENE	-	-	-	-	82.898	-	-	-	-
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos intermediários	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos adicionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2009 (reapresentado)	590.174	30.078	454.999	73.003	162.361	102.322	(1.051)	112.180	1.405.834
Ajuste de avaliação patrimonial (IFRS)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aprovação de dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva legal	-	-	-	-	-	15.713	-	-	-
Reserva de Incentivo Fiscal SUDENE	-	-	-	-	65.521	-	-	-	-
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos intermediários	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos adicionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2010	590.174	30.078	454.999	73.003	227.882	118.035	6.843	50.357	1.551.371

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									
(R\$ mil)									
	2010	2009 (Reapresentado)		2010	2009 (Reapresentado)				
Fluxo de caixa proveniente das operações			Aumento (redução) de passivos						
Das operações sociais			Fornecedores	23.280	11.784				
Lucro antes dos impostos	539.898	730.062	Salários e encargos a pagar	(2.045)	(2.775)				
Ajustes para reconciliar o lucro do exercício com recursos provenientes de atividades operacionais			Encargos de dívidas e swap	(37.430)	(42.014)				
Amortização	131.038	111.982	Taxas regulamentares	39.311	(23.929)				
Variações monetárias e cambiais e juros de longo prazo, líquidas	2.183	(5.250)	Obrigações de benefícios/contribuições definidos pós-emprego	(41.493)	(21.812)				
Variações monetárias e cambiais e juros de curto prazo, líquidas	110.535	120.742	Impostos e contribuições a recolher	(95.593)	(30.131)				
Outras receitas e despesas financeiras líquidas	4.555	2.724	Provisões	11.172	3.661				
Valor residual do ativo intangível baixado	4.820	9.256	Outros passivos	28.547	7.448				
Impostos e contribuições diferidos	4.067	(21.482)	RECURSOS LÍQUIDOS PROVENIENTES DAS OPERAÇÕES	(74.251)	(97.768)				
Ajustes de avaliação patrimonial - IFRS	7.894	(1.051)	ATIVIDADE DE FINANCIAMENTO	602.987	669.205				
(Aumento) redução de ativos	804.990	946.983	Empréstimos e financiamentos obtidos	264.283	132.267				
Contas a receber de clientes e outros	(110.020)	(165.175)	Pagamentos de empréstimos, financiamentos	(119.070)	(149.372)				
Depósitos judiciais	(3.484)	(4.392)	Pagamentos de debêntures	(194.892)	(71.095)				
Impostos e contribuições a recuperar	(27.360)	6.317	Pagamento de dividendos	(272.946)	(292.708)				
Títulos e valores mobiliários	33.200	(21.316)	Pagamento de juros sobre capital próprio	(83.666)	(78.795)				
Despesas pagas antecipadamente	2.118	(7.568)	TOTAL DE INGRESSO DE RECURSOS	(406.291)	(459.703)				
Estoque	738	(1.489)	ATIVIDADE DE INVESTIMENTO	196.696	209.502				
Outros ativos	(22.943)	13.613	Em investimentos	(793)	(999)				
	(127.752)	(180.010)	Ativo indenizável (concessão)	(31.325)	(10.995)				
			No intangível	(213.875)	(238.640)				
			VARIAÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA	(49.297)	(41.132)				
			Caixa e equivalentes no início do exercício	90.168	131.300				
			Caixa e equivalentes no final do exercício	40.871	90.168				
				(49.297)	(41.132)				

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

BALANÇO SOCIAL – INFORMAÇÃO ADICIONAL (NÃO AUDITADO)										(R\$ mil)																			
Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2010 e 2009																													
1 - BASE DE CÁLCULO										5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL																			
Receita Líquida (RL)					2.860.068					2.914.838					Em unidades					Em unidades									
Resultado Operacional (RO)					455.122					730.064					29.53					28.95									
Folha de Pagamento Bruta (FPB)					129.430					125.663					1.331					1.347									
Valor Adicionado Total (VAT)					2.269.848					2.349.093					70.47					71.05									
										% sobre																			
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS										2009																			
Alimentação					6.693 5,17% 0,23% 0,29%					6.551 5,21% 0,22% 0,28%					Remuneração bruta segregada por:														
Encargos sociais compulsórios					32.709 25,27% 1,14% 1,44%					32.577 25,92% 1,12% 1,39%					Empregados					127.019 122.489									
Previdência privada					21.754 16,81% 0,76% 0,96%					11.261 8,96% 0,39% 0,48%					Administradores					2.412 3.173									
Saúde					3.836 2,96% 0,13% 0,17%					9.062 7,21% 0,31% 0,39%																			
Segurança e saúde no trabalho					1.262 0,98% 0,04% 0,06%					960 0,76% 0,03% 0,04%					Nº de portadores (as) de deficiência ou necessidades especiais					60 60									
Educação					214 0,17% 0,01% 0,01%					303 0,24% 0,01% 0,01%																			
Cultura					- 0,00% 0,00% 0,00%					- 0,00% 0,00% 0,00%																			
Capacitação e desenvolvimento profissional					1.899 1,47% 0,07% 0,08%					1.049 0,83% 0,04% 0,04%																			
Creches ou auxílio-creche					336 0,26% 0,01% 0,01%					68 0,05% 0,00% 0,00%																			
Esporte					8 0,01% 0,00% 0,00%					- 0,00% 0,00% 0,00%																			
Participação nos lucros ou resultados					17.258 13,33% 0,60% 0,76%					18.526 14,74% 0,64% 0,79%																			
Transporte					696 0,54% 0,02% 0,03%					736 0,59% 0,03% 0,03%																			
Outros					1.601 1,24% 0,06% 0,07%					3.107 2,47% 0,11% 0,13%																			
Total - Indicadores sociais internos					88.266 68,21% 3,07% 3,88%					84.200 66,98% 2,90% 3,58%																			
										% sobre																			
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS (1)										2010										2009									
Educação					215 0,05% 0,01% 0,01%					257 0,04% 0,01% 0,01%					Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos (as) trabalhadores (as), a empresa:					() () (X) () () (X)									
Cultura					30.290 6,66% 1,06% 1,33%					24.069 3,30% 0,83% 1,02%										() () (X) () () (X)									
Saúde e saneamento					182 0,04% 0,01% 0,01%					136 0,02% 0,00% 0,01%										() () (X) () () (X)									
Esporte					5 0,00% 0,00% 0,00%					1 0,00% 0,00% 0,00%										() () (X) () () (X)									
Combate à fome e segurança alimentar					- 0,00% 0,00% 0,00%					- 0,00% 0,00% 0,00%										() () (X) () () (X)									
Fundo de desenvolvimento social					28.390 6,24% 0,99% 1,25%					14.733 2,02% 0,51% 0,63%										() () (X) () () (X)									
Eletificação para população rural e carente					25.704 5,65% 0,90% 1,13%					40.117 5,49% 1,38% 1,71%										() () (X) () () (X)									
Outros					232 0,05% 0,01% 0,01%					1.253 0,17% 0,04% 0,05%										() () (X) () () (X)									
Total das contribuições para a sociedade					85.018 18,69% 2,98% 3,74%					80.566 11,04% 2,77% 3,43%										() () (X) () () (X)									
Tributos (excluídos encargos sociais)					1.237.790 271,97% 43,28% 54,53%					1.229.531 168,41% 42,18% 52,34%										() () (X) () () (X)									
Total - Indicadores sociais externos					1.322.808 290,66% 46,26% 58,27%					1.310.097 179,45% 44,95% 55,77%										() () (X) () () (X)									
										% sobre																			
4 - INDICADORES AMBIENTAIS (1)										2010										2009									
4.1 - Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa					RO RL VAT					RO RL VAT					nº de reclamações e críticas de consumidores (as):					193.130 71.444									
Desapropriação de terras					738 0,16% 0,03% 0,03%					618 0,08% 0,02% 0,03%					na Empresa					1.295 1.245									
Rede compacta ou linha verde					27.200 5,98% 0,95% 1,20%					22.022 3,02% 0,76% 0,94%					no Procon					2.497 8.667									
Floresta de árvores					4.719 1,04% 0,16% 0,21%					4.014 0,55% 0,14% 0,17%					na Justiça					97,10 100,00									
Passivos e Contingências Ambientais (Usina Tubarão)					- 0,00% 0,00% 0,00%					- 0,00% 0,00% 0,00%										96,70 100,00									
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico					3.213 0,71% 0,11% 0,14%					6.408 0,88% 0,22% 0,27%										82,42 64,49									
Conservação de energia					359 0,08% 0,01% 0,02%					1.603 0,22% 0,05% 0,07%										7 4,466									
Educação ambiental					49 0,01% 0,00% 0,00%					40 0,01% 0,00% 0,00%																			
Outros projetos ambientais					201 0,04% 0,01% 0,01%					2.394 0,33% 0,08% 0,10%																			
Total dos investimentos relacionados com a produção/operação da empresa					36.479 8,02% 1,27% 1,61%					37.099 5,09% 1,27% 1,58%																			
4.2 - Investimentos em programas e/ou projetos externos					RO RL VAT					RO RL VAT					Montante de multas e indenizações a clientes, determinadas por órgãos de proteção e defesa do consumidor ou pela Justiça:														
Projetos de educação ambiental em comunidades					11.079 2,43% 0,39% 0,49%					13.784 1,89% 0,47% 0,59%					no Procon					43 7									
Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados					14.938 3,28% 0,52% 0,66%					22 0,00% 0,00% 0,00%					na Justiça					8.464 4,466									
Outros					25 0,01% 0,00% 0,00%					22 0,00% 0,00% 0,00%																			
Total dos investimentos em programas e/ou projetos externos					26.042 5,72% 0,91% 1,15%					13.806 1,89% 0,47% 0,59%																			
Total dos investimentos em meio ambiente					62.521 13,74% 2,18% 2,76%					50.905 6,98% 1,74% 2,17%																			
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade					36					49																			



...Continuação				
ATIVO CIRCULANTE	Ref.	(Publicado) 31/12/09	Reclassificação	(Reapresentado) Ajuste 31/12/09
Caixa e equivalentes de caixa		90.168	-	90.168
Contas a receber de clientes e outros		901.295	-	897.851
Títulos e valores mobiliários		8.272	-	8.272
Ativos regulatórios	(1)	146.904	-	(146.904)
Impostos e contribuições a recuperar		21.519	-	21.519
Benefício fiscal - ágio incorporado da controladora		21.260	(21.260)	-
Estoques		5.507	-	5.507
Tributos e contribuições sociais diferidos		40.794	(40.794)	-
Despesas pagas antecipadamente		7.970	-	7.970
Outros ativos circulantes		60.606	-	60.606
TOTAL DO CIRCULANTE		1.304.295	(62.054)	(150.348)
NÃO CIRCULANTE				
Contas a receber de clientes e outros		226.710	-	226.710
Títulos e valores mobiliários		96.083	-	96.083
Ativos regulatórios	(1)	14.839	-	(14.839)
Impostos e contribuições a recuperar		12.062	-	12.062
Impostos e contribuições sociais diferidos	(7) (8)	56.525	40.794	100.117
Benefício fiscal - ágio incorporado da controladora		232.894	21.260	254.144
Depósitos judiciais	(8)	6.265	12.799	19.064
Outros ativos não circulantes		6.579	-	6.579
Outros investimentos		1.102	-	1.102
Imobilizado	(4)	1.484.642	-	(1.484.642)
Ativo indenizável (concessão)	(4)	16.599	-	103.992
Intangível	(2) (4)	126.308	-	1.400.589
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		2.263.999	74.853	105.216
TOTAL DO ATIVO		3.568.294	12.799	(45.132)
PASSIVO CIRCULANTE				
Fornecedores		231.531	-	231.531
Empréstimos e financiamentos		109.828	-	109.828
Debêntures		69.860	-	69.860
Salários e encargos a pagar		26.423	-	26.423
Taxas regulamentares		17.517	-	17.517
Impostos e contribuições a recolher		132.057	-	132.057
Tributos e contribuições sociais diferidos		32.732	(32.732)	-
Dividendos e juros sobre capital próprio	(3)	179.756	-	(112.180)
Provisões		9.518	-	9.518
Provisão para benefícios a empregados		16.599	-	16.599
Passivos regulatórios	(1)	67.815	-	(67.815)
Outros passivos circulantes		35.156	-	35.156
TOTAL DO CIRCULANTE		928.792	(32.732)	(179.995)
NÃO CIRCULANTE				
Empréstimos e financiamentos		392.202	-	392.202
Debêntures		569.378	-	569.378
Taxas regulamentares		42.416	-	42.416
Impostos e contribuições a recolher		2.395	-	2.395
Impostos e contribuições sociais diferidos	(7) (8)	241	32.732	31.720
Provisões		12.815	12.799	25.614
Provisão para benefícios a empregados	(6)	181.284	-	131.127
Passivos regulatórios	(1)	20.880	-	(20.880)
Outros passivos não circulantes		4.954	-	4.954
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		1.226.565	45.531	141.967
PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
Capital social		590.174	-	590.174
Reservas de capital		558.080	-	558.080
Reservas de lucro		264.683	-	264.683
Outros resultados abrangentes		-	-	(1.051)
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	(3)	-	-	112.180
Prejuízo acumulados	(3)	-	-	(118.232)
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		1.412.937	(7.103)	1.405.834
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		3.568.294	12.799	(45.131)

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO ACUMULADO PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31/12/09				
RECEITA BRUTA	(1)	3.811.748	-	404.035
(-) Deduções da receita bruta		(1.310.448)	-	9.503
RECEITA LÍQUIDA		2.501.300	-	413.538
Custo do serviço	(1) (5)	(1.783.865)	-	(1.307.745)
LUCRO BRUTO		717.435	-	219.660
Despesas operacionais	(4)	(212.646)	5.065	-
Despesas com vendas		(86.307)	-	(86.307)
Despesas gerais e administrativas	(4)	(126.339)	5.065	-
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E IMPOSTOS		574.786	5.065	22.997
Receita financeira	(1)	102.080	-	(16.209)
Despesa financeira	(1) (2)	(171.071)	-	15.751
Resultado na alienação/desativação de bens e direitos		(5.252)	(5.065)	10.317
LUCRO ANTES DOS IMPOSTOS		500.543	-	239.836
Imposto de renda e contribuição social: Corrente	(7)	(161.814)	-	(161.814)
Diferido		36.240	-	(78.095)
Imposto de renda - SUDENE		82.898	-	82.898
Amortização ágio e reversão PMPL		(22.342)	-	(22.342)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		435.525	-	151.424

Descrição dos principais ajustes decorrentes da adoção dos novos pronunciamentos contábeis que afetaram as demonstrações contábeis da Companhia:

(1) Estrutura conceitual para a elaboração e apresentação das demonstrações contábeis (CPC Estrutura Conceitual). As Companhias devem elaborar suas demonstrações contábeis de acordo com esse pronunciamento, que dentre outros conceitos, estabeleça as bases para reconhecimento de ativos, passivos, receitas e despesas. As diferenças entre os valores estimados incluídos no cálculo da tarifa de energia elétrica e os efetivamente incorridos pela Companhia, reconhecidos antes da aplicação dos novos CPCs como ativos e passivos regulatórios não são, de acordo com esse pronunciamento, reconhecidos no balanço patrimonial, por não atenderem à definição de ativos e/ou passivos.

Como consequência, os saldos de ativos e passivos regulatórios contabilizados antes da data de adoção inicial dos novos CPCs foram reconhecidos contra lucros acumulados e resultado do período corrente, de acordo com o período de competência.

(2) Custos de empréstimos (CPC 20) – A prática contábil adotada pela Companhia foi modificada para refletir o requerimento de capitalização de custos de empréstimos atribuíveis à aquisição, construção ou produção de ativo qualificável como parte do custo do ativo.

O montante dos custos de empréstimos elegíveis à capitalização foi definido pela Companhia pela aplicação da taxa média ponderada sobre os gastos do ativo intangível em fase de construção.

A Companhia adotou esta prática para os períodos contábeis iniciados a partir de 1º de janeiro de 2009.

(3) Contabilização da proposta de pagamento de dividendos (CPC 08) – Esta interpretação esclarece que a declaração de dividendos, exceto no mínimo obrigatório, após o período contábil a que se referem as demonstrações contábeis não devem ser reconhecidos como passivo, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das demonstrações contábeis como definido no pronunciamento Técnico CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos.

Os dividendos declarados e não pagos, excetados os referidos obrigatórios referentes aos exercícios de 2008 e 2009 foram reconhecidos como ajuste na mutação do patrimônio líquido e foram revertidos na conta de dividendos a pagar, no balanço patrimonial, onde estavam originalmente apresentados de acordo com as regras anteriores.

(4) Contratos de Concessão (CPC 01 e OCP 05) – Estas normas orientam os concessionários sobre a forma de contabilização de concessões de serviços públicos a entidades privadas e define os princípios gerais de reconhecimento e mensuração das obrigações e direitos relacionados aos contratos de concessão de serviços.

Em decorrência da adoção dessas normas e resultante do contrato de concessão de serviços públicos de energia elétrica, que lhe dá o direito de cobrar pelo uso da infra-estrutura da concessão, a Companhia reconheceu: (i) um ativo intangível correspondente à cessão de uso dos bens que compõem a infraestrutura necessária para a realização dos serviços públicos, e (ii) um ativo financeiro correspondente ao valor devido, direta ou indiretamente, pelo concedente.

O ativo intangível reconhecido como remuneração pela prestação de serviços de construção ou melhorias está mensurado pelo valor justo mediante o reconhecimento inicial. Após o reconhecimento inicial, o ativo intangível será mensurado pelo custo, o qual inclui os custos de empréstimos capitalizados, deduzidos da amortização acumulada.

O ativo financeiro está classificado como instrumento financeiro disponível para venda, considerando a premissa de que o valor da indenização ao final do contrato de concessão será calculado pelo órgão concedente em função da Base de Remuneração Regulatória (BRR).

O valor justo do ativo financeiro está sendo revisado trimestralmente, considerando a atualização pelo IFRM. Diferenças entre o valor justo contabilizado e o novo valor justo são reconhecidos diretamente no patrimônio líquido, como Ajuste de Avaliação Patrimonial. Não será calculado ajuste a valor presente do ativo financeiro.

Considerando que o ativo financeiro é remunerado pelo WACC regulatório e que esta remuneração é reconhecida como receita pelo faturamento mensal da tarifa ao consumidor, esse ativo financeiro já se encontra a valor presente.

(5) Contratos de Construção (CPC 17) – Este pronunciamento estabelece o tratamento contábil das receitas e despesas associadas a contratos de construção e utiliza os critérios de reconhecimento estabelecidos no Pronunciamento Conceitual Básico - Estrutura Conceitual para a Elaboração e Apresentação das Demonstrações Contábeis para determinar o momento em que a receita do contrato e a despesa a ela relacionada devem ser reconhecidos na demonstração de resultado.

Em atendimento a este pronunciamento técnico a Companhia contabilizou receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria. A margem de construção adotada foi estabelecida como sendo igual a zero, conforme descrito na nota explicativa nº 2, item 2.3 (b).

(6) Benefícios a empregados (CPC 33) – Este pronunciamento técnico fornece orientações sobre o reconhecimento, a mensuração e a evidência dos benefícios concedidos aos empregados.

A Companhia reconheceu o déficit com o Plano de Benefícios Previdenciários - Benefício Definido.

(7) Impostos e contribuições sociais: os impostos diferidos foram registrados sobre diferenças temporárias relacionadas às diferenças entre a prática contábil anterior e os novos pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC, considerando os critérios expostos na nota explicativa nº 2 (item 2.4).

(8) Reclassificações: De acordo com os novos pronunciamentos contábeis foram efetuadas as seguintes reclassificações às demonstrações contábeis da Companhia:

- Os depósitos judiciais relacionados a contingências prováveis e anteriormente registrados como resultado das respectivas provisões foram reclassificados para o ativo não circulante.

b) Representação das ITRs de 2010, comparativamente com as de 2009 também ajustadas às normas de 2010.

Em atendimento à Deliberação CVM nº 656, de 25 de janeiro de 2011 a Companhia apresenta abaixo os efeitos no resultado e no patrimônio líquido dos trimestres findos em 31/03/2009, 30/06/2009, 30/09/2009, 31/03/2010, 30/06/2010 e 30/09/2010, decorrentes da plena adoção das normas de 2010.

	2009			2010		
Trimestre findo em:	31/03/09	30/06/09	30/09/09	31/03/10	30/06/10	30/09/10
Patrimônio líquido publicado	1.418.145	1.503.481	1.435.082	1.504.497	1.577.742	1.515.180
Capitalização de custos de empréstimos	3.983	8.450	12.669	24.197	26.872	27.809
Reconhecimento contrato de concessão	385	770	1.155	1.325	2.310	2.685
Ganhos sobre ativos disponíveis para venda	(855)	(1.150)	(1.491)	1.292	4.511	6.799
Desreconhecimento de ativos e passivos regulatórios	(278.175)	(253.021)	(177.932)	14.962	43.165	42.946
Superávit/(déficit) plano de benefício previdenciário	(134.992)	(134.992)	(134.992)	(131.128)	(131.128)	(131.128)
Efeitos dos tributos sobre os ajustes	139.282	129.181	102.201	30.175	18.452	17.299
Patrimônio líquido reapresentado	1.147.773	1.252.719	1.236.691	1.445.921	1.541.923	1.481.599

	2009			2010		
Resultado período findo em:	31/03/09	30/06/09	30/09/09	31/03/10	30/06/10	30/09/10
Resultado publicado	109.882	235.216	325.386	91.580	207.108	278.517
Capitalização de custos de empréstimos	3.983	8.450	12.669	7.949	10.324	11.261
Reconhecimento contrato de concessão	385	770	1.155	385	770	1.155
Desreconhecimento de ativos e passivos regulatórios	(4.594)	20.558	95.648	80.972	109.176	108.957
Efeitos dos tributos sobre os ajustes	76	(10.125)	(37.220)	(30.205)	(40.833)	(41.209)
Resultado reapresentado	109.732	254.869	397.637	150.361	286.545	358.681

	2009			2010		
Resultado trimestre findo em:	31/03/09	30/06/09	30/09/09	31/03/10	30/06/10	30/09/10
Resultado publicado	109.882	125.334	90.170	91.580	115.548	72.409
Capitalização de custos de empréstimos	3.983	4.467	4.219	7.949	2.675	937
Reconhecimento contrato de concessão	385	385	385	385	385	385
Desreconhecimento de ativos e passivos regulatórios	(4.594)	25.152	72.088	80.972	28.204	(219)
Efeitos dos tributos sobre os ajustes	76	(10.201)	(27.095)	(30.205)	(10.828)	(316)
Resultado reapresentado	109.732	145.137	142.768	150.361	136.184	73.136

Estas Informações Trimestrais 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 IBRACON), incluindo os ajustes decorrentes da adoção das novas práticas contábeis, não tendo sido, portanto, sujeitas aos procedimentos de auditoria.

4 Caixa e Equivalentes de Caixa

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Caixa e depósitos bancários à vista	15.945	10.555	21.356
Aplicações financeiras de liquidez imediata:			
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	4.384	733	-
Fundos de investimento	20.542	78.880	109.944
Caixa e equivalentes de caixa incluem caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo, os quais são registrados pelos valores de custo acrescidos dos rendimentos auferidos até as datas dos balanços, que não excedem o seu valor de mercado ou de realização.	40.871	90.168	131.300

As aplicações financeiras correspondem a operações realizadas com instituições que operam no mercado financeiro nacional e contratadas em condições e taxas normais de mercado, tendo como característica alta liquidez, baixo risco de crédito e remuneração pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) a percentuais que variam de 99,47% a 101,29%.

5 Contas a Receber de Clientes e Outros

As contas a receber de clientes e outros estão compostas da seguinte forma:

	Ref.	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Consumidores	(a)	1.123.484	1.036.281	776.467
Títulos a receber	(b)	103.005	109.513	109.513
Comercialização de energia na CCEE	(c)	29.089	23.809	23.081
Disponibilização do sistema de distribuição		12.120	4.049	2.712
Serviços prestados a terceiros		61.783	3.842	1.545
Outros créditos		22.983	49.891	153.169
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(d)	(117.882)	(102.824)	(97.366)
Total		1.234.581	1.124.561	959.372
Circulante		734.279	897.851	654.411
Não circulante		500.302	226.710	304.961
(a) Consumidores				

	Saldos vencidos		Total		PCLD			
	Saldos vencidos	Até 90 dias	Mais de 90 dias	31/12/10	31/12/09	01/01/09	31/12/10	01/01/09
Sector Privado								
Residencial	503.757	47.196	8.056	559.009	480.090	337.606	(8.056)	(10.010)
Industrial	64.341	4.349	73.739	142.429	153.066	120.493	(49.581)	(39.593)
Comercial, serviços e outras	142.519	11.277	8.409	162.205	159.490	120.860	(8.409)	(12.472)
Rural	23.538	4.555	36.446	64.539	96.443	46.487	(16.881)	(14.613)
	734.155	67.377	126.650	928.182	852.098	625.446	(82.927)	(76.688)

Sector Público	Saldos vencidos		Total	PCLD					
Federal	Até 90 dias	Mais de 90 dias		Até 90 dias	Mais de 90 dias				
Estadual	7.695	992	2.294	10.981	10.410	6.486	(1.429)	(921)	(1.680)
Municipal	9.964	172	2.551	13.267	12.420	8.763	(292)	(189)	(234)
Total	9.151	3.894	3.656	16.611	14.546	6.311	(342)	(710)	-
Iluminação pública	26.810	5.568	8.481	40.859	39.248	29.895	(2.322)	(1.452)	(2.624)
Serviço público	33.073	1.020	3.796	37.889	24.201	23.134	(2.361)	(2.819)	(2.782)
Fornecimento não faturado	28.726	3.550	7.293	39.569	35.453	16.820	(3.321)	(2.338)	(2.048)
Consumos	76.985	-	-	76.985	85.290	81.172	-	-	-
Circulante	899.749	77.515	146.220	1.123.484	1.036.281	776.467	(90.861)	(83.297)	(77.318)
Não Circulante	728.407	928.633	718.000	728.407	928.633	718.000	(90.861)	(83.297)	(77.318)

As contas a receber do não circulante representam os valores resultantes da consolidação de parcelamentos de débitos de contas de fornecimento de energia vencidos de consumidores inadimplentes e com vencimento futuro, cobrados em contas de energia. Incluem juros e multa aplicados pró-rata temporis.

(b) Títulos a receber

Referem-se aos parcelamentos de débitos financeiros, oriundos de contas de fornecimento de energia em atraso de órgãos públicos e débitos diversos (agentes arrecadadores, aluguéis, custas processuais etc.).

	Saldos		Vencidos		Total		PCLD		
	vencidos	Até 90 dias	Mais 90 dias	31/12/10	31/12/09	01/01/09	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Sector Público	87.060	1.880	850	89.790	96.502	92.510	(7.137)	(7.693)	(8.618)
Federal	9.082	362	3.771	13.215	13.011	7.254	(19.884)	(11.924)	(11.432)
Estadual	96.142	2.242	4.621	103.005	109.513	99.754	(21.021)	(19.527)	(20.045)
Municipal				24.337	22.117	26.850	(7.040)	(5.547)	(10.107)
Circulante				78.658	87.396	72.914	(19.981)	(13.980)	(9.878)
Non Circulante									

Os pagamentos de débitos incluem juros e atualização monetária a taxas, prazos e indexadores comuns de mercado, e os valores, líquidos da PCLD, são considerados recuperáveis pela Administração da Companhia.



...Continuação

12 Ativo Indenizável (Concessão)

O Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica nº 26, de 30 de março de 2000 e aditivos posteriores, celebrados entre a União (Poder Concedente - Outorgante) e a Companhia (Concessionária - Operador) regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica pela Companhia, onde:

- ✓ O contrato estabelece quais os serviços que o operador deve prestar e para quem (classe de consumidores) os serviços devem ser prestados;
- ✓ O contrato estabelece padrões de desempenho para prestação de serviço público, com relação à manutenção e à melhoria da qualidade no atendimento aos consumidores, e o operador tem como obrigação, na entrega da concessão, devolver a infra-estrutura nas mesmas condições em que a recebeu na assinatura desses contratos. Para cumprir com essas obrigações, são realizados investimentos constantes durante todo o prazo da concessão. Portanto, os bens vinculados à concessão podem ser repostos, algumas vezes, até o final da concessão;
- ✓ Ao final da concessão os ativos vinculados à infra-estrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização; e
- ✓ O preço é regulado através de mecanismo de tarifa estabelecido nos contratos de concessão com base em fórmula paramétrica (Parcelas A e B), bem como são definidas as modalidades de revisão tarifária, que deve ser suficiente para cobrir os custos, a amortização dos investimentos e a remuneração pelo capital investido.

Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia, a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão, a qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de distribuição elétrica, abrangendo:

(a) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e

(b) Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível em virtude de a sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores (vide nota explicativa nº 13).

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber: (a) parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia consumida/venida) durante o prazo da concessão; e

(b) parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

Essa indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido e foi determinada conforme demonstrado a seguir:

	Imobilizado	Intangível	Ativo indenizável (concessão)
Saldo originalmente publicados em 01 de janeiro de 2009	1.413.719	92.037	-
Reclassificação das obrigações pendentes de recebimento para contas a receber	2.953	-	-
Bifurcação do ativo imobilizado e intangível de acordo com CPC 01 e OCPC 05	(1.416.672)	1.356.391	60.281
Mensuração a valor justo do ativo financeiro - concessão	-	(32.716)	32.716
Saldo representados de acordo com o OCPC 05	-	1.415.712	92.997
A movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável (concessão) está assim apresentada:			
Saldo em 01/01/2009			92.997
Adições			17.565
• Baixas			(4.978)
Ajuste - Valor Justo			(1.592)
Saldo em 31/12/2009			103.992
Adições			19.540
• Baixas			(1.75)
Ajuste - Valor Justo			11.960
Saldo em 31/12/2010			135.317

13 Intangível

	Em serviço			Em curso			
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido	Custo	Obrigações especiais	Valor líquido
Ativo intangível em 01 de janeiro de 2009	1.240.467	-	-	1.240.467	175.245	-	1.415.712
Adições	(14.950)	-	-	-	273.465	-	273.465
• Baixas	-	12.611	-	(5.339)	(749)	-	(749)
Amortização	-	(121.236)	6.742	(114.494)	-	-	(114.494)
Transferências	200.727	-	(18.321)	182.406	(218.275)	(5.829)	(41.698)
Saldo em 31 de dezembro de 2009	1.423.244	(108.625)	(11.579)	1.303.040	229.686	(5.829)	1.526.897
Adições					236.471	-	236.471
• Baixas	(11.319)	7.403	-	(3.916)	(2.840)	-	(6.756)
Amortização	-	(140.460)	10.346	(130.114)	-	-	(130.114)
Transferências	267.476	-	(15.078)	252.398	(282.865)	5.829	(27.036)
Saldo em 31 de dezembro de 2010	1.679.401	(241.682)	(16.311)	1.421.408	180.452	-	1.601.860

A agência reguladora ANEEL é responsável por estabelecer a vida útil-econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, para efeitos de determinação da tarifa, bem como para apuração do valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável/adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil-econômica dos bens.

A Administração da Companhia entende que a amortização do ativo intangível deve respeitar a vida útil-econômica estimada de cada bem integrante do conjunto de bens tangíveis contidos na infraestrutura de distribuição. Assim sendo, esses bens devem ser amortizados individualmente, respeitando a vida útil de cada um deles, limitada ao prazo de vencimento da concessão. Como resultado da utilização desse critério de amortização, o total do ativo intangível será sempre amortizado de forma não linear. O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como ativo indenizável (concessão) (vide nota explicativa nº 12).

(a) Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

As obrigações especiais estão sendo amortizadas às mesmas taxas de amortização dos bens que compõem a infraestrutura, usando-se uma taxa média, a partir do segundo ciclo de revisão tarifária periódica.

Ao final da concessão o valor residual das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro de indenização.

(b) Análise do valor de recuperação dos ativos

A Companhia avaliou o valor de recuperação dos seus ativos em uso com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

Os valores alocados às premissas representam a avaliação da Administração sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos. O fluxo de caixa foi projetado com base no resultado operacional e projeções da Companhia até o término da concessão, tendo como principais premissas:

- Crescimento orgânico compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira; e
- Taxa média de desconto obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital.

O valor recuperável destes ativos supera seu valor contábil, e, portanto, não há perdas por desvalorização a serem reconhecidas.

14 Fornecedores

A composição do saldo em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 1º de janeiro de 2009 é como segue:

Fornecedores	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Energia Elétrica:			
Terceros	108.500	88.175	79.493
Partes Relacionadas	61.910	69.629	58.987
Subtotal	170.410	157.804	138.480
Encargos de Uso da Rede	17.684	17.540	13.708
Materiais e Serviços	45.218	36.029	55.969
Energia Livre	21.499	20.158	11.590
Total	254.811	231.531	219.747
Circulante	251.189	231.531	219.747
Não Circulante	3.622	-	-

15 Empréstimos e Financiamentos

	Encargos		Principal		Total	
Composição da dívida	Taxa efetiva	Circulante	Circulante	Não circulante	31/12/10	31/12/09
Moeda nacional						
União - BNDES/ Eletrobrás	-	-	-	-	10.204	12.235
Banco do Nordeste	10% a.a.	65	10.923	20.936	31.928	53.719
BNB 3	10% a.a.	85	16.802	16.802	33.689	67.242
BNB 6	10,11% a.a.	99	13.442	120.980	134.521	65.500
(-) Custos de transação		-	(166)	(347)	(513)	(7)
Subtotal - BNB 6		99	13.276	120.633	134.008	65.500
BNDES FINEM	TJLP + 4,3% a.a./ TJLP + 2,12% a.a./ TJLP + 3,12% a.a./ 4,5% aa TJLP + 1,82% aa/ TJLP + 2,82% aa/ 5,5% a.a.	697	64.201	118.492	183.390	154.411
(-) Custos de transação		-	(2)	(3)	(5)	-
Subtotal - BNDES FINEM		697	64.199	118.489	183.385	154.411
Eletrobrás	5% a.a.	16	15.670	53.334	69.020	77.956
(-) Custos de transação		-	(37)	(89)	(126)	-
Subtotal - Eletrobrás		16	15.633	53.245	68.894	77.956
FINPE	TJLP + 2% a.a./ 5,4% a.a.	63	2.613	25.416	28.092	22.956
(-) Custos de transação		-	(58)	(167)	(225)	(199)
Subtotal - FINPE		63	2.555	25.249	27.867	22.757
BNP Paribas	CDI + 2,5% a.a.	17	18.000	-	-	-
Banco do Brasil	12,149% a.a./ 15,67% a.a.	11.306	-	155.823	167.129	-
(-) Custos de transação		-	(607)	(1.803)	(2.410)	-
Operações com swap		-	-	(12.229)	(12.229)	-
Subtotal - Banco do Brasil		11.306	(607)	141.791	152.490	-
Outros	2 a 5,5%	-	18	61	69	85
Total moeda nacional		12.352	140.799	497.196	650.347	493.192
Moeda estrangeira						
Banco do Brasil	-	-	-	-	-	1.206
Kreditanstalt fur Wiederaufbau - KfW	2% a.a./ 4,5% a.a.	4	1.122	5.790	6.916	9.506
Operações com swap		-	246	424	670	(668)
Subtotal - Kreditanstalt fur Wiederaufbau - KfW		4	1.368	6.214	7.586	8.838
Total moeda estrangeira		4	1.368	6.214	7.586	8.838
Total		12.356	142.167	503.410	657.933	502.030

Captações de recursos no exercício:

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES: a Companhia recebeu o volume de R\$ 90,475 do BNDES para financiar parte dos investimentos realizados entre 2009 e 2010, provenientes do Contrato de Financiamento nº 082.1089.1 assinado em março de 2009 e aditado em março e agosto de 2010.

Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP: a Companhia recebeu R\$ 7.618 da FINEP para financiar o seu Projeto de Inovação, provenientes do Contrato de Financiamento assinado em outubro de 2009. Banco do Brasil – BB: a Companhia recebeu R\$ 145.000 do BB referente a uma linha de crédito rural do Banco para o pré-pagamento de algumas dívidas de custo mais elevado.

Eletrobrás: a Companhia recebeu R\$ 6.718 da Eletrobrás para cobertura financeira do custo de recuperação do sistema elétrico da Ceipe danificado em decorrências das chuvas na zona da mata do Estado no mês de junho de 2010. O contrato foi assinado em outubro de 2010.

BNP Paribas – A Companhia fez uso da conta garantida mantida junto ao BNP Paribas no volume de R\$ 18.000 em dezembro de 2010.

Os contratos mantidos com o BNDES (FINEM) prevêm a manutenção de “covenants” financeiros (índices) que relacionam o endividamento, LAJUE e resultado financeiro.

Nas demonstrações contábeis encerradas em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 1º de janeiro de 2009, a Companhia atingiu todos os índices requeridos contratualmente.

Condições contratuais dos empréstimos da Companhia em 31 de dezembro de 2010:

		Data de Assinatura	Moeda	Objetivo	Juros	Swap	Vencimento	Garantias
BB REN MN - BNDES		01/03/94	R\$	Pgto. BNDES	TJLP + 9,16% a.a.	Não aplicável	2014	Contrato Liquidado
BB REN MN - ELETROBRÁS		01/03/94	R\$	Pgto. Eletrobrás	IGPM + 9,16% a.a.	Não aplicável	2014	Contrato Liquidado
BNB 1		30/11/04	R\$	Eletificação	10% a.a.	Não aplicável	2013	Fiança Bancária, Aval Neoenergia e Aplicação Financeira
BNB 3		29/12/05	R\$	Eletificação	10% a.a.	Não aplicável	2012	Fiança Bancária, Aval Neoenergia e Aplicação Financeira
BNB 6		27/06/08	R\$	Eletificação	10% a.a.	Não aplicável	2016	Recebíveis, Aval Neoenergia e Aplicação Financeira
BNDES 6 FINEM (A)		01/12/06	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 4,3% a.a.	Não aplicável	2011	Aval Neoenergia e Fundo de Investimento
BNDES 6 FINEM (B)		01/12/06	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 4,3% a.a.	Não aplicável	2012	Aval Neoenergia e Fundo de Investimento
BNDES 6 FINEM (C)		01/12/06	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 4,3% a.a.	Não aplicável	2013	Aval Neoenergia e Fundo de Investimento
CEF/COHAB		Diversos	R\$	Eletificação Conj. Habitacional	TR + 2 a 5,5% a.a.	Não aplicável	2014	Receita Própria, Aval Governo do Estado e Fiança Bancária.
ECF 0018 UFIR		01/07/04	R\$	Universalização	UFIR + 6% a.a.	Não aplicável	2016	Receita Própria
ECF 0115 UFIR		17/11/05	R\$	Universalização	UFIR + 6% a.a.	Não aplicável	2017	Receita Própria
ECF 1983 UFIR		11/02/00	R\$	Eletificação Rural	UFIR + 6% a.a.	Não aplicável	2012	Receita Própria
ECF EMERGENCIAL 2871/2010		28/10/10	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	5% a.a.	Não aplicável	2015	Receita Própria e Nota Promissória
FINPE		23/12/04	R\$	Otimização e desempenho da rede de distribuição e programas comunitários	TJLP + 5% a.a.	Não aplicável	2011	Clean
FINPE		14/10/09	R\$	Projeto de Inovação	TJLP + 5% a.a.	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia
KFW 1		29/05/96	EURO	Distribuição Rural/SES/LTS	2% a.a.	72,5% do CDI	2026	Aval Governo do Estado/Federal e Fiança Bancária
KFW 2		29/05/96	EURO	Distribuição Rural/SES/LTS	4,5% a.a.	92% do CDI	2016	Aval Governo do Estado/Federal e Fiança Bancária
BNDES 7 - FINEM (C3)		23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,12% a.a.	Não aplicável	2015	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (D3)		23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 3,12% a.a.	Não aplicável	2015	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (E3)		23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	4,5% aa	Não aplicável	2015	Aval Neoenergia
BANCO DO BRASIL		06/05/10	R\$	Rest. da Dívida	12,149% a.a.	99,5% do CDI	2014	Clean
BNDES 7 - FINEM (O4)		23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% a.a.	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (P4)		23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% a.a.	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (Q4)		23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	5,5% a.a.	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia

Para alguns empréstimos foram dadas garantias de receita própria, avais dos Governos Federal e Estadual, notas promissórias e aval do acionista controlador.

O total, devido em moeda nacional e em moeda estrangeira da Companhia desdobra-se da seguinte forma:

	31/12/10			31/12/09			01/01/09		
Moeda Nacional	R\$	%	R\$	%	R\$	%	R\$	%	R\$
Juros pré-fixados	367.766	56,5	227.778	46,2	186.460	37,0			
UFIR	68.894	10,6	77.957	15,8	93.627	18,0			
FINEL	-	-	-	-	147	-			
ICPM	-	-	8.286	1,7	9.966	2,0			
TJLP	195.601	30,1	179.086	36,3	217.611	43,0			
TR	69	-	85	-	145	-			
CDI	18.017	2,8	-	-	-	-			
Total	650.347	100,0	493.192	100,0	507.956	100,0			
Principal	637.995	-	492.230	-	506.809	-			
Encargos	12.352	-	962	-	1.147	-			

	31/12/10			31/12/09			01/01/09		
Moeda Estrangeira	Moeda de Origem	R\$	%	Moeda de Origem	R\$	%	Moeda de Origem	R\$	%
Dólar norte-americano	-	-	-	-	-	-	516	1.206	10,6%
Euro	3.405	7,586	100,0%	3.791	8.838	100,0%	4.007	10.198	89,4%
Total	-	7.586	-	-	8.838	-	-	11.404	-
Principal	-	7.582	-	-	8.838	-	-	11.387	-
Encargos	-	-	-	-	-	-	-	17	-

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 1º de janeiro de 2009:

Moeda/Indexador	Variação %		
	31/12/10	31/12/09	01/01/09
EURO	(11,14)	(22,57)	24,13
Dólar norte-americano	(6,29)	(25,49)	31,94
IGP-M	11,31	(1,71)	9,81
FINEL	2,18	(0,35)	1,90
TJLP	6,00	6,12	6,25
CDI	9,75	9,88	12,38
SELIC	11,11	11,99	12,48
TR	0,60	0,71	1,63

...Continuação

Cíveis		Referem-se às ações de natureza comercial e indenizatória, movidas por pessoas físicas e pessoas jurídicas, envolvendo danos materiais e/ou danos morais.					
Contingência Cível	Valor	Expectativa de Perda	Valor Provisionado				01/01/09
	Atualizado		31/12/10	31/12/09	31/12/08	31/12/07	
Clientes - Tarifas Plano Cruzado	5.243	1ª, 2ª e 3ª	Provável	5.243	3.010	2.609	
	2.823	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-	
	3.146	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-	
Indenização por perdas	7.604	1ª, 2ª e 3ª	Provável	7.604	4.305	5.583	
	69.101	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-	
	1.779	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-	
Acidente terceiros/trabalho	5.747	1ª, 2ª e 3ª	Provável	5.747	3.595	2.462	
	49.718	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-	
	1.148	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-	
Comerc. energia e produtos	3.294	1ª, 2ª e 3ª	Provável	3.294	1.887	1.594	
	31.869	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-	
	489	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-	
Irregularidade de consumo	6.813	1ª, 2ª e 3ª	Provável	6.813	3.530	-	
	24.934	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-	
	755	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-	
Empréstimo compulsório	13	1ª, 2ª e 3ª	Provável	13	12	10	
	1.663	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-	
	73	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-	
Iluminação pública	-	1ª, 2ª e 3ª	Provável	-	-	-	
	4.079	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-	
	1.227	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-	
Negativação SPC e Serasa	-	1ª, 2ª e 3ª	Provável	-	9	203	
	4	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-	
Societário Ações	554	1ª, 2ª e 3ª	Provável	554	477	420	
	51	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-	
Racionamento de Energia Elétrica	13	1ª, 2ª e 3ª	Provável	13	11	10	
	1.690	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-	
	8	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-	
Outras	30	1ª, 2ª e 3ª	Provável	30	25	20	
	7.685	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-	
	2.751	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-	

Total **234.254** **29.311** **16.861** **12.911**

Os valores foram atualizados monetariamente pela variação do INPC acrescidos de juros de 1% a.m. *Clientes - Tarifas Plano Cruzado* - Ações movidas por alguns consumidores industriais e comerciais questionando a legalidade da majoração da tarifa de energia elétrica ocorrida na vigência do Plano Cruzado, conforme Portarias nºs 38 e 45 do DNAEE, de 27 de janeiro e de 4 de março, ambas de 1986, e pleiteando a restituição de valores envolvidos.

Indenização por perdas - Trata-se de ações indenizatórias movidas por pessoas físicas e jurídicas em função das atividades da Concessionária. As ações envolvem pedidos de ressarcimento de danos morais e materiais em virtude de suspensão de fornecimento de energia e queima de equipamentos, bem como pedido de ressarcimento por descumprimento contratual.

Comercialização de Energia, Serviços e Produtos - Referem-se a diversas ações cíveis e comerciais movidas por pessoas físicas e jurídicas, nas quais a Companhia é ré, envolvendo repetição de indébito, revisão de débito de consumo medido e não medido (irregularidade de consumo), cancelamento de débito, restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, anulação de dívida.

Acidente de terceiros/trabalho - Referem-se a diversas ações cíveis movidas por pessoas físicas, nas quais a Companhia é ré, envolvendo danos morais e/ou danos materiais.

Outras - Referem-se a litígios com agentes arrecadadores de contas de energia elétrica, bem como demanda relativa à multa contratual com fornecedores de energia elétrica.

Fiscais		Referem-se às ações tributárias e impugnações de cobranças, intimações e autos de infração fiscal.					
Contingência Fiscal	Valor	Expectativa de Perda	Valor Provisionado				01/01/09
	Atualizado		31/12/10	31/12/09	31/12/08	31/12/07	
ICMS	-	1ª, 2ª e 3ª	Provável	-	-	-	
	150.454	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-	
ISS	710	1ª, 2ª e 3ª	Provável	383	383	384	
	20.660	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-	
	1.049	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-	
CPMF	-	1ª, 2ª e 3ª	Provável	-	-	-	
	2.700	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-	
CSLL	1.928	1ª, 2ª e 3ª	Provável	184	184	184	
	11.245	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-	
TLF/PTU	-	1ª, 2ª e 3ª	Provável	-	-	-	
	2.269	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-	
	911	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-	
PIS/COFINS	-	1ª, 2ª e 3ª	Provável	-	-	-	
	72.085	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-	
COFINS	1.857	1ª, 2ª e 3ª	Provável	371	373	1.166	
	7.213	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-	
IRPJ	2.451	1ª, 2ª e 3ª	Provável	490	490	490	
	896.482	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-	
	7.871	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-	
INSS	-	1ª, 2ª e 3ª	Provável	-	-	-	
	7.446	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-	
Taxas Diversas	7.205	Administrativa	Possível	-	-	-	
	3.874	Administrativa	Remota	-	-	-	
Outras	-	1ª, 2ª e 3ª	Provável	-	-	-	
	25.324	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-	
	403	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-	

Total **1.224.137** **1.428** **1.430** **2.224**

Os valores foram atualizados monetariamente pela variação da taxa SELIC.

ISS - Refere-se à discussão sobre a não-exigibilidade de créditos relativos a autos de infração lavrados pela Prefeitura do Recife e algumas prefeituras de cidades do interior do estado, exigindo ISS sobre serviços taxados e serviços prestados por terceiros.

COFINS - Procedimentos resultantes de atuação fiscal, pela Secretaria da Receita Federal, envolvendo a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS, ainda em julgamento perante as instâncias administrativas fiscais.

IRPJ - Refere-se a autos de infração nos quais se discute lucro inflacionário acumulado, realizado em valor inferior ao limite mínimo obrigatório, compensação e antecipação, todos ainda em julgamento perante as instâncias administrativas fiscais.

ICMS - Atuação que ensejou a discussão sobre valor do desconto, mediante o limite da legislação em vigor permitido, e atuação sobre isenções.

Outras - Procedimentos resultantes de atuação fiscal, pela Secretaria da Receita Federal, envolvendo a CSLL e outros tributos, ainda em julgamento perante as instâncias administrativas fiscais.

22 Outros Passivos

Consumidores	Ref.	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Empregados - Adiantamento Acordo Coletivo	(1)	9.975	8.354	9.477
Contribuição para custeio do serviço de iluminação pública - COSIP		3	18	12
Convênios		394	959	3.230
Caução em Garantia	(2)	41	104	415
FGTS Conta Empresa		8.999	4.507	2.389
Encargos CBEE		129	129	129
		1.961	1.824	2.203
Taxa Iluminação Pública - TIP	(3)	8.410	10.582	6.798
Adiantamentos recebidos	(4)	14.917	8.977	8.929
Outras		8.629	4.656	6.104
Total		53.458	40.110	39.686
Circulante		50.552	35.156	36.842
Não Circulante		2.906	4.954	2.844

(1) Obrigações perante consumidores de energia elétrica decorrentes de antecipação de recursos para construção de obras em municípios ainda não universalizados, contas pagas em duplicidade, ajustes de faturamento e outros.

(2) Garantia constituída em espécie para assegurar o cumprimento do contrato, tanto no que diz respeito a suas cláusulas operacionais, como na obrigatoriedade do pagamento dos encargos dos empregados das empresas fornecedoras de serviços.

(3) Taxa de iluminação pública - TIP - Corresponde a valores arrecadados a serem repassados às Prefeituras.

(4) Adiantamentos recebidos - referem-se, principalmente, a adiantamentos para execução de serviços técnicos como deslocamento de postes, de rede de distribuição e de linha de transmissão.

23 Patrimônio Líquido

Capital Social		O capital social autorizado da Companhia em 31 de dezembro de 2010 e 2009 é de R\$ 700.000 e o integralizado é de R\$ 590.174.					
		A composição do capital social realizado por classe de ações, sem valor nominal e principais acionistas é a seguinte:					
Acionistas	Única	Nº de Ações (EM UNIDADE)				Total	%
		Ações Ordinárias	A	B	%		
Neoenergia S.A.	66.023	99,6	464	6,1	400	53,9	66,887
Outros	280	0,4	7.103	93,9	342	46,1	7,725
Total	66.303	100,0	7.567	100,0	742	100,0	74,612

Acionistas		Nº de Ações (EM MIL)					
Acionistas	Única	Ações Preferenciais				Total	%
		A	B	%	%		
Neoenergia S.A.	522.236	99,6	3.670	6,1	3.164	53,9	529.070
Outros	2.215	0,4	56.184	93,9	2.705	46,1	61.104
Total	524.451	100,0	59.854	100,0	5.869	100,0	610.174

Cada ação ordinária dá direito a um voto nas deliberações da Assembleia Geral. As ações preferenciais de ambas as classes não têm direito de voto.

As ações preferenciais classe "A" terão direito ao recebimento de um dividendo mínimo, não cumulativo, de 10% ao ano sobre o lucro líquido, e o reembolso do capital, sem prêmio. As ações preferenciais classe "B" terão prioridade na distribuição de dividendo e reembolso do capital, somente após a distribuição de dividendos e reembolso de capital das preferenciais classe "A" e terão direito a dividendos no mínimo 10% (dez por cento) maiores do que os atribuídos às ações ordinárias.

Reserva de Incentivo Fiscal - SUDENE

A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, e que atuam no setor de infraestrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de modernização/ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo 551, § 3º, do Decreto nº 3.000, de 26 de março de 1999.

O saldo da reserva de incentivo fiscal apurado até 31 de dezembro de 2007, no montante de R\$ 73.003, foi mantido como reserva de capital e, somente poderá ser utilizado conforme previsto em lei.

Em atendimento à Lei nº 11.638/07 e CPC 07, o valor correspondente ao incentivo SUDENE apurado a partir da vigência da Lei foi contabilizado no resultado do exercício, e posteriormente transferido para a reserva de lucro devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis conforme previsto no artigo 545 do Regulamento de imposto de Renda.

A Companhia apurou no exercício findo em 31 de dezembro de 2010, o valor de R\$ 65.521 (R\$ 82.898 em 2009) de incentivo fiscal SUDENE, calculado com base no Lucro da Exploração, aplicando este incentivo, de redução de 75%, no imposto de renda apurado pelo Lucro Real.

Reserva Especial de Ágio

Essa reserva, no montante de R\$ 454.999, foi gerada em função da reestruturação societária da Companhia, que resultou no reconhecimento do benefício fiscal diretamente no patrimônio líquido, quando o ágio foi transferido para a Companhia através da incorporação. (vide nota explicativa nº 8).

Reserva Legal

A reserva legal é calculada com base em 5% de seu lucro líquido conforme previsto na legislação em vigor, limitada a 20% do capital social.

Outros Resultados Abrangentes

No patrimônio líquido, a demonstração de outros resultados abrangentes, em atendimento ao CPC 26, inclui os ganhos e perdas decorrentes da mensuração a valor justo do ativo indenizável (concessão), líquido dos efeitos tributários.

24 Receita Bruta

Fornecimento de Energia	Ref.	31/12/10		31/12/09	
		(a)	(b)	(c)	(d)
Receita de operação e manutenção		1.528.201	1.695.420	1.688.030	
Remuneração financeira wacc		9.342	7.390	9.342	
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	(b)	92.903	40.055	92.903	
Disponibilização do Sistema de Distribuição	(c)	2.323.137	2.174.884	2.323.137	
Receita de operação e manutenção		2.308.914	2.164.443	2.308.914	
Remuneração financeira wacc		14.223	10.441	14.223	
Receita de Construção (vide nota explicativa 3, item 5)		223.225	256.854	223.225	
Outras Receitas	(d)	67.514	48.570	67.514	
Total		4.240.980	4.215.783	4.240.980	

(a) Fornecimento de energia

A Composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores é a seguinte:

Consumidores:	Nº de consumidores		MWh (1)		R\$	
	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09
Residencial	2.669.566	2.584.323	3.791.350	3.507.086	1.423.979	1.411.182
Industrial	13.413	13.521	2.049.576	2.080.274	680.828	718.983
Comercial	198.048	193.793	2.020.603	1.921.286	868.478	870.010
Rural	180.574	174.799	579.741	531.103	125.596	119.139
Poder Público	21.699	21.922	557.546	516.402	232.807	233.685
Iluminação Pública	5.015	5.037	428.056	432.563	106.700	116.915
Serviço de energia	2.523	1.629	597.977	548.332	178.963	171.377
Consumo Próprio	229	239	13.657	15.568	-	-
Suprimento	33	33	-	18	(1)	(41)
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	(5.811)	3.890
Transferência para atividade de distribuição (*)	-	-	-	-	(2.233.611)	(2.120.953)
Subtotal	3.091.100	2.995.476	10.038.506	9.552.632	1.377.928	1.524.187
Acordo Geral do Setor Elétrico	-	-	-	-	-	9.774
Subvenção à tarifa social	-	-	-	-	-	150.273
Total	3.091.100	2.995.476	10.038.506	9.552.632	1.528.201	1.695.420

(*) *Vide comentários nota (c) a seguir.*

(1) Informações não examinadas por auditores independentes.

(b) Câmara de Comercialização de Energia - CCEE

Os montantes de receitas/despesas faturadas e/ou pagos pelas concessionárias que tiveram excedente/falta de energia, comercializados no âmbito da CCEE, foram informados pela mesma e referendados pela Companhia.

CCEE	31/12/10		31/12/09	
	MWh (1)	R\$	MWh (1)	R\$
CCEE Compra (*)	141.374	67.363	165.032	37.119

CCEE	31/12/10		31/12/09	
	MWh (1)	R\$	MWh (1)	R\$
CCEE Venda (*)	198.589	92.903	209.200	40.055

(*) *Compra/Venda estimada referente ao mês de dezembro/2010.*

(1) Informações não examinadas por auditores independentes.

(c) Disponibilização do Sistema de Distribuição

A receita com Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD refere-se, basicamente, à venda de energia para consumidores livres com a cobrança de tarifa pelo uso da rede de distribuição.

Recita de Uso da Rede Básica/Sistema de Conexão	Ref.	31/12/10		31/12/09	
		MWh (1)	R\$	MWh (1)	R\$
Transfer. Atividade de Comercialização (Consumidores Cativos)	(1)	2.233.611	1.220.953	2.233.611	1.220.953
Total		2.233.611	1.220.953	2.233.611	1.220.953

(1) Em atendimento ao Despacho ANEEL nº 1.618 de 23/04/2008, a Companhia efetuou a segregação da receita de comercialização e distribuição utilizando uma "TUSD média" calculada a partir da TUSD homologada para consumidores cativos.

(d) Outras receitas

Renda da prestação de serviços	31/12/10		31/12/09	
	MWh (1)	R\$	MWh (1)	R\$
Arrendamentos e alugueis	12.900	12.180	12.900	12.180
Serviço taxado	4.113	3.605	4	



...Continuação

Consoante facultado pela Deliberação CVM nº 604, que aprovou os pronunciamentos técnicos CPC 38, 39 e 40, a Companhia contabilizou os instrumentos derivativos de acordo com a metodologia de contabilidade de operação hedge (hedge accounting). Por essa metodologia, os impactos na variação do valor justo dos derivativos utilizados como instrumento de hedge são reconhecidos no resultado de acordo com o reconhecimento do item que é objeto de hedge. Os hedges da Companhia foram avaliados como efetivos.

Os derivativos da Companhia (instrumentos financeiros derivativos destinados a hedge) e as dívidas em moeda estrangeira da Companhia (respectivos itens objeto de hedge) foram ajustados ao valor justo. A valorização ou a desvalorização do valor justo do instrumento destinado a hedge do item objeto de hedge foram registradas em contrapartida da conta de receita ou despesa financeira, no resultado do exercício.

Fatores de Risco

- Riscos financeiros
- ✓ Risco de Variação Cambial

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de elevação nas taxas de câmbio, que aumentem os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e das debêntures em moeda nacional indexadas a variação cambial captados no mercado. A Companhia, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo em moeda estrangeira não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui em 31 de dezembro de 2010, operações de "hedge" cambial, representando 100% do endividamento com exposição cambial.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2010 a Companhia apurou um resultado negativo nas operações de "hedge" cambial no montante de R\$ 10.328 (R\$ 6.880, resultado negativo em 31 de dezembro de 2009).

Vide abaixo análise de sensibilidade do risco taxa de câmbio, demonstrando os efeitos no resultado da variação nos cenários:

I - RISCO DE VARIAÇÃO CAMBIAL

	Variação na taxa do EUR	Efeitos No resultado	Efeitos No patrimônio líquido
2010	8,64%	(597)	(597)
		597	597
2009	3,38%	(321)	(321)
		321	321

✓ Risco de encargos de dívida

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado, ou diminuam a receita financeira relativas às aplicações financeiras da Companhia. A Companhia não tem pactuado contratos de derivativos para fazer "swap" contra este risco, porém, monitora continuamente as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de derivativos para se proteger contra o risco de volatilidade dessas taxas.

Vide abaixo análise de sensibilidade do risco de encargos de dívida, demonstrando o efeito no resultado das variações nos cenários:

II - RISCO DE TAXAS DE JUROS

	Aumento/redução em pontos-base	Efeitos No resultado	Efeitos No patrimônio líquido
2010			
Ativos Financeiros			
CDI	0,99%	1.185	1.185
Passivos Financeiros			
CDI	0,99%	(4.606)	(4.606)
IGPM	-6,32%	2.656	2.656
2009			
Ativos Financeiros			
CDI	0,66%	1.214	1.214
Passivos Financeiros			
CDI	0,66%	(4.073)	(4.073)
IGPM	6,21%	(2.858)	(2.858)

Essas análises de sensibilidade têm por objetivo ilustrar a sensibilidade a mudanças em variáveis de mercado nos instrumentos financeiros da Companhia. As análises de sensibilidade acima demonstradas são estabelecidas com o uso de premissas e pressupostos em relação a eventos futuros. A Administração da Companhia evita a utilização dessas estimativas e premissas utilizadas nos cálculos. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade inerente ao processo utilizado na preparação dessas análises.

- Riscos operacionais

✓ Risco de crédito

O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores de faturas e contas, concessionárias e perdas decorrentes da inadimplência, a Companhia monitora esse tipo de risco e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, a Companhia monitora as contas a receber de consumidores realizando diversas ações de cobrança, incluindo a interrupção do fornecimento, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores o risco de crédito é baixo devido à grande pulverização da carteira.

✓ Risco de vencimento antecipado

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros determinados níveis ("covenants", financeiros). O descumprimento dessas restrições pode implicar em vencimento antecipado da dívida (vide notas explicativas nºs 15 e 16).

✓ Risco quanto à escassez de energia

O Sistema Elétrico Brasileiro é abastecido predominantemente pela geração hidroelétrica. 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 termoeletricas. 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.

✓ Gestão do Capital

A Companhia promove a gestão de seu capital através de políticas que estabelecem diretrizes qualitativas aliadas a parâmetros quantitativos que visam a monitorar seu efetivo cumprimento. A gestão do capital consiste em estabelecer níveis de índices econômico-financeiros para a empresa, considerando o benefício fiscal da estrutura de dívida, o custo de endividamento e todos os diversos aspectos envolvidos na definição da estrutura ótima de capital.

A política financeira do Grupo ao qual pertencemos tem como objetivo estar no primeiro quartil de empresas privadas no setor elétrico brasileiro com maior rating, através da manutenção dos seguintes indicadores:

Indicador	Definição	Limites
Dívida Líquida/EBITDA	Reflete a capacidade de pagamento da dívida através da geração operacional de caixa da empresa medida pelo EBITDA no período de 1 ano.	≤ 2,0 segmento de distribuição
Dívida de Curto Prazo/ Dívida Total	Reflete a proporção da dívida que está concentrada no período no curto prazo (1 ano).	≤ 20% segmento de distribuição
EBITDA/Despesa financeira líquida Companhia.	Reflete a capacidade de pagamento do serviço da dívida da Companhia.	≥ 3,5 segmento de distribuição

Não houve alterações dos objetivos, políticas ou processos durante os exercícios findos em 31 de janeiro de 2010 e 2009.

31 Compromissos

Os compromissos da Companhia relacionados a contratos do não circulante para compra de energia são como segue:

Vigência	2011	2012	2013	2014	2015	Após 2015
CELPE 2009 a 2042	1.609.121	1.613.382	1.629.289	1.637.311	1.663.145	26.241.281

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, cuja vigência variam de 1 a 30 anos, representam o volume total contratado pelo preço corrente no final do exercício de 2010, e foram homologados pela ANEEL.

32 Plano Previdenciário e Outros Benefícios aos Empregados

O Plano nº 1 – CELPOS CD, com características de contribuição definida, contemplando a renda de aposentadoria programada, e características de benefício definido, nos benefícios de pecúlio por morte e por invalidez, foi implantado em 2006 (que migraram do Plano BD). A parcela CD do plano CELPOS CD, por suas características de poupança individual (CD), não apresenta déficit ou superávit, já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes. Já a parte de risco, referente ao pecúlio por invalidez ou morte, é atuarialmente calculada e de acordo com as definições da CVM 600, deve ser contabilizada como um benefício BD.

O Plano nº 2 – CELPOS BD é um plano maduro e está fechado a novos participantes desde 2006. Eventuais insuficiências serão de responsabilidade da patrocinadora e dos participantes. As contribuições correntes (da patrocinadora e dos participantes, na proporção de 1 para 1) destinam-se à cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, acumulados desde a sua admissão no plano.

Durante o exercício, findo em 31 de dezembro de 2010, a Companhia efetuou contribuições a CELPOS no montante de R\$ 26.317 (R\$ 14.713 em 2009).

As contribuições provisionadas durante o exercício foram as seguintes:

	31/12/10	31/12/09
Custo do Intangível em Curso	1.147	379
Despesas Operacionais	7.610	10.882
Total	7.757	11.261

Com o propósito de anular o passivo atuarial correspondente à parcela apropriada ao resultado, equivalente a 4/5, a Companhia firmou com a Celpos, no exercício de 2001, um instrumento contratual previsto para ser amortizado até o ano de 2022, de valores referentes às reservas a amortizar e a outros passivos atuariais a amortizar existentes. Os valores estão apresentados da seguinte forma:

Os valores estão apresentados da seguinte forma:

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09
Contrato de reconhecimento de dívida				
Benefícios a conceder	11.648	10.987	138.608	141.546
Subtotal	11.648	10.987	138.608	141.546
Contribuição da patrocinadora				
Obrigação atuarial	-	-	151.972	170.516
Participação ativos	1.977	4.885	-	-
Desligados PDV	730	727	415	349
Subtotal	2.707	5.612	152.387	170.865
Total	14.355	16.599	290.995	312.411

Deliberação CVM nº 600 – CPC 33 – Benefícios a empregados
A Deliberação CVM nº 600/09, em linha com os procedimentos contábeis estabelecidos no CPC 33 - Benefícios a Empregados, determina o registro de um passivo quando o montante das obrigações ultrapassa o valor dos ativos do plano de benefícios, e de um ativo quando o montante dos ativos supera o valor das obrigações do plano. Nesta última hipótese, o ativo somente deverá ser registrado quando existirem evidências de que este poderá reduzir efetivamente as contribuições da patrocinadora ou que será reembolsável no futuro.

O parecer atuarial da CELPOS, emitido por atuário independente, considerando a situação econômico-financeira da fundação em 31 de dezembro de 2010 e 2009, está resumido a seguir, bem como as demais informações requeridas pela Deliberação CVM nº 600, de 07 de outubro de 2009. As principais premissas econômicas adotadas para os cálculos atuariais referentes aos exercícios de 2010 e 2009 foram:

Planos de Benefício/Contribuição	Nº 1 - CD	2010	Nº 2 - BD
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial		10,77%	10,77%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano		11,83%	11,94%
Índice estimado de aumento nominal dos salários		5,83%	5,83%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios		Não aplicável	4,50%
Taxa estimada de inflação no longo prazo		4,50%	4,50%
Taxa de rotatividade esperada	0,15/(tempo de serviço + 1)	Nula	Nula
Fator de capacidade	98,00%	98,00%	98,00%
Tábua biométrica de mortalidade geral	UP-94	UP-94	UP-94
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Não aplicável	UP-84 - Masculina	UP-84 - Masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	50% da Ligth-Fraca	50% da Ligth-Fraca	50% da Ligth-Fraca
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	Não aplicável	50% na primeira elegibilidade à aposentadoria antecipada, 10% entre essa data e a data da aposentadoria normal e 100% na data de elegibilidade à aposentadoria normal	50% na primeira elegibilidade à aposentadoria antecipada, 10% entre essa data e a data da aposentadoria normal e 100% na data de elegibilidade à aposentadoria normal

Planos de Benefício/Contribuição	Nº 1 - CD	2009	Nº 2 - BD
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial		10,77%	10,77%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano		12,66%	12,36%
Índice estimado de aumento nominal dos salários		5,83%	5,83%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios		Não aplicável	4,50%
Taxa estimada de inflação no longo prazo		4,50%	4,50%
Taxa de rotatividade esperada	0,15/(tempo de serviço + 1)	Nula	Nula
Fator de capacidade	98,00%	98,00%	98,00%
Tábua biométrica de mortalidade geral	UP-94	UP-94	UP-94
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Não aplicável	UP-84 - Masculina	UP-84 - Masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Ligth média	Ligth média	Ligth média
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	Não aplicável	100% na data da aposentadoria normal	100% na data da aposentadoria normal

	2011	2010	2009
Custo Esperado do Plano Previdenciário de Benefício Definido			
Taxa de desconto nominal (com juros, líquido da contribuição do participante)	914	1.427	2.467
Juros sobre as obrigações atuariais	71.403	74.542	73.975
Rendimento esperado dos ativos do plano	(51.462)	(52.465)	(45.952)
(-) Ganhos reconhecidos devido da redução no plano	-	(10.342)	-
(-) Ganhos reconhecidos devido ao impacto da liquidação antecipada no plano	-	(2.093)	-
Custo esperado estimado para o ano 2010/2011	20.855	11.068	30.490
Rendimento efetivo dos ativos do plano	-	58.836	64.223

	2011	2010	2009
Custo Esperado do Plano Previdenciário de Contribuição Definida			
Taxa do serviço corrente (com juros, líquido da contribuição do participante)	87	137	241
Juros sobre as obrigações atuariais	105	122	146
Rendimento esperado dos ativos do plano	(269)	(179)	(122)
Amortização de ganhos atuariais líquidos	21	(36)	-
Amortização do custo do serviço passado não reconhecido	61.528	43.191	-
(-) Amortização de ganhos atuariais não reconhecidos	(102)	-	-
Custo esperado estimado para o ano 2010/ 2011	(158)	44	265
Rendimento efetivo dos ativos do plano	-	439	73

Os valores reconhecidos nos balanços patrimoniais são os seguintes:

	Plano BD	2010	2009
Plano de Benefícios Definido			
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura		687.038	714.500
Valor justo dos ativos do plano		(446.178)	(438.320)
Déficit/(superávit) para planos cobertos		240.860	276.180
Ganho/(perdas) atuariais não reconhecidas		61.528	43.191
Passivo (ativo) líquido		302.388	319.371
Limite do "corredor" para reconhecimento no resultado		68.704	71.450
Plano de Contribuição Definida			
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura		879	996
Valor justo dos ativos do plano		(2.088)	(1.237)
Déficit/(superávit) para planos cobertos		(1.209)	(241)
Ganho/(perdas) atuariais não reconhecidas		1.607	705
Custo do serviço passado não reconhecido		(293)	-
Passivo (ativo) líquido		105	464
Limite do "corredor" para reconhecimento no resultado		124	100

As movimentações no valor presente da obrigação com benefício definido e contribuição definida são, respectivamente, as seguintes:

	31/12/10	Plano BD	31/12/09	01/01/09
Reconciliação do valor das obrigações atuariais				
Valor das obrigações no início do ano		714.500	708.146	-
Custo do serviço corrente bruto (com juros, líquido da contribuição do participante)		1.427	2.467	-
Juros sobre a obrigação atuarial		74.542	73.975	-
Contribuições de participantes vertidas no ano		3.162	3.441	-
(-) Ganho atuarial		(14.712)	(24.920)	-
(-) Benefícios pagos no ano		(51.118)	(48.608)	-
Valor presente das obrigações no final do ano (efetivo)		-	-	708.146
(-) Impacto da redução do plano		(9.690)	-	-
(-) Impacto da liquidação antecipada no plano		(31.075)	-	-
Valor das obrigações calculadas no final do ano	687.038	714.500	708.146	

	31/12/10	Plano CD	31/12/09	01/01/09
Reconciliação do valor das obrigações atuariais				
Valor das obrigações no início do ano		996	1.356	-
Custo do serviço corrente bruto (com juros, líquido da contribuição do participante)		135	241	-
Juros sobre a obrigação atuarial		122	146	-
Contribuições de participantes vertidas no ano		10	6	-
Impacto das alterações no plano		293	-	-
(-) Ganho atuarial		(677)	(753)	-
Entrada de transferências líquidas (incluindo o efeito de fusões, aquisições e alienações)		-	1.356	-
Valor das obrigações calculadas no final do ano	879	996	1.356	

As movimentações no valor justo dos ativos do plano de benefício definido e do plano de contribuição definida são, respectivamente, as seguintes:

	31/12/10	Plano BD	31/12/09	01/01/09
Reconciliação do valor justo dos ativos				
Valor justo dos ativos no início do ano		438.320	385.012	-
Rendimento esperado no ano		52.465	45.952	-
Perdas atuariais nos ativos do plano		6.371	18.272	-
Contribuições de patrocinadoras (inclui benefícios pagos diretamente pelas patrocinadoras)		28.051	34.253	-
Contribuições de participantes		3.162	3.441	-
(-) Benefícios pagos pelo plano/empresa		(51.118)	(48.608)	-
(-) Impacto da liquidação antecipada no plano		(31.075)	-	-
Impacto decorrente de aquisições/alienações		-	-	385.012
Valor justo dos ativos no final do ano	446.177	438.320	385.012	

	31/12/10	Plano CD	31/12/09	01/01/09
Reconciliação do valor justo dos ativos				
Valor justo dos ativos no início do ano		1.237	1.111	-
Rendimento esperado no ano		179	122	-
(Ganho)/perda atuariais nos ativos do plano		260	(49)	-
Contribuições de patrocinadoras (inclui benefícios pagos diretamente pelas patrocinadoras)		402	347	-
Contribuições de participantes		10	6	-
Impacto decorrente de aquisições/alienações		-	-	811
Valor justo dos ativos no final do ano	2.088	1.237	811	

Além dos benefícios concedidos por intermédio dos planos de previdência complementar e plano de saúde, a Companhia oferece outras vantagens a seus empregados, tais como: auxílios refeição, transporte, funeral e creche, capacitação e desenvolvimento, que são periodicamente negociados por ocasião dos acordos coletivos de trabalho. No exercício findo em 2010, a Companhia despendeu em essas rubricas o montante de R\$ 13.127 (R\$ 17.590 em 2009).

33 Seguros

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros, de acordo com os corretores de seguros contratados pela Companhia está demonstrada a seguir:

Riscos	Data da vigência	Importância	Prêmio (R\$)
Riscos Nomeados - Subestações e Usinas	08/10/09 a 08/10/10	112.344	291
Riscos Nomeados - Imóveis próprios e locados	08/10/09 a 08/10/10	112.545	291
Responsabilidade Civil Geral - Operações	08/10/09 a 08/10/10	-	294
Veículos	08/10/09 a 08/10/10	-	24

Os seguros da Companhia são contratados conforme a respectiva Política de Gerenciamento de Riscos e Seguros vigentes, com as principais apólices descritas a seguir:

Riscos nomeados – imóveis próprios, locados (de/ou para terceiros), almoxarifados e subestações e usina – pela apólice contratada estão cobertos os principais equipamentos das subestações e usina, com seus respectivos valores segurados e limites máximos de indenização. Tem cobertura securitária básica contra incêndio, queda de raio e explosão de qualquer natureza e cobertura adicional contra danos elétricos.

Responsabilidade civil geral – cobertura às reparações por danos involuntários, pessoais e/ou materiais causados a terceiros, em consequência das operações comerciais e/ou industriais da Companhia. O limite máximo a indenizar por evento é de R\$ 4.000.

Transporte (Nacional e Internacional) – garante o pagamento de uma indenização ao segurado caso os bens (novos ou usados) em trânsito, transportados através das vias marítimas, fluviais, lacustres, aéreas, rodoviárias ou ferroviárias, devidamente averbados, sofram uma avaria (sinistro), em qualquer localidade do território nacional (transporte nacional) ou no exterior (transporte internacional).

Veículos – coberturas básicas de responsabilidade civil facultativa de veículos, casco e acidentes pessoais coletivos, e coberturas adicionais de quebra de vidros, assistência 24 horas e carro reserva por sete dias em caso de sinistro ou roubo.

34 Questões Ambientais

A Companhia pauta sua conduta pela preservação do Meio Ambiente e respeito à legislação ambiental. As ações voltadas para a sustentabilidade são diversas e cada vez mais arraigadas ao negócio da Companhia. Em 2010, dentre as ações voltadas à preservação do meio-ambiente destacam-se:

- Rede Compacta/Linha Verde

Uma das ações de grande importância na preservação ambiental é a utilização de redes protegidas. Cabos elétricos protegidos evitando acidentes por contato com árvores, reduzindo a necessidade de poda da arborização e melhorando o desempenho do sistema elétrico.

- Conservação de Energia

Visando a educação ambiental e a preservação dos recursos naturais, a companhia vem investindo em projetos de eficiência energética, conforme obrigatoriedade estabelecida em contrato de concessão de energia.

A Celpe investe em projetos de diagnósticos e eficiência/taxa das instalações de clientes dos poderes públicos e privados, instituições beneficentes e educacionais e prédios tombados pelo Patrimônio Histórico.

Além de sensibilizar os clientes com o programa de Eficiência Energética, a Celpe doa equipamentos eficientes (geladeiras e lâmpadas), capacita agentes comunitários e municipais das prefeituras e promove ações educacionais nas universidades, escolas e comunidades carentes.

- Certificação Ambiental ISO 14001:2004

Em 2010, o Sistema de Gestão Ambiental (SGA) manteve sua certificação, com base na versão ABNT NRB ISO 14001: 2004. Os processos abrangidos pelo SGA são: no Edifício Sede - atividades administrativas, de saúde e segurança no trabalho, aquisição de produtos e serviços, manutenção predial, planejamento de linhas de transmissão e subestações, recrutamento e desenvolvimento profissional, na Usina Tubarão, em Fernando de Noronha, o processo de geração de energia, além da manutenção das subestações Pina, Beberibe, João de Barros, Dom Avelar e São Caetano.

- Licenciamento Ambiental

A CELPE mantém todas as suas Subestações, Redes de Distribuição, Linhas de Transmissão e a Usina Termoeletrica Tubarão, em Fernando de Noronha regularizados e licenciados pelo órgão ambiental estadual. O processo de licenciamento faz parte da rotina da Companhia, bem como sua renovação que acontece anualmente.

- Estudos Atmosféricos e Ruidos

Em 2010 foi realizado o monitorando do ruído e das emissões atmosféricas provenientes da geração de energia em Fernando de Noronha e no Edifício-sede.

Em relação aos veículos da Companhia, a Unidade de Transporte utiliza,



Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN | CNPJ nº 08.324.196/0001-81 | Companhia Aberta | CVM nº 01813-9

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

2010

CARTA DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Senhores Acionistas, Submetemos, para apreciação, o Relatório da Administração e as Demonstrações Contábeis da Companhia, com Relatório dos Auditores Independentes e parecer do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2010.

Um ponto relevante a ser destacado é que as Demonstrações Financeiras apresentadas estão em conformidade com o novo padrão contábil estabelecido pelo International Accounting Standards Board – IASB (conhecido como IFRS) e consubstanciado na Instrução CVM nº 457, de 13 de julho de 2007, que determina a aplicação desta nova prática contábil a partir do exercício findo em 2010. O ano de 2009 está sendo reapresentado sob as mesmas práticas contábeis para efeito de comparabilidade. Destaca-se ainda a contínua evolução da base de clientes, tendo atingido em 2010 a marca de 1,1 milhão de contratos ativos, dos quais 968 mil, residenciais, sendo que os consumidores de baixa renda foram 468 mil.

No que se refere aos investimentos aportados, foram aplicados, em 2010, R\$ 142,7 milhões destinados à melhoria dos padrões de qualidade operacional e à capacidade de fornecimento da energia elétrica aos seus clientes, com ênfase para a conclusão da implantação do projeto SAP-CCS, a construção de duas subestações Lagoa d'Anta e Barrocas, ampliação da Subestação São José do Mipibu e reforma das Subestações Caicó e Nova Cruz.

Foram realizadas ainda 77.872 novas ligações. Construídos 916 km de redes de média tensão (13,8 kV) e 392 km de redes de baixa tensão 380/220 Volts, além da implantação de 26.654 postes.

A COSERN alcançou excelentes resultados econômico-financeiros em 2010. A receita operacional líquida cresceu 8,6%, encerrando o ano em R\$ 1.150,8 milhão enquanto a geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA, alcançou R\$ 331,6 milhões, superior ao ano anterior em 6,2%. A margem bruta em 2010 foi de 40,3% e a margem do EBITDA 28,8%.

Os principais fatores que contribuíram para este desempenho foram o aumento das vendas de energia em 371 GWh, apresentando crescimento de 8,9% na energia distribuída, o incremento de 59 mil novos clientes e o reajuste tarifário de 9,95% em abril de 2010. O Lucro Líquido foi de R\$ 254 milhões em 2010, 3,6% superior ao resultado de 2009.

A arrecadação bruta de R\$ 1.557,33 milhão superou em 11,21% a registrada em 2009, como fruto das ações adotadas para a recuperação de créditos. O índice de arrecadação foi de 102,7% do faturamento registrado em 2010, contra 101,4% em 2009.

A COSERN recebeu o grau de investimento em escala global da agência de classificação de risco Standard & Poor's, com rating BBB – na Escala Global e brAAA na Escala Nacional Brasil. Seguindo a estratégia adotada nos anos anteriores, manteve o seu endividamento no longo prazo, utilizando recursos de bancos e agências de fomento para financiar seus planos de investimento. Para fazer frente aos programas de investimentos, a COSERN mantém como estratégia obter financiamentos de longo prazo com bancos e agências de fomento, visando captar recursos com custos mais baixos e com prazos mais aderentes ao retorno de longo prazo dos investimentos em distribuição. Em 2010 a Empresa recebeu, aproximadamente, R\$ 55,2 milhões em financiamentos de órgãos como FINEP e BNDES, recursos específicos para projetos de investimentos na concessão.

A Companhia encerrou o exercício com índice de perdas de energia de 11,68%, índice superior ao registrado em 2009. O sistema de distribuição apresentou um desempenho satisfatório, registrando para o indicador DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) valor igual a 6,98 interrupções por cliente. Atualmente essa tecnologia surge como uma nova tendência nas empresas do setor elétrico, agregando cada vez mais aspectos relacionados ao controle, análise e monitoramento dos clientes, baseando-se sempre numa filosofia de diagnosticar perdas de forma mais dinâmica. A COSERN instalou 2.337 remotas nas unidades consumidoras do Grupo A.

3.5. RECEITA DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Detalhamento da Receita da Distribuição de Energia (R\$ Mil)

	2006	2007	2008	2009	2010	Participação em 2010
Residencial	329.640	382.821	399.579	443.975	531.713	40,8%
Comercial	225.210	245.149	272.243	292.700	336.793	25,9%
Industrial	163.943	174.647	227.465	278.715	175.273	13,5%
Rural	53.271	56.283	46.690	47.705	66.496	5,1%
Outras Classes *	143.123	158.953	157.627	168.378	192.235	14,8%
Total Fornecimento	915.187	1.017.852	1.103.604	1.231.473	1.302.510	95,8%
Total Ambiente Livre	41.069	43.411	15.439	15.439	56.419	4,2%
Total da Distribuição	956.256	1.061.263	1.128.178	1.246.905	1.358.929	100,0%

* Excluída a Receita Não-Faturada

A receita futura obtida com a distribuição de energia nos mercados cativo e livre atingiu R\$ 1.359 milhões, onde 95,8% dessa receita foram provenientes do atendimento ao mercado cativo. A parcela de 4,2% referente ao mercado livre, que equivale a R\$ 56,4 milhões, concentrou-se praticamente na classe industrial.

3.6. ARRECADAÇÃO

O índice de Arrecadação - IAR, entendido como o valor total arrecadado com energia e títulos, inclusive Exercícios Anteriores, em relação aos valores faturados por fornecimento de energia com vencimento no exercício, atingiu em 2010 o índice de 102,7%, contra 101,4% do ano anterior. A performance da arrecadação tem sido determinada positivamente pelo conjunto de ações adotadas para redução da inadimplência e aumento da recuperação de créditos, que envolvem a suspensão do fornecimento de energia elétrica, registro dos inadimplentes no SPC e SERASA, emissão de duplicatas mercantis, protesto de promissórias, melhoria do cadastro de clientes e atuação nas esferas judiciais.

3.7. COMPRA DE ENERGIA

Ao longo do ano, a Companhia participou de dois MCDSDs - Mecanismo de Compensação de Sobras e Deficits adquirindo energia. Sendo o primeiro um MCDSD Troca - Livre, com entrega a partir de 1º de junho/2010 e o segundo, um MCDSD 4%, com entrega a partir de 1º de janeiro/2011. Adicionalmente a COSERN comprou energia, com entrega a partir de janeiro de 2015, através dos leilões A-5 e UHE Belo Monte.

4 INVESTIMENTOS

Em 2010 a COSERN investiu R\$ 142,7 milhões, sendo R\$ 137,6 milhões provenientes de recursos próprios e R\$ 5,1 milhões oriundos de recursos de terceiros e subvenções, os quais foram destinados à melhoria da qualidade e da capacidade do fornecimento de energia elétrica aos seus clientes, conforme descrito a seguir:

4.1. EXPANSÃO DE REDE

Com relação a Linhas de Distribuição em Alta Tensão, foram destinados recursos para construção das Linhas de Distribuição (LD) em 69 kV Tangara - Lagoa d'Anta (25,2 km em cabo 336,4 CAA) e para em 69 kV em Cabo 336,4 CAA, para a construção da LD Adquirida - Caicó (2,5 km em cabo 336,4 CAA). Destacam-se ainda a realização do seccionamento da LD Mossoró III - Mossoró I, com vistas a adicionar um novo suprimento à Subestação Barrocas, com o objetivo de melhorar a qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores do município de Mossoró.

Em substituições, foram alocados recursos para a construção da subestação Lagoa d'Anta (10/12,6 MVA) e Barrocas (20/26,6 MVA), ampliação da Subestação São José do Mipibu (2º transformador de 10/12,5 MVA), reforma da Subestação Caicó, com substituição de Transformadores de Corrente (TC) e chaves, e para instalação de uma Conexão de Transformador (CT) de 69 kV na Subestação Nova Cruz.

No Programa de Distribuição, foram realizadas 77.872 novas ligações. Com isso, foram construídos 916 km de redes de média tensão (13,8 kV) e 392 km de redes de baixa tensão 380/220 Volts, além da implantação de 26.654 postes.

4.2. MODERNIZAÇÃO

Foram substituídos 36 relés microprocessados, contemplando novas funcionalidades na proteção de linhas de transmissão e redes de distribuição, tais como neutro sensível e localizador de falta.

Ao longo da rede de distribuição foram instalados 10 religadores telecomandados e 15 chaves seccionadoras automáticas. Adquiridos os equipamentos para substituição remota de automação na SE Jardim de Piranhas, serviço este que será realizado em janeiro de 2011. Foi disponibilizado o acesso remoto aos relés digitais em mais 13 subestações, proporcionando uma maior agilidade na coleta dos dados nas ocorrências do sistema elétrico e quando necessário a alteração remota de parâmetros dos relés de proteção.

Para os clientes do Grupo A, foram instalados 1.500 equipamentos de telemetria em 2010, totalizando 2.616 clientes do grupo A telemetrados, permitindo a leitura remota e o monitoramento em tempo real dos dados da medição, otimizando os procedimentos comerciais e de combate às perdas de energia elétrica.

Neram instalados 25 canais de comunicação back - up para aumento da disponibilidade da comunicação das subestações com o COI - Centro de Operações e Informações, permitindo uma redução de custo de pessoal e aumentando a confiabilidade da operação do sistema elétrico.

Foi adquirida uma nova central telefônica exclusiva para transbordar das ligações do telemetramento Cosern para a Contax, garantindo assim maior estabilidade e disponibilidade no serviço de atendimento ao cliente.

4.3. PESQUISA E DESENVOLVIMENTO - P&D

Em 2010 foi finalizado mais um projeto de pesquisa e desenvolvimento, que integrou os programas dos ciclos 2006/2007, 2007/2008 e 2008/2009. O projeto finalizado, regido pela Resolução nº 219/2006 foi o de *Análise da Inserção de Novos Fluidos, Econômico e Tecnicamente Mais Eficientes*, em parceria com o Centro de Gestão de Tecnologia e Inovação - CGTI e a B&B Pesquisa e Desenvolvimento em Sistemas Elétricos. Também em 2010, em parceria com outras concessionárias, a COSERN iniciou a execução do projeto cooperado de *Metodologia para Estabelecimento de Estrutura Tarifária para o Serviço de Distribuição de Energia Elétrica*, cuja previsão de conclusão é para meados de 2011. Além da execução desses projetos, 2010 também foi marcado pelo empenho da COSERN na execução e submissão à avaliação inicial da ANEL de novos temas para projetos de P&D. O resultado desse trabalho foi o envio para a avaliação inicial de 16 (dezesseis) novos projetos com a obtenção, até a presente data, de 9 (nove) aprovações.

Em 2010, foram investidos mais de R\$ 300 mil no pagamento das consultorias, materiais, e serviços de terceiros, em benefício à avaliação da equipe da COSERN no desenvolvimento dos projetos.

4.4. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

O ano de 2010 foi marcado pela execução do Programa de Eficiência Energética 2010 (PEE 2010). Nesse programa tivemos a execução do Projeto Energia Social, totalmente direcionado aos clientes de baixa renda, cuja abrangência atingiu 16 municípios com palestras educacionais sobre o uso eficiente de energia elétrica, a troca, através de doação, de 12.273 lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas e de 5.468 geladeiras em estado precário por geladeiras eficientes que utilizam gás refrigerante ecologicamente correto. Merece destaque, também em 2010, a continuidade da execução do projeto Energia Verde e a atuação na eficiência das instalações elétricas de prédios públicos e de entidades filantropicas. Assim, a COSERN executou a eficiência das instalações elétricas do Hospital Universitário Onofre Lopes, do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte - IFRN, da Secretaria de Saúde do Estado do Rio Grande do Norte e de um conjunto de entidades filantropicas de Natal. Além disso, a COSERN iniciou a eficiência dos semáforos sob a responsabilidade da SEMOB - Secretaria Municipal de Mobilidade Urbana. Esse projeto consiste na substituição dos lâmpadas incandescentes por focos à LED. Deverá ser concluído somente em março de 2011.

Tudo esse esforço envolveu o aporte de mais de R\$ 8,0 milhões, possibilitando uma economia anual de energia elétrica de mais de 5.863 MWh e a redução de demanda na ponta de 1,68 MW.

4.5. TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou o montante de 4.521 GWh, representando um crescimento de 8,94% em relação ao ano de 2009. Desse mercado, 85% refere-se ao consumo do mercado cativo e 15% do mercado livre.

3.2. COMPORTAMENTO DO MERCADO CATIVO - VENDAS DE ENERGIA

O Mercado cativo da COSERN apresentou uma queda de 6,51%, em relação ao ano de 2009, o que representa uma redução de 267 GWh. Esta queda deve-se à saída de clientes para o mercado livre, como foram os casos das unidades consumidoras de Guararês, Alto do Rodrigues, Canto do Amaro e Riacho da Forquilha), além da Vicunha, Coteminas e Itapetinga, o que resultou em uma redução de 46,12% na classe industrial. Por outro lado, em função da falta de chuvas e das altas temperaturas registradas em 2010, a classe residencial apresentou um crescimento de 10,47%, assim como a classe rural que cresceu 11,69%.

3.3. EVOLUÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou o montante de 4.521 GWh, representando um crescimento de 8,94% em relação ao ano de 2009. Desse mercado, 85% refere-se ao consumo do mercado cativo e 15% do mercado livre.

3.2. COMPORTAMENTO DO MERCADO CATIVO - VENDAS DE ENERGIA

O Mercado cativo da COSERN apresentou uma queda de 6,51%, em relação ao ano de 2009, o que representa uma redução de 267 GWh. Esta queda deve-se à saída de clientes para o mercado livre, como foram os casos das unidades consumidoras de Guararês, Alto do Rodrigues, Canto do Amaro e Riacho da Forquilha), além da Vicunha, Coteminas e Itapetinga, o que resultou em uma redução de 46,12% na classe industrial. Por outro lado, em função da falta de chuvas e das altas temperaturas registradas em 2010, a classe residencial apresentou um crescimento de 10,47%, assim como a classe rural que cresceu 11,69%.

3.3. EVOLUÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou o montante de 4.521 GWh, representando um crescimento de 8,94% em relação ao ano de 2009. Desse mercado, 85% refere-se ao consumo do mercado cativo e 15% do mercado livre.

3.2. COMPORTAMENTO DO MERCADO CATIVO - VENDAS DE ENERGIA

O Mercado cativo da COSERN apresentou uma queda de 6,51%, em relação ao ano de 2009, o que representa uma redução de 267 GWh. Esta queda deve-se à saída de clientes para o mercado livre, como foram os casos das unidades consumidoras de Guararês, Alto do Rodrigues, Canto do Amaro e Riacho da Forquilha), além da Vicunha, Coteminas e Itapetinga, o que resultou em uma redução de 46,12% na classe industrial. Por outro lado, em função da falta de chuvas e das altas temperaturas registradas em 2010, a classe residencial apresentou um crescimento de 10,47%, assim como a classe rural que cresceu 11,69%.

3.3. EVOLUÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou o montante de 4.521 GWh, representando um crescimento de 8,94% em relação ao ano de 2009. Desse mercado, 85% refere-se ao consumo do mercado cativo e 15% do mercado livre.

3.2. COMPORTAMENTO DO MERCADO CATIVO - VENDAS DE ENERGIA

O Mercado cativo da COSERN apresentou uma queda de 6,51%, em relação ao ano de 2009, o que representa uma redução de 267 GWh. Esta queda deve-se à saída de clientes para o mercado livre, como foram os casos das unidades consumidoras de Guararês, Alto do Rodrigues, Canto do Amaro e Riacho da Forquilha), além da Vicunha, Coteminas e Itapetinga, o que resultou em uma redução de 46,12% na classe industrial. Por outro lado, em função da falta de chuvas e das altas temperaturas registradas em 2010, a classe residencial apresentou um crescimento de 10,47%, assim como a classe rural que cresceu 11,69%.

3.3. EVOLUÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou o montante de 4.521 GWh, representando um crescimento de 8,94% em relação ao ano de 2009. Desse mercado, 85% refere-se ao consumo do mercado cativo e 15% do mercado livre.

3.2. COMPORTAMENTO DO MERCADO CATIVO - VENDAS DE ENERGIA

O Mercado cativo da COSERN apresentou uma queda de 6,51%, em relação ao ano de 2009, o que representa uma redução de 267 GWh. Esta queda deve-se à saída de clientes para o mercado livre, como foram os casos das unidades consumidoras de Guararês, Alto do Rodrigues, Canto do Amaro e Riacho da Forquilha), além da Vicunha, Coteminas e Itapetinga, o que resultou em uma redução de 46,12% na classe industrial. Por outro lado, em função da falta de chuvas e das altas temperaturas registradas em 2010, a classe residencial apresentou um crescimento de 10,47%, assim como a classe rural que cresceu 11,69%.

3.3. EVOLUÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou o montante de 4.521 GWh, representando um crescimento de 8,94% em relação ao ano de 2009. Desse mercado, 85% refere-se ao consumo do mercado cativo e 15% do mercado livre.

3.2. COMPORTAMENTO DO MERCADO CATIVO - VENDAS DE ENERGIA

O Mercado cativo da COSERN apresentou uma queda de 6,51%, em relação ao ano de 2009, o que representa uma redução de 267 GWh. Esta queda deve-se à saída de clientes para o mercado livre, como foram os casos das unidades consumidoras de Guararês, Alto do Rodrigues, Canto do Amaro e Riacho da Forquilha), além da Vicunha, Coteminas e Itapetinga, o que resultou em uma redução de 46,12% na classe industrial. Por outro lado, em função da falta de chuvas e das altas temperaturas registradas em 2010, a classe residencial apresentou um crescimento de 10,47%, assim como a classe rural que cresceu 11,69%.

3.3. EVOLUÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou o montante de 4.521 GWh, representando um crescimento de 8,94% em relação ao ano de 2009. Desse mercado, 85% refere-se ao consumo do mercado cativo e 15% do mercado livre.

3.2. COMPORTAMENTO DO MERCADO CATIVO - VENDAS DE ENERGIA

O Mercado cativo da COSERN apresentou uma queda de 6,51%, em relação ao ano de 2009, o que representa uma redução de 267 GWh. Esta queda deve-se à saída de clientes para o mercado livre, como foram os casos das unidades consumidoras de Guararês, Alto do Rodrigues, Canto do Amaro e Riacho da Forquilha), além da Vicunha, Coteminas e Itapetinga, o que resultou em uma redução de 46,12% na classe industrial. Por outro lado, em função da falta de chuvas e das altas temperaturas registradas em 2010, a classe residencial apresentou um crescimento de 10,47%, assim como a classe rural que cresceu 11,69%.

3.3. EVOLUÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou o montante de 4.521 GWh, representando um crescimento de 8,94% em relação ao ano de 2009. Desse mercado, 85% refere-se ao consumo do mercado cativo e 15% do mercado livre.

3.2. COMPORTAMENTO DO MERCADO CATIVO - VENDAS DE ENERGIA

O Mercado cativo da COSERN apresentou uma queda de 6,51%, em relação ao ano de 2009, o que representa uma redução de 267 GWh. Esta queda deve-se à saída de clientes para o mercado livre, como foram os casos das unidades consumidoras de Guararês, Alto do Rodrigues, Canto do Amaro e Riacho da Forquilha), além da Vicunha, Coteminas e Itapetinga, o que resultou em uma redução de 46,12% na classe industrial. Por outro lado, em função da falta de chuvas e das altas temperaturas registradas em 2010, a classe residencial apresentou um crescimento de 10,47%, assim como a classe rural que cresceu 11,69%.

3.3. EVOLUÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou o montante de 4.521 GWh, representando um crescimento de 8,94% em relação ao ano de 2009. Desse mercado, 85% refere-se ao consumo do mercado cativo e 15% do mercado livre.

3.2. COMPORTAMENTO DO MERCADO CATIVO - VENDAS DE ENERGIA

O Mercado cativo da COSERN apresentou uma queda de 6,51%, em relação ao ano de 2009, o que representa uma redução de 267 GWh. Esta queda deve-se à saída de clientes para o mercado livre, como foram os casos das unidades consumidoras de Guararês, Alto do Rodrigues, Canto do Amaro e Riacho da Forquilha), além da Vicunha, Coteminas e Itapetinga, o que resultou em uma redução de 46,12% na classe industrial. Por outro lado, em função da falta de chuvas e das altas temperaturas registradas em 2010, a classe residencial apresentou um crescimento de 10,47%, assim como a classe rural que cresceu 11,69%.

3.3. EVOLUÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou o montante de 4.521 GWh, representando um crescimento de 8,94% em relação ao ano de 2009. Desse mercado, 85% refere-se ao consumo do mercado cativo e 15% do mercado livre.

3.2. COMPORTAMENTO DO MERCADO CATIVO - VENDAS DE ENERGIA

O Mercado cativo da COSERN apresentou uma queda de 6,51%, em relação ao ano de 2009, o que representa uma redução de 267 GWh. Esta queda deve-se à saída de clientes para o mercado livre, como foram os casos das unidades consumidoras de Guararês, Alto do Rodrigues, Canto do Amaro e Riacho da Forquilha), além da Vicunha, Coteminas e Itapetinga, o que resultou em uma redução de 46,12% na classe industrial. Por outro lado, em função da falta de chuvas e das altas temperaturas registradas em 2010, a classe residencial apresentou um crescimento de 10,47%, assim como a classe rural que cresceu 11,69%.

3.3. EVOLUÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou o montante de 4.521 GWh, representando um crescimento de 8,94% em relação ao ano de 2009. Desse mercado, 85% refere-se ao consumo do mercado cativo e 15% do mercado livre.

3.2. COMPORTAMENTO DO MERCADO CATIVO - VENDAS DE ENERGIA

O Mercado cativo da COSERN apresentou uma queda de 6,51%, em relação ao ano de 2009, o que representa uma redução de 267 GWh. Esta queda deve-se à saída de clientes para o mercado livre, como foram os casos das unidades consumidoras de Guararês, Alto do Rodrigues, Canto do Amaro e Riacho da Forquilha), além da Vicunha, Coteminas e Itapetinga, o que resultou em uma redução de 46,12% na classe industrial. Por outro lado, em função da falta de chuvas e das altas temperaturas registradas em 2010, a classe residencial apresentou um crescimento de 10,47%, assim como a classe rural que cresceu 11,69%.

3.3. EVOLUÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou o montante de 4.521 GWh, representando um crescimento de 8,94% em relação ao ano de 2009. Desse mercado, 85% refere-se ao consumo do mercado cativo e 15% do mercado livre.

3.2. COMPORTAMENTO DO MERCADO CATIVO - VENDAS DE ENERGIA

O Mercado cativo da COSERN apresentou uma queda de 6,51%, em relação ao ano de 2009, o que representa uma redução de 267 GWh. Esta queda deve-se à saída de clientes para o mercado livre, como foram os casos das unidades consumidoras de Guararês, Alto do Rodrigues, Canto do Amaro e Riacho da Forquilha), além da Vicunha, Coteminas e Itapetinga, o que resultou em uma redução de 46,12% na classe industrial. Por outro lado, em função da falta de chuvas e das altas temperaturas registradas em 2010, a classe residencial apresentou um crescimento de 10,47%, assim como a classe rural que cresceu 11,69%.

3.3. EVOLUÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou o montante de 4.521 GWh, representando um crescimento de 8,94% em relação ao ano de 2009. Desse mercado, 85% refere-se ao consumo do mercado cativo e 15% do mercado livre.

3.2. COMPORTAMENTO DO MERCADO CATIVO - VENDAS DE ENERGIA

O Mercado cativo da COSERN apresentou uma queda de 6,51%, em relação ao ano de 2009, o que representa uma redução de 267 GWh. Esta queda deve-se à saída de clientes para o mercado livre, como foram os casos das unidades consumidoras de Guararês, Alto do Rodrigues, Canto do Amaro e Riacho da Forquilha), além da Vicunha, Coteminas e Itapetinga, o que resultou em uma redução de 46,12% na classe industrial. Por outro lado, em função da falta de chuvas e das altas temperaturas registradas em 2010, a classe residencial apresentou um crescimento de 10,47%, assim como a classe rural que cresceu 11,69%.

3.3. EVOLUÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou o montante de 4.521 GWh, representando um crescimento de 8,94% em relação ao ano de 2009. Desse mercado, 85% refere-se ao consumo do mercado cativo e 15% do mercado livre.

3.2. COMPORTAMENTO DO MERCADO CATIVO - VENDAS DE ENERGIA

O Mercado cativo da COSERN apresentou uma queda de 6,51%, em relação ao ano de 2009, o que representa uma redução de 267 GWh. Esta queda deve-se à saída de clientes para o mercado livre, como foram os casos das unidades consumidoras de Guararês, Alto do Rodrigues, Canto do Amaro e Riacho da Forquilha), além da Vicunha, Coteminas e Itapetinga, o que resultou em uma redução de 46,12% na classe industrial. Por outro lado, em função da falta de chuvas e das altas temperaturas registradas em 2010, a classe residencial apresentou um crescimento de 10,47%, assim como a classe rural que cresceu 11,69%.

3.3. EVOLUÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou o montante de 4.521 GWh, representando um crescimento de 8,94% em relação ao ano de 2009. Desse mercado, 85% refere-se ao consumo do mercado cativo e 15% do mercado livre.

3.2. COMPORTAMENTO DO MERCADO CATIVO - VENDAS DE ENERGIA

O Mercado cativo da COSERN apresentou uma queda de 6,51%, em relação ao ano de 2009, o que representa uma redução de 267 GWh. Esta queda deve-se à saída de clientes para o mercado livre, como foram os casos das unidades consumidoras de Guararês, Alto do Rodrigues, Canto do Amaro e Riacho da Forquilha), além da Vicunha, Coteminas e Itapetinga, o que resultou em uma redução de 46,12% na classe industrial. Por outro lado, em função da falta de chuvas e das altas temperaturas registradas em 2010, a classe residencial apresentou um crescimento de 10,47%, assim como a classe rural que cresceu 11,69%.

3.3. EVOLUÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou o montante de 4.521 GWh, representando um crescimento de 8,94% em relação ao ano de 2009. Desse mercado, 85% refere-se ao consumo do mercado cativo e 15% do mercado livre.

3.2. COMPORTAMENTO DO MERCADO CATIVO - VENDAS DE ENERGIA

O Mercado cativo da COSERN apresentou uma queda de 6,51%, em relação ao ano de 2009, o que representa uma redução de 267 GWh. Esta queda deve-se à saída de clientes para o mercado livre, como foram os casos das unidades consumidoras de Guararês, Alto do Rodrigues, Canto do Amaro e Riacho da Forquilha), além da Vicunha, Coteminas e Itapetinga, o que resultou em uma redução de 46,12% na classe industrial. Por outro lado, em função da falta de chuvas e das altas temperaturas registradas em 2010, a classe residencial apresentou um crescimento de 10,47%, assim como a classe rural que cresceu 11,69%.

3.3. EVOLUÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou o montante de 4.521 GWh, representando um crescimento de 8,94% em relação ao ano de 2009. Desse mercado, 85% refere-se ao consumo do mercado cativo e 15% do mercado livre.

3.2. COMPORTAMENTO DO MERCADO CATIVO - VENDAS DE ENERGIA

O Mercado cativo da COSERN apresentou uma queda de 6,51%, em relação ao ano de 2009, o que representa uma redução de 267 GWh. Esta queda deve-se à saída de clientes para o mercado livre, como foram os casos das unidades consumidoras de Guararês, Alto do Rodrigues, Canto do Amaro e Riacho da Forquilha), além da Vicunha, Coteminas e Itapetinga, o que resultou em uma redução de 46,12% na classe industrial. Por outro lado, em função da falta de chuvas e das altas temperaturas registradas em 2010, a classe residencial apresentou um crescimento de 10,47%, assim como a classe rural que cresceu 11,69%.

3.3. EVOLUÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

O mercado de distribuição de energia da COSERN registrou o montante de 4.521 GWh, representando um crescimento de 8,94% em relação ao ano de 2009. Desse mercado, 85% refere-se ao consumo do mercado cativo e 15% do mercado livre.

3

...Continuação

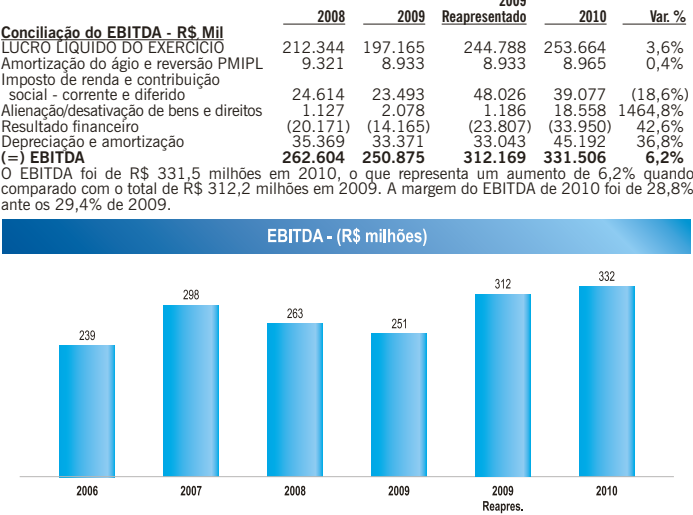
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS (Valores expressos em milhares de reais)

	2010	2009
Fornecimento de energia elétrica	533.082	532.935
Energia Elétrica de Curto Prazo - CCEE	19.848	25.491
Disponibilização do sistema de distribuição	879.543	695.626
Outras receitas operacionais	18.618	12.344
Receita operacional	1.451.091	1.265.696
IMIS	(260.419)	(235.647)
PIS	(23.474)	(20.845)
COFINS	(108.123)	(94.879)
ISS	(522)	(528)
Quota para reserva global de reversão - RGR	(7.396)	(8.240)
Contribuição do desenvolvimento energético - CDE	(37.748)	(38.062)
Subvenção – conta consumo de combustível – CCC	(57.870)	(33.030)
Programa de Eficientização Energética - PEE	(4.864)	(4.264)
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico-FNDCT	(1.946)	(1.721)
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	(973)	(1.529)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.946)	(1.706)
Encargos do Consumidor – Tesouro Nacional	(2.712)	-
Encargos CBEE	-	2
Encargos do consumidor - PROINFA	(2.919)	(158)
Deduções da receita operacional	(481.912)	(410.607)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	969.179	855.089
Custo do serviço de energia elétrica	(612.526)	(569.172)
Custo com energia elétrica	(531.762)	(497.458)
Energia elétrica comprada para revenda	(488.966)	(438.992)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(72.796)	(58.466)
Custo de operação	(80.245)	(71.194)
Pessoa	(21.373)	(20.072)
Entidade de previdência privada	1.458	(756)
Material	(2.861)	(2.609)
Serviços de terceiros	(15.853)	(14.601)
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica - TFSEE	(5.021)	(3.988)
Depreciação e amortização	(34.863)	(30.657)
Arrendamentos e aluguéis	(10)	2
Tributos	(177)	(169)
Provisões líquidas - PCLD	(4.784)	(4.37)
Outros custos	(519)	(520)
Custo de serviço prestado a terceiros	356.653	285.917
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	(103.180)	(67.057)
Despesas operacionais	(43.447)	(23.328)
Despesas com vendas	(59.232)	(59.232)
Despesas gerais e administrativas	253.473	218.860
Resultado do serviço	30.775	14.165
Resultado financeiro	90.757	70.683
Receita	13.735	7.717
Renda de aplicações financeiras	59.427	39.221
Juros, comissões e despesas com o patrimônio de energia	4.725	(2.337)
Remuneração financeira ativos regulatórios	15.190	21.586
Variação monetária	624	8.994
Operações Swap	1.038	(56.518)
Outras receitas financeiras	(59.982)	-
Despesa	-	-
Encargos de dívida (líquido de R\$ 308 transferido para custo obra - nota 16)	(43.424)	(39.239)
Remuneração financeira passivos regulatórios	(3.356)	(3.726)
Variação monetária	(7.180)	(9.565)
Outras despesas financeiras	(6.021)	(3.988)
Juros sobre o capital próprio	(35.123)	(33.786)
Resultado na Alienação/Desativação de Bens e Direitos	(19.801)	(2.078)
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	229.324	197.161
Imposto de renda e contribuição social - corrente	(72.905)	(71.851)
Imposto de renda e contribuição social - diferido	9.042	9.042
Imposto de renda - SUDENE	41.693	33.758
Amortização ágio e reversão PMIPL	(8.966)	(8.933)
LUCRO ANTES DA REVERSÃO DOS JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	193.987	164.274
Reversão dos Juros sobre o capital próprio	35.123	33.786
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	229.110	198.060
RESUMO DAS DIFERENÇAS IFRS (R\$ mil)	31/12/2010	31/12/2009
Descrição	229.110	198.060
Lucro (Prejuízo) líquido - ANEEL	17.482	13.271
IFRIC12	32.621	60.929
Regulatório	(12.649)	(24.072)
Efeito dos tributos	253.664	244.788
Lucro (prejuízo) líquido de acordo com o IFRS	253.664	244.788
Patrimônio líquido - ANEEL	707.612	676.778
IFRIC12	11.943	9.042
Regulatório	(4.388)	(35.419)
Efeito dos tributos	4.745	7.789
Patrimônio líquido de acordo com o IFRS	719.912	658.190

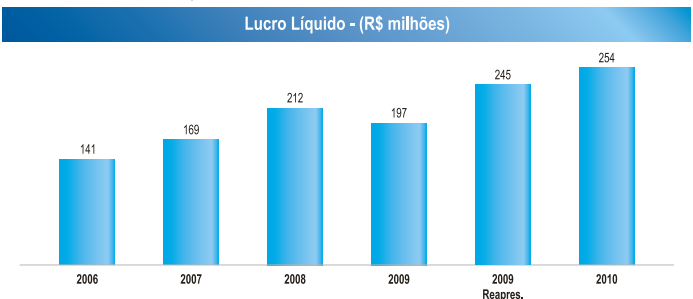
6.2. INDICADORES EMPRESARIAIS

	2006	2007	2008	2009	2010	Variação 2009/2010
Dados Econômico-Financeiros						
Receita Operacional Bruta (R\$ Mil)	970.563	1.091.753	1.165.257	1.165.257	1.265.696	1.469.736
Receita Operacional Líquida (R\$ Mil)	634.033	749.818	796.266	796.266	855.089	1.060.161
EBITDA (R\$ Mil)	239.208	297.812	262.604	250.875	331.596	6.721
Resultado do Serviço - EBIT (R\$ Mil)	206.439	258.720	227.235	227.235	217.504	277.940
Resultado Financeiro (R\$ Mil)	-	-	-	-	-	267.756
Executo JSCP	(6.454)	(12.798)	20.171	20.171	14.165	23.807
Lucro Líquido (R\$ Mil)	141.346	169.114	212.344	212.344	197.165	244.788
Ativo Total (R\$ Mil)	1.240.371	1.301.559	1.330.081	1.255.233	1.502.841	1.468.974
Investimentos (R\$ Mil)	135.505	88.788	123.336	123.336	131.403	142.662
Divida Bruta (R\$ Mil)	419.405	420.777	423.798	423.798	413.961	518.072
Divida Líquida (R\$ Mil) *	396.944	346.735	364.858	364.858	296.825	447.978
Patrimônio Líquido (R\$ Mil)	475.624	513.013	551.633	556.484	585.391	658.190
Indicadores Econômico-Financeiros						
Margem EBITDA	37,7%	39,7%	33,0%	33,0%	29,3%	28,8%
Margem EBIT	32,6%	34,5%	28,5%	28,5%	25,4%	26,2%
Margem Líquida	22,3%	22,6%	26,7%	26,7%	23,1%	22,0%
Cobertura de Juros (EBITDA/Resultado Financeiro) - Em vezes	37,06	23,27	(13,0)	(13,02)	(17,71)	(13,11)
Divida Líquida/EBITDA**	1,66	1,16	1,39	1,39	1,18	0,95
Índice de Endividamento Líquido	45,5%	40,3%	39,8%	39,6%	33,6%	31,0%
Ações						
Patrimônio Líquido da Ação	-	-	-	-	-	-
R\$ lote de mil ações	2.830	3.052	3.282	3.311	3.483	3.937
Lucro (Prejuízo) líquido por Ação (R\$)	0,84	1,01	1,26	1,26	1,17	1,46
Distribuição de Dividendos e JSCP (R\$ Milhões)	136	169	174	163	163	195
* Atividade líquida - disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários.						
** EBITDA 12 meses						
p.p. - Pontos Percentuais.						

A movimentação do EBITDA (sigla em inglês para Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização) está detalhada na tabela a seguir:



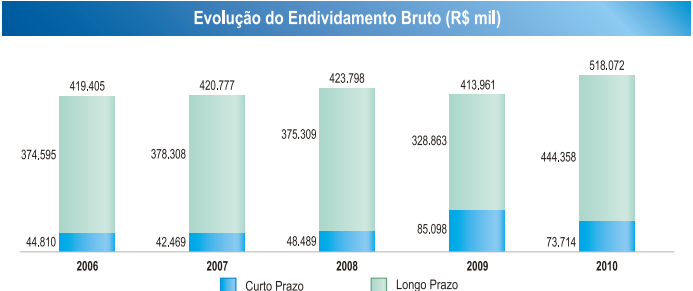
O Lucro Líquido da COSERN em 2010 foi R\$ 253,7 milhões, contra R\$ 244,8 milhões em 2009, refletindo um aumento de 3,6%.



6.3. ENDIVIDAMENTO

Os contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures totalizaram R\$ 518,0 milhões em 2010, ficando 25,15% acima de dezembro de 2009, no valor de R\$ 413,9 milhões, representando 71,95% do patrimônio líquido. Atualmente, o endividamento da Companhia está concentrado no longo prazo. Em dezembro de 2010, o prazo médio da dívida foi reduzido para 2,97 anos, contra 2,98 anos em dezembro de 2009, com o custo da dívida da carteira de passivos onerosos de aproximadamente 97,50% do CDI em 30 de dezembro de 2010.

Para fazer frente aos programas de investimentos, a COSERN mantém como estratégia obter financiamentos de longo prazo com bancos e agências de fomento, visando captar recursos com custos mais baixos e com prazos mais aderentes ao longo prazo dos investimentos em distribuição. De janeiro a dezembro de 2010 a Empresa recebeu, aproximadamente, R\$ 55,2 milhões em financiamentos de órgãos como FINEP e BNDES, recursos específicos para projetos de investimentos na concessão.



7. GOVERNANÇA CORPORATIVA

7.1. COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

A composição acionária da COSERN conta com a seguinte posição: Neoenergia S.A. com 84,45% de participação, representando 141.934.878 ações; Ibrerem com 7,01% de participação, representando 11.782.384 ações; Uptick Participações S.A. com 5,82% de participação, representando 9.780.611 ações; Previ com 1,54% de participação, representando 2.596.014 ações e Outros com 1,18% de participação, representando 1.980.141 ações.

7.2. RELAÇÕES COM INVESTIDORES

A Empresa disponibiliza informações através da área de Relações com Investidores (telefone 55-84-3219-6015), e-mail (ri@cosern.com.br), no site corporativo (www.cosern.com.br) e link Relações com Investidores) e por meio dos relatórios e informes trimestrais e anuais enviados para a Bovespa e CVM. Para a COSERN, é imprescindível que o mercado a reconheça como uma empresa cidadã, sendo sólida, eficaz, ética e comprometida com o retorno aos seus acionistas e com o crescimento do país. Além disso, através da holding Neoenergia, foram ampliados os canais de comunicação e de relacionamento com o mercado. As principais práticas implantadas foram:

- ✓ Divulgação trimestral de Relatório sobre o desempenho do Grupo;
- ✓ Realização de um conference call trimestral para apresentação do relatório;
- ✓ Realização de reuniões one-to-one com as principais instituições de relacionamento do Grupo.

7.3. AUDITORIA E CONTROLES INTERNOS

Em conformidade com os princípios básicos de governança corporativa, a Auditoria Interna depende diretamente do Conselho de Administração que aprova e define o seu plano de trabalho. A COSERN tem na sua área de controles internos uma presença atuante nas principais decisões da empresa no que diz respeito à análise de risco de controles que podem impactar nas demonstrações financeiras. A Companhia continua aderente aos princípios da Seção 404 da Lei norte-americana Sarbanes-Oxley. Em 2010 foram realizados os trabalhos de revisão dos fluxos de processos, revisão das matrizes de risco, walkthrough e testes nos controles dos ciclos de Tesouraria, Imobilizado, Jurídico, Folha de Pagamento, Fiscal, Demonstrações Financeiras e Compras. Além disso, foi realizado o mapeamento, walkthrough e testes nos ciclos de Receita e Orçamento. A companhia utiliza a ferramenta de gestão de riscos de acesso aos seus principais sistemas visando os riscos relacionados à segregação de funções e fraudes, usando como base os controles identificados nos mapeamentos para adequação à Lei Sarbanes-Oxley, garantindo assim, mais segurança à COSERN na gestão desses acessos de forma efetiva, eficiente e sustentável.

7.4. CONSELHOS DE ADMINISTRAÇÃO E FISCAL

O Conselho de Administração é composto por oito membros sendo sete deles representantes dos acionistas e um representante de cada uma das categorias de colaboradores da empresa, desde o momento da admissão, através da entrega de um exemplar, como também pela disponibilização na intranet e internet. Além disso, possui um Comitê de Ética, integrado por colaboradores de várias áreas da empresa, que se reúne periodicamente para averiguar o cumprimento das determinações contidas no Código de Ética e analisar situações concretas que lhe sejam apresentadas.

7.5. CÓDIGO DE ÉTICA

A COSERN possui um Código de Ética que tem por finalidade ser uma referência na conduta pessoal e profissional de seus colaboradores, clientes, acionistas, fornecedores, prestadores de serviços, mercado e entes públicos, baseado em seus Valores e Princípios que sustentarão o alcance da Missão e Visão da organização. É atuante e dirigido para todos os colaboradores da empresa, desde o momento da admissão, através da entrega de um exemplar, como também pela disponibilização na intranet e internet. Além disso, possui um Comitê de Ética, integrado por colaboradores de várias áreas da empresa, que se reúne periodicamente para averiguar o cumprimento das determinações contidas no Código de Ética e analisar situações concretas que lhe sejam apresentadas.

8. GESTÃO DE PESSOAS

A Cosern vem desde 2006 desenvolvendo seus líderes e colaboradores através do Programa Potencializar, o qual contempla cinco frentes de trabalho, conforme demonstrado a seguir:

Descrição	Programa	Objetivo
	Clima Organizacional	Conhecer a percepção dos colaboradores do Grupo por meio da pesquisa de clima, identificando e promovendo ações de melhorias.
	Gestão de Desempenho	Avaliar o desempenho dos colaboradores, por meio da análise dos resultados dos objetivos e das competências definidos em etapa conjunta com as lideranças.
	Desenvolvimento de Lideranças	Capacitar e desenvolver as lideranças baseadas nas competências definidas pelo Grupo.
	Treinamento e Desenvolvimento	Promover a capacitação de todos os colaboradores do Grupo, conforme as necessidades identificadas, favorecendo com isso o seu desenvolvimento profissional e pessoal.
	Plano de Sucesso	Estabelecer critérios nos processos de identificação e preparação de colaboradores potenciais para posições de liderança estratégicas no Grupo.

Dentro dos Programas acima, destacamos a Gestão de Clima Organizacional, onde a Cosern realizou a cada dois anos a Pesquisa de Clima Organizacional. Após a divulgação dos resultados, ocorreu o início de 2010, a área de Gestão de Pessoas, juntamente com as áreas clientes traçaram os Planos de Ação por Superintendência com base nos resultados obtidos na pesquisa 2009. Para 2011 será aplicada a nova pesquisa Clima Organizacional.

A COSERN, além de atender à legislação em vigor, desenvolve diversas ações como parte de um programa para a melhoria nos procedimentos, no conforto e na saúde dos seus colaboradores, cujas regras assumem condições de vanguarda aos preceitos de Saúde e Segurança do Trabalho.

Em 2010, várias ações de prevenção e de melhoria da qualidade de vida no trabalho foram desenvolvidas. Essas ações fazem parte do Programa de Prevenção de Riscos Ambientais e do Programa de Controle Médico de Saúde Ocupacional, entre as quais podemos destacar: acompanhamento do Nível de Segurança do Trabalho - NST; Auditoria de Segurança junto a Prestadores de Serviços Terceirizados; Treinamentos e Inspeções de Segurança; Perfil de Saúde dos Colaboradores; Campanha de Vacinação contra a Gripe; Ginástica Laboral; Massagem Shiatsu; Acompanhamento às CIPAs; Realização das SIPAs; Feira da Saúde e as tradicionais caminhadas "Caminhando com Energia" com a participação dos colaboradores e seus familiares.

8.2. CAPACITAÇÃO E DESENVOLVIMENTO

O desenvolvimento pessoal e profissional na empresa é identificado a partir dos resultados obtidos das avaliações de desempenho (Avaliação de Competências Funcionais - ACF, Avaliação de Objetivos Individuais - AOI e Avaliação de Competências de Liderança - ACL). Estas avaliações são aplicadas aos colaboradores ocupantes de cargos funcionais e lideranças. Além disso é realizado junto às áreas através do consultor interno o levantamento de necessidade de treinamento que não estão contempladas nas avaliações. Esta necessidade de capacitação é identificada e desenvolvida, também, em consonância com os objetivos corporativos, considerando as metas e plano de ação de cada área, que são monitoradas mensalmente e gerados relatórios de acompanhamento de performance, além da Missão, Visão e Valores da Empresa, contido em seu Código de Ética.

As Competências Funcionais estabelecidas para cada cargo leva em consideração as qualificações inerentes a cada posição, que, em existindo necessidade de capacitação em função do surgimento de inovações tecnológicas e/ou implantação de novos processos a área de trabalho é capacitada e desenvolvida visando atender adequadamente estas novas ferramentas e cumprir com as estratégias e objetivos da Empresa.

Dentro dos Programas de Desenvolvimento, o PDL (Programa de Desenvolvimento de Liderança) merece destaque. Seu objetivo é aprimorar os executivos nas cinco competências de liderança (Gestor de Negócios e Resultados, Comunicador, Negociador, Educador e Gestor de Pessoas) definidas para o grupo Neoenergia, a fim de tornar os líderes capazes de desenvolver suas equipes, com foco em inovação e atuando com foco nas estratégias – em resultados, planejando e antecipando-se aos problemas, garantindo a qualidade dos processos, prazos e orçamentos. No ano de 2010, o programa capacitou lideranças e potenciais líderes nas cinco competências de liderança.

9. RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL

Mantendo o compromisso com a ética, a transparência e as práticas sociais e ambientalmente responsáveis, em conformidade com as diretrizes da Política de Responsabilidade Social e Sustentabilidade do Grupo Neoenergia, em 2010 a COSERN ratificou seu compromisso com a disseminação e fortalecimento dos princípios da sustentabilidade promulgados pelo Pacto Global das Nações Unidas (ONU), ao produzir e encaminhar àquele fórum internacional, através do site internet do Pacto, como a construção de um novo cenário de sustentabilidade em 2009, disponibilizando-o ainda aos seus públicos de relacionamento e partes interessadas em sua home page (www.cosern.com.br), como instrumento de prestação de contas das suas práticas de gestão pautada no respeito ao meio ambiente, na responsabilidade social e na rentabilidade para os acionistas.

Em maio de 2010, durante o I Fórum de Sustentabilidade e Responsabilidade Corporativa e I Semana do Consumo Energético Social, realizado no dia 20 de maio, na sede da COSERN, a COSERN promoveu palestra sobre o seu projeto "ENERGIA VERDE", e promoveu o "Encontro com os Parceiros", onde incentivou a discussão sobre os conceitos de sustentabilidade e divulgou os projetos sociais patrocinados pela empresa aos mais de 40 parceiros participantes do encontro.

Segundo o mesmo propósito, participou da elaboração da Cartilha de Responsabilidade Social da FIERN, através das contribuições de sua Superintendência de Responsabilidade Social (CORES) daquela federação, e participou ainda da 3ª Conferência de Sustentabilidade da Neenergia, realizada na Celpe, em Recife, uma iniciativa conjunta das distribuidoras do Grupo, na promoção de um espaço de discussões sobre consumo consciente, sustentabilidade empresarial e valor da biodiversidade.

Por a premissa de práticas ambientalmente sustentáveis, em 2010, além das ações desenvolvidas pela Unidade de Meio Ambiente, descritas no item 9.3 deste relatório, a COSERN deu continuidade aos projetos do Programa de Eficiência Energética "Energia Verde" e "Nova Geladeira", onde foram realizadas palestras sobre uso eficiente e seguro de energia elétrica para um público de mais de 5.000 participantes, aos quais foram doadas lâmpadas e geladeiras eficientes, mediante troca por equipamentos ineficientes. No projeto "Energia Verde", até dezembro de 2010, foi executada a troca de mais de 800 equipamentos ineficientes, convertidos R\$ 340 mil em benefícios aos consumidores participantes do projeto e arrecadados mais de R\$ 74 mil em contribuições doadas nas contas de energia. As contribuições arrecadadas e repassadas ao "Projeto de Reflorestamento das Áreas Remanescentes de Mata Atlântica no Parque Estadual Dunas de Natal - Jornalista Luiz Maria Alves", viabilizaram a ampliação da área de produção de mudas do Parque, com a construção de 10 viveiros de mudas de 10 espécies nativas, totalizando 20.000 mudas, das quais, 5.000 já se encontram em fase de manutenção e controle da germinação. Além disso, viabilizou a execução do plantio de 400 espécies nativas na área do Parque das Dunas às margens da via costeira de Natal, através do evento "Renove o Verde", envolvendo alunos do curso de gestão ambiental da UNF, parceira e executora do projeto de reflorestamento.

Nesse sentido, nas avaliações do setor elétrico nacional, se destacam os reconhecimentos obtidos na Pesquisa ANEEL para o Prêmio IASC 2010, em que a COSERN obteve a 1ª colocação do país no Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor - IASC, bem como, na Pesquisa ABRADEE 2010, onde a empresa alcançou, pela segunda vez, a 1ª colocação na categoria Gestão Econômico-Financeira, entre as 29 empresas que compõem o segmento das distribuidoras com mais de 500 mil consumidores. Essas iniciativas foram asseguradas pelo compromisso com os melhores padrões de gestão com responsabilidade socioambiental, ratificando o foco na qualidade da execução dos processos de negócio, e são reconhecidas pela sociedade, conforme as distinções e premiações conferidas à empresa em 2010, destacadas no capítulo 10 deste relatório.

Nesse sentido, nas avaliações do setor elétrico nacional, se destacam os reconhecimentos obtidos na Pesquisa ANEEL para o Prêmio IASC 2010, em que a COSERN obteve a 1ª colocação do país no Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor - IASC, bem como, na Pesquisa ABRADEE 2010, onde a empresa alcançou, pela segunda vez, a 1ª colocação na categoria Gestão Econômico-Financeira, entre as 29 empresas que compõem o segmento das distribuidoras com mais de 500 mil consumidores. Essas iniciativas foram asseguradas pelo compromisso com os melhores padrões de gestão com responsabilidade socioambiental, ratificando o foco na qualidade da execução dos processos de negócio, e são reconhecidas pela sociedade, conforme as distinções e premiações conferidas à empresa em 2010, destacadas no capítulo 10 deste relatório.

Nesse sentido, nas avaliações do setor elétrico nacional, se destacam os reconhecimentos obtidos na Pesquisa ANEEL para o Prêmio IASC 2010, em que a COSERN obteve a 1ª colocação do país no Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor - IASC, bem como, na Pesquisa ABRADEE 2010, onde a empresa alcançou, pela segunda vez, a 1ª colocação na categoria Gestão Econômico-Financeira, entre as 29 empresas que compõem o segmento das distribuidoras com mais de 500 mil consumidores. Essas iniciativas foram asseguradas pelo compromisso com os melhores padrões de gestão com responsabilidade socioambiental, ratificando o foco na qualidade da execução dos processos de negócio, e são reconhecidas pela sociedade, conforme as distinções e premiações conferidas à empresa em 2010, destacadas no capítulo 10 deste relatório.



Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN | CNPJ nº 08.324.196/0001-81 | Companhia Aberta | CVM nº 01813-9

...Continuação

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 e 01 de Janeiro de 2009

(Em milhares de reais)

1 Informações Gerais

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN, sociedade por ações de capital aberto, controlada pela Neoenergia S.A., ("NEOENERGIA") é concessionária de serviço público de energia elétrica, controlada pelo Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo *International Accounting Standards Board - IASB*.

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas contábeis, baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da administração para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações financeiras.

Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem: o registro da receita de fornecimento de energia e de uso da rede de distribuição não faturados, o registro da comercialização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, a avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo, estimativas do valor justo das propriedades para investimento, análise do risco de crédito para determinação da provisão para créditos de liquidação duvidosa, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências.

Os valores contábeis de ativos e passivos reconhecidos que representam itens objeto de hedge a valor justo que, alternativamente, seriam contabilizados ao custo amortizado, são ajustados para demonstrar as variações nos valores justos atribuíveis aos riscos que estão sendo objeto de hedge.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido ao tratamento probabilístico inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas e premissas pelo menos anualmente.

A Companhia adotou todas as normas, revisões de normas e interpretações técnicas emitidas pela CVM e CPC que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2010.

As demonstrações financeiras são apresentadas em Reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia.

As políticas contábeis descritas em detalhes abaixo foram aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nessas demonstrações financeiras e na preparação do balanço patrimonial de referência apurado em 01 de janeiro de 2009 com a finalidade de transição para a aplicação dos novos pronunciamentos contábeis.

2.2. Reconhecimento de receita

A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia e quando possa ser mensurada de forma confiável. A receita líquida é mensurada com base no valor justo da contraprestação recebida, excluindo descontos, abatimentos e encargos sobre vendas.

a) Receita não faturada

Corresponde à receita de fornecimento de energia elétrica, entregue e não faturada ao consumidor, e à receita de utilização da rede de distribuição não faturada, calculada em base estimada, referente ao período após a medição mensal e até o último dia do mês.

b) Receita de construção

A ICP 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deva registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 - Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 - Receitas (serviços de operação - fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infra-estrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é calculada como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade da companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infra-estrutura para o alcance da sua atividade final, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infra-estrutura com partes não relacionada. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após exclusão dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

c) Receita de juros

A receita de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade.

A receita de juros é reconhecida pelo método linear com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto, sendo a taxa de juros efetiva aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial deste ativo.

2.3. Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

Um passivo fiscal diferido será reconhecido para todas as diferenças temporárias tributáveis, exceto quando o passivo fiscal diferido advinha de:

- Reconhecimento inicial de ágio derivado da expectativa de rentabilidade futura (goodwill); ou
- Reconhecimento inicial de ativo ou passivo em uma transação em que não há reconhecimento de negócios; e
- o momento da transação, não afeta nem o lucro contábil nem o lucro tributável (prejuízo fiscal).

Um ativo fiscal diferido será reconhecido para todas as diferenças temporárias dedutíveis na medida em que seja provável a existência de lucro tributável contra o qual a diferença temporária dedutível possa ser utilizada, a não ser que o ativo fiscal diferido surja do reconhecimento inicial de ativo ou passivo em uma transação que não seja:

- Não é uma combinação de negócios; e
- No momento da transação, não afeta nem o lucro contábil nem o lucro tributável (prejuízo fiscal).

São calculados com base nas alíquotas do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro, vigentes na data da elaboração das demonstrações contábeis.

Para o cálculo do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro corrente, a Companhia adota o Regime Tributário de Transição - RTT, que, permite expurgar os efeitos decorrentes das mudanças promovidas pelas Leis 11.638/2007 e 11.941/2009, da base de cálculo desses tributos.

A Companhia tem direito a redução do Imposto de Renda (Incentivo Fiscal Sudene), calculada com base no lucro da exploração (vide nota explicativa nº 23).

2.4. Imposto sobre vendas

Receitas, despesas e ativos são reconhecidos líquidos dos impostos sobre vendas exceto:

- Quando os impostos sobre vendas incorridos na compra de bens ou serviços não for recuperável junto às autoridades fiscais, hipótese em que o imposto sobre vendas é reconhecido como parte do custo de aquisição do ativo ou do item de despesa, conforme o caso; e
- Quando os valores a receber e a pagar forem apresentados juntos com o valor dos impostos sobre vendas.

O valor líquido dos impostos sobre vendas, recuperável ou a pagar, é incluído como componente dos valores a receber ou a pagar no balanço patrimonial.

2.5. Instrumentos financeiros

a) Ativos financeiros

Os ativos financeiros da Companhia estão classificados como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado (os mantidos para negociação e os designados assim no reconhecimento inicial), empréstimos e recebíveis, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda ou derivativos classificados como instrumentos de hedge eficazes.

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente ao valor justo, acrescidos, no caso de ativos não designados a valor justo por meio do resultado, dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição do ativo financeiro.

Os ativos financeiros da Companhia incluem caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes e outros, títulos e valores mobiliários, ativos indenizáveis (concessão) e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumentos de hedge.

a.1) Mensuração subsequente dos ativos financeiros

A mensuração subsequente de ativos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado

- Ativos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo. Esta categoria inclui instrumentos financeiros derivativos contratados pela Companhia que não satisfazem os critérios de contabilização de hedge definidos pelo CPC 38. Derivativos, também são classificados como mantidos para negociação, a menos que sejam designados como instrumentos de hedge eficazes. Ganhos e perdas de passivos para negociação são reconhecidos na demonstração do resultado.

a.2) Desreconhecimento (baixa) dos ativos financeiros

Um ativo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um ativo financeiro ou parte de um grupo de ativos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- A Companhia transferir os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumir uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de "repasse"; e (a) a Companhia transferir substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) a Companhia não transferir nem reter substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferir o controle sobre o ativo.

b) Passivos financeiros

Os passivos financeiros da Companhia são classificados como passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e financiamentos, ou como derivativos classificados como instrumentos de hedge, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de empréstimos e financiamentos, são acrescidos do custo da obrigação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumento de hedge.

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros

A mensuração subsequente dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado

Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem passivos financeiros para negociação e passivos financeiros designados no reconhecimento inicial a valor justo por meio do resultado. A Companhia não apresentou nenhum passivo financeiro a valor justo por meio do resultado.

b.2) Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um passivo financeiro ou parte de um grupo de passivos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- A Companhia transferir os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumir uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de "repasse"; e (a) a Companhia transferir substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) a Companhia não transferir nem reter substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferir o controle sobre o ativo.

c) Passivos financeiros

Os passivos financeiros da Companhia são classificados como passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e financiamentos, ou como derivativos classificados como instrumentos de hedge, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de empréstimos e financiamentos, são acrescidos do custo da obrigação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumento de hedge.

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros

A mensuração subsequente dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado

Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem passivos financeiros para negociação e passivos financeiros designados no reconhecimento inicial a valor justo por meio do resultado. A Companhia não apresentou nenhum passivo financeiro a valor justo por meio do resultado.

b.2) Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um passivo financeiro ou parte de um grupo de passivos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- A Companhia transferir os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumir uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de "repasse"; e (a) a Companhia transferir substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) a Companhia não transferir nem reter substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferir o controle sobre o ativo.

c) Passivos financeiros

Os passivos financeiros da Companhia são classificados como passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e financiamentos, ou como derivativos classificados como instrumentos de hedge, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de empréstimos e financiamentos, são acrescidos do custo da obrigação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumento de hedge.

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros

A mensuração subsequente dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado

Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem passivos financeiros para negociação e passivos financeiros designados no reconhecimento inicial a valor justo por meio do resultado. A Companhia não apresentou nenhum passivo financeiro a valor justo por meio do resultado.

b.2) Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um passivo financeiro ou parte de um grupo de passivos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- A Companhia transferir os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumir uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de "repasse"; e (a) a Companhia transferir substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) a Companhia não transferir nem reter substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferir o controle sobre o ativo.

c) Passivos financeiros

Os passivos financeiros da Companhia são classificados como passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e financiamentos, ou como derivativos classificados como instrumentos de hedge, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de empréstimos e financiamentos, são acrescidos do custo da obrigação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumento de hedge.

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros

A mensuração subsequente dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado

Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem passivos financeiros para negociação e passivos financeiros designados no reconhecimento inicial a valor justo por meio do resultado. A Companhia não apresentou nenhum passivo financeiro a valor justo por meio do resultado.

b.2) Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um passivo financeiro ou parte de um grupo de passivos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- A Companhia transferir os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumir uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de "repasse"; e (a) a Companhia transferir substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) a Companhia não transferir nem reter substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferir o controle sobre o ativo.

c) Passivos financeiros

Os passivos financeiros da Companhia são classificados como passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e financiamentos, ou como derivativos classificados como instrumentos de hedge, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de empréstimos e financiamentos, são acrescidos do custo da obrigação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumento de hedge.

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros

A mensuração subsequente dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado

Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem passivos financeiros para negociação e passivos financeiros designados no reconhecimento inicial a valor justo por meio do resultado. A Companhia não apresentou nenhum passivo financeiro a valor justo por meio do resultado.

b.2) Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um passivo financeiro ou parte de um grupo de passivos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- A Companhia transferir os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumir uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de "repasse"; e (a) a Companhia transferir substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) a Companhia não transferir nem reter substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferir o controle sobre o ativo.

c) Passivos financeiros

Os passivos financeiros da Companhia são classificados como passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e financiamentos, ou como derivativos classificados como instrumentos de hedge, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de empréstimos e financiamentos, são acrescidos do custo da obrigação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumento de hedge.

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros

A mensuração subsequente dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado

Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem passivos financeiros para negociação e passivos financeiros designados no reconhecimento inicial a valor justo por meio do resultado. A Companhia não apresentou nenhum passivo financeiro a valor justo por meio do resultado.

b.2) Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um passivo financeiro ou parte de um grupo de passivos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- A Companhia transferir os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumir uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de "repasse"; e (a) a Companhia transferir substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) a Companhia não transferir nem reter substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferir o controle sobre o ativo.

c) Passivos financeiros

Os passivos financeiros da Companhia são classificados como passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e financiamentos, ou como derivativos classificados como instrumentos de hedge, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de empréstimos e financiamentos, são acrescidos do custo da obrigação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumento de hedge.

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros

A mensuração subsequente dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado

Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem passivos financeiros para negociação e passivos financeiros designados no reconhecimento inicial a valor justo por meio do resultado. A Companhia não apresentou nenhum passivo financeiro a valor justo por meio do resultado.

b.2) Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um passivo financeiro ou parte de um grupo de passivos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- A Companhia transferir os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumir uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de "repasse"; e (a) a Companhia transferir substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) a Companhia não transferir nem reter substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferir o controle sobre o ativo.

c) Passivos financeiros

Os passivos financeiros da Companhia são classificados como passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e financiamentos, ou como derivativos classificados como instrumentos de hedge, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de empréstimos e financiamentos, são acrescidos do custo da obrigação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumento de hedge.

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros

A mensuração subsequente dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado

Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem passivos financeiros para negociação e passivos financeiros designados no reconhecimento inicial a valor justo por meio do resultado. A Companhia não apresentou nenhum passivo financeiro a valor justo por meio do resultado.

b.2) Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um passivo financeiro ou parte de um grupo de passivos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- A Companhia transferir os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumir uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de "repasse"; e (a) a Companhia transferir substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) a Companhia não transferir nem reter substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferir o controle sobre o ativo.

c) Passivos financeiros

Os passivos financeiros da Companhia são classificados como passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e financiamentos, ou como derivativos classificados como instrumentos de hedge, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de empréstimos e financiamentos, são acrescidos do custo da obrigação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumento de hedge.

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros

A mensuração subsequente dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado

Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem passivos financeiros para negociação e passivos financeiros designados no reconhecimento inicial a valor justo por meio do resultado. A Companhia não apresentou nenhum passivo financeiro a valor justo por meio do resultado.

b.2) Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um passivo financeiro ou parte de um grupo de passivos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- A Companhia transferir os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumir uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de "repasse"; e (a) a Companhia transferir substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) a Companhia não transferir nem reter substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferir o controle sobre o ativo.

c) Passivos financeiros

Os passivos financeiros da Companhia são classificados como passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e financiamentos, ou como derivativos classificados como instrumentos de hedge, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de empréstimos e financiamentos, são acrescidos do custo da obrigação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumento de hedge.

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros

A mensuração subsequente dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado

Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem passivos financeiros para negociação e passivos financeiros designados no reconhecimento inicial a valor justo por meio do resultado. A Companhia não apresentou nenhum passivo financeiro a valor justo por meio do resultado.

b.2) Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um passivo financeiro ou parte de um grupo de passivos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- A Companhia transferir os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumir uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de "repasse"; e (a) a Companhia transferir substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) a Companhia não transferir nem reter substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferir o controle sobre o ativo.

c) Passivos financeiros

Os passivos financeiros da Companhia são classificados como passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e financiamentos, ou como derivativos classificados como instrumentos de hedge, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de empréstimos e financiamentos, são acrescidos do custo da obrigação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumento de hedge.

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros

A mensuração subsequente dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado

Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem passivos financeiros para negociação e passivos financeiros designados no reconhecimento inicial a valor justo por meio do resultado. A Companhia não apresentou nenhum passivo financeiro a valor justo por meio do resultado.

b.2) Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um passivo financeiro ou parte de um grupo de passivos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- A Companhia transferir os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumir uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de "repasse"; e (a) a Companhia transferir substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) a Companhia não transferir nem reter substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferir o controle sobre o ativo.

c) Passivos financeiros

Os passivos financeiros da Companhia são classificados como passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e financiamentos, ou como derivativos classificados como instrumentos de hedge, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de empréstimos e financiamentos, são acrescidos do custo da obrigação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumento de hedge.

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros

A mensuração subsequente dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado

Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem passivos financeiros para negociação e passivos financeiros designados no reconhecimento inicial a valor justo por meio do resultado. A Companhia não apresentou nenhum passivo financeiro a valor justo por meio do resultado.

b.2) Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um passivo financeiro ou parte de um grupo de passivos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- A Companhia transferir os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumir uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de "repasse"; e (a) a Companhia transferir substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) a Companhia não transferir nem reter substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferir o controle sobre o ativo.

c) Passivos financeiros

Os passivos financeiros da Companhia são classificados como passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e financiamentos, ou como derivativos classificados como instrumentos de hedge, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.



...Continuação

Captações no exercício:

- Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP no montante de R\$ 9.606, para financiar o Projeto de Inovação, provenientes do Contrato de Financiamento assinado em outubro de 2009.
- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES no montante de R\$ 26.556, referente ao financiamento dos investimentos realizados em 2010, provenientes do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Limite de Crédito Rotativo, assinado em março de 2009 e aditado em novembro de 2010.
- Banco do Brasil no montante de R\$ 97.000 referente a financiamento do capital de giro da Companhia, proveniente de Nota de Crédito Comercial (NCC) com prazo de 5 anos, a ser amortizado em prestação única na data do vencimento, com custo de CDI + 1% a.a. e juros pagos semestralmente.
- Banco do Brasil no montante de R\$ 53.000 referente a financiamento do capital de giro da empresa, proveniente de Nota de Crédito Comercial (NCC) com prazo de 4 anos, a ser amortizado em prestação única na data do vencimento, com custo de 12,149% a.a. e juros pagos juntamente com a prestação do principal. Em contexto com essa operação foi contratado swap de proteção de taxa de juros para este financiamento, trocando a taxa pré-fixada por 99,50% da taxa DI.

Condições contratuais dos empréstimos em 31 de dezembro de 2010:

Fonte	Data	Assinatura	Moeda	Objetivo	Juros	Swap	Vencimento	Garantia
BNB I	23/12/04	R\$	Investimento nos sistemas de linhas e redes		10% a.a.	Não Aplicável	2013	Recebíveis/ Aval Neoenergia/ Fundo Liquidez
BNB II	27/11/06	R\$	Investimento nos sistemas de linhas e redes		10% a.a.	Não Aplicável	2014	Recebíveis/ Aval Neoenergia/ Fundo Liquidez
BNB III	30/11/07	R\$	Investimento nos sistemas de linhas e redes	TJLP + 3,21% a.a.		Não Aplicável	2022	Recebíveis/ Aval Neoenergia/ Fundo Liquidez
BNB IV	27/06/08	R\$	Investimento nos sistemas de linhas e redes		10,00%	Não Aplicável	2016	Recebíveis/ Aval Neoenergia/ Fundo Liquidez
BNDES 2009 - Aditivo II	16/03/09	R\$	Investimentos em rede de distribuição de energia elétrica	TJLP + 2,12% a.a./ TJLP + 3,12% a.a./ 4,5% a.a.		Não Aplicável	2016	Aval Neoenergia
BNDES 2010 - Aditivo V	29/10/10	R\$	Distribuição de energia elétrica	TJLP + 1,82% a.a. + TJLP + 2,82% a.a./ 5,5% a.a.		Não Aplicável	2015	Aval Neoenergia
Eletrobras	2001 a 2006	R\$	Expansão de linhas e redes de distribuição, linhas de subtransmissão e aquisição de medidores		6% a.a.	Não Aplicável	2013 a 2018	Recebíveis
FINEP	23/12/04	R\$	Otimização do desempenho da rede de distribuição e programas comunitários	TJLP + 5% a.a.		Não Aplicável	2011	Aval Neoenergia
FINEP	14/10/09	R\$	Projeto de inovação	(TJLP-6%) + 5% a.a.			2018	Aval Neoenergia
BANCO DO BRASIL	06/05/10	R\$	Capital de Giro	CDI + 1% a.a.		Não Aplicável	2015	Sem Garantia
BANCO DO BRASIL	04/05/10	R\$	Capital de Giro	12,149% a.a.	99,5% do CDI		2014	Sem Garantia

O total devido em moeda nacional desdobra-se da seguinte forma:

Moeda Nacional	31/12/10	%	31/12/09	%	01/01/09	%
Juros pré-fixados	184.582	49,6	142.952	57,1	122.227	47,0
UJFR	17.727	4,8	20.797	8,3	23.228	9,2
IGP-M	-	0,0	24.443	9,8	29.287	11,3
TJLP	73.636	19,8	28.964	11,5	32.843	12,6
CDI	96.218	25,8	33.272	13,3	51.866	19,9
SELIC	-	0,0	-	0,0	-	0,0
Total	372.163	100,0	250.428	100,0	260.051	100,0
Principal	366.541		249.854		259.251	
Encargos	5.622		574		800	

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2010, 31 de dezembro de 2009 e 01 de janeiro de 2009:

Moeda/Indexador	31/12/2010	Varição %	01/01/09
IGP-M	10,56	(1,71)	9,81
FINEL	3,17	(0,51)	-
TJLP	6,00	-	6,25
CDI	9,77	9,84	-
SELIC	9,74	9,89	12,48

Os vencimentos das parcelas do não circulante são os seguintes:

	31/12/2010	Total	31/12/2009	Total	01/01/09	Total
	Divida	Transação	Divida	Transação	Divida	Transação
2011	-	-	39.436	(216)	39.220	51.415
2012	45.208	(908)	44.300	39.519	(174)	39.345
2013	45.065	(877)	44.188	39.476	(131)	39.345
2014	91.405	(632)	90.773	23.919	(89)	28.716
2015	124.812	(188)	124.624	17.268	(46)	17.222
Após 2015	31.946	(16)	31.930	25.367	(9)	25.358
Total	338.436	(2.621)	335.815	184.985	(665)	184.320

A mutação dos empréstimos e financiamentos é a seguinte:

	31/12/2010	Total	31/12/2009	Total	01/01/09	Total
	Divida	Transação	Divida	Transação	Divida	Transação
2011	-	-	39.436	(216)	39.220	51.415
2012	45.208	(908)	44.300	39.519	(174)	39.345
2013	45.065	(877)	44.188	39.476	(131)	39.345
2014	91.405	(632)	90.773	23.919	(89)	28.716
2015	124.812	(188)	124.624	17.268	(46)	17.222
Após 2015	31.946	(16)	31.930	25.367	(9)	25.358
Total	338.436	(2.621)	335.815	184.985	(665)	184.320

	31/12/2010	Total	31/12/2009	Total	01/01/09	Total
	Divida	Transação	Divida	Transação	Divida	Transação
2011	-	-	39.436	(216)	39.220	51.415
2012	45.208	(908)	44.300	39.519	(174)	39.345
2013	45.065	(877)	44.188	39.476	(131)	39.345
2014	91.405	(632)	90.773	23.919	(89)	28.716
2015	124.812	(188)	124.624	17.268	(46)	17.222
Após 2015	31.946	(16)	31.930	25.367	(9)	25.358
Total	338.436	(2.621)	335.815	184.985	(665)	184.320

16 Debêntures e Encargos

	31/12/2010	Total	31/12/2009	Total	01/01/09	Total
	Divida	Transação	Divida	Transação	Divida	Transação
2011	-	-	39.436	(216)	39.220	51.415
2012	45.208	(908)	44.300	39.519	(174)	39.345
2013	45.065	(877)	44.188	39.476	(131)	39.345
2014	91.405	(632)	90.773	23.919	(89)	28.716
2015	124.812	(188)	124.624	17.268	(46)	17.222
Após 2015	31.946	(16)	31.930	25.367	(9)	25.358
Total	338.436	(2.621)	335.815	184.985	(665)	184.320

16.1 Condições restritivas financeiras (covenants):

As escrituras de emissões das debêntures preveem a manutenção de índices de endividamento e cobertura de juros com parâmetros pré-estabelecidos, como segue: Divida Líquida/EBITDA menor ou igual a 3 e EBITDA/Resultado Financeiro maior ou igual a 2.

OBS: demonstrações financeiras encerradas em 31 de dezembro de 2010 e 2009, a Companhia atingiu todos os índices requeridos contratualmente.

Os vencimentos das parcelas a longo prazo são os seguintes:

	31/12/2010	Total	31/12/2009	Total	01/01/09	Total
	Divida	Transação	Divida	Transação	Divida	Transação
2011	-	-	39.436	(216)	39.220	51.415
2012	36.357	(284)	36.073	36.420	(284)	36.136
2013	36.357	(176)	36.181	36.312	(176)	36.136
2014	36.358	(69)	36.289	36.204	(69)	36.135
Total	108.072	(529)	108.543	145.244	(881)	144.543

A mutação das debêntures é a seguinte:

	31/12/2010	Total	31/12/2009	Total	01/01/09	Total
	Divida	Transação	Divida	Transação	Divida	Transação
2011	-	-	39.436	(216)	39.220	51.415
2012	36.357	(284)	36.073	36.420	(284)	36.136
2013	36.357	(176)	36.181	36.312	(176)	36.136
2014	36.358	(69)	36.289	36.204	(69)	36.135
Total	108.072	(529)	108.543	145.244	(881)	144.543

17 Salários e Encargos a Pagar

	31/12/2010	Total	31/12/2009	Total	01/01/09	Total
	Divida	Transação	Divida	Transação	Divida	Transação
2011	-	-	39.436	(216)	39.220	51.415
2012	36.357	(284)	36.073	36.420	(284)	36.136
2013	36.357	(176)	36.181	36.312	(176)	36.136
2014	36.358	(69)	36.289	36.204	(69)	36.135
Total	108.072	(529)	108.543	145.244	(881)	144.543

18 Taxas Regulamentares

	31/12/2010	Total	31/12/2009	Total	01/01/09	Total
	Divida	Transação	Divida	Transação	Divida	Transação
2011	-	-	39.436	(216)	39.220	51.415
2012	36.357	(284)	36.073	36.420	(284)	36.136
2013	36.357	(176)	36.181	36.312	(176)	36.136
2014	36.358	(69)	36.289	36.204	(69)	36.135
Total	108.072	(529)	108.543	145.244	(881)	144.543

19 Impostos e Contribuições a Recolher

	31/12/2010	Total	31/12/2009	Total	01/01/09	Total
	Divida	Transação	Divida	Transação	Divida	Transação
2011	-	-	39.436	(216)	39.220	51.415
2012	36.357	(284)	36.073	36.420	(284)	36.136
2013	36.357	(176)	36.181	36.312	(176)	36.136
2014	36.358	(69)	36.289	36.204	(69)	36.135
Total	108.072	(529)	108.543	145.244	(881)	144.543

20 Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio

	31/12/2010	Total	31/12/2009	Total	01/01/09	Total
	Divida	Transação	Divida	Transação	Divida	Transação
2011	-	-	39.436	(216)	39.220	51.415
2012	36.357	(284)	36.073	36.420	(284)	36.136
2013	36.357	(176)	36.181	36.312	(176)	36.136
2014	36.358	(69)	36.289	36.204	(69)	36.135
Total	108.072	(529)	108.543	145.244	(881)	144.543

21 Provisões

	31/12/2010	Total	31/12/2009	Total	01/01/09	Total
	Divida	Transação	Divida	Transação	Divida	Transação
2011	-	-	39.436	(216)	39.220	51.415
2012	36.357	(284)	36.073	36.420	(284)	36.136
2013	36.357	(176)	36.181	36.312	(176)	36.136
2014	36.358	(69)	36.289	36.204	(69)	36.135
Total	108.072	(529)	108.543	145.244	(881)	144.543

22 Outros Passivos

	31/12/2010	Total	31/12/2009	Total	01/01/09	Total
	Divida	Transação	Divida	Transação	Divida	Transação
2011	-	-	39.436	(216)	39.220	51.415
2012	36.357	(284)	36.073	36.420	(284)	36.136
2013	36.357	(176)	36.181	36.312	(176)	36.136
2014	36.358	(69)	36.289	36.204	(69)	36.135
Total	108.072	(529)	108.543	145.244	(881)	144.543

23 Patrimônio Líquido

	31/12/2010	Total	31/12/2009	Total	01/01/09	Total
	Divida	Transação	Divida	Transação	Divida	Transação
2011	-	-	39.436	(216)	39.220	51.415
2012	36.357	(284)	36.073	36.420	(284)	36.136
2013	36.357	(176)	36.181	36.312	(176)	36.136
2014	36.358	(69)	36.289	36.204	(69)	36.135
Total	108.072	(529)	108.543	145.244	(881)	144.543

24 Receita Bruta

	31/12/2010	Total	31/12/2009	Total	01/01/09	Total
	Divida	Transação	Divida	Transação	Divida	Transação
2011	-	-	39.436	(216)	39.220	51.415
2012	36.357	(284)	36.073	36.420	(284)	36.136
2013	36.357	(176)	36.181	36.312	(176)	36.136
2014	36.358	(69)	36.289	36.204	(69)	36.135
Total	108.072	(529)	108.543	145.244	(881)	144.543

25 Deduções da Receita Bruta

	31/12/2010	Total	31/12/2009	Total	01/01/09	Total
	Divida	Transação	Divida	Transação	Divida	Transação
2011	-	-	39.436	(216)	39.220	51.415
2012	36.357	(284)	36.073	36.420	(284)	36.136
2013	36.357	(176)	36.181	36.312	(176)	36.136
2014	36.358	(69)	36.289	36.204	(69)	36.135
Total	108.072	(529)	108.543	145.244	(881)	144.543

26 Custos e Despesas Operacionais

	31/12/2010	Total	31/12/2009	Total	01/01/09	Total
	Divida	Transação	Divida	Transação	Divida	Transação
2011	-	-	39.436	(216)	39.220	51.415
2012	36.357	(284)	36.073	36.420	(284)	36.136
2013	36.357	(176)	36.181	36.312	(176)	36.136
2014	36.358	(69)	36.289	36.204	(69)	36.135
Total	108.072	(529)	108.543	145.244	(881)	144.543

27 Encargos e Despesas Financeiras

	31/12/2010	Total	31/12/2009	Total	01/01/09</
--	------------	-------	------------	-------	------------



...Continuação

	31/12/10	31/12/09
(e) Outros custos e despesas		
Outras Despesas Operacionais		
Seguros	331	283
Doações e contribuições	990	996
Publicações e avisos de desligamentos	32	37
Órgãos de classe do setor elétrico	627	621
Despesas de viagem	1.135	822
Consumo próprio e energia elétrica	62	71
Propaganda e publicidade	906	1.456
Processo cível	4.411	1.279
Processo fiscal	-	3
Alimentação	817	552
Multas ANEEL	-	1.399
Encerramento de ordem em curso	34	16
Outros	1.156	721
Total	10.501	8.255

27 Receitas e Despesas Financeiras

	31/12/10	31/12/09
Receita Financeira		
Renda de aplicações financeiras	13.735	7.717
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	55.447	33.823
Varição monetária	15.814	21.586
Outras receitas financeiras	986	4.488
Total	85.982	67.614
Despesa Financeira		
Encargos de dívida	38.923	(30.115)
Varição monetária	(7.088)	(9.631)
Outras despesas financeiras	(6.021)	(4.061)
Total	(52.032)	(43.807)

28 Participações nos Resultados

A Companhia mantém o programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, nos moldes da Lei nº 10.101/00 e artigo nº 189 da Lei nº 6.404/76, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos. O montante desta participação para o exercício de 2010 foi de R\$ 7.293 (R\$ 7.825 em 2009).

29 Saldos e Transações com Partes Relacionadas

A Companhia mantém operações comerciais com partes relacionadas pertencentes ao mesmo grupo econômico, cujos saldos e natureza das transações estão demonstrados a seguir:

Empresas	Ref.	Natureza de Operação	Passivo	Resultado	Passivo	Resultado
Amara Brasil	(c)	Prestação de serviço (almoxnarfiado)	68	(951)	62	(993)
Neoenergia S.A.		Dividendos	7.409	(7.409)	167.578	(6.981)
		Juros sobre capital próprio	7.409	(7.409)	196.086	(6.981)
Iberdrola Energia S.A		Dividendos	527	(527)	6.367	-
		Juros sobre capital próprio	527	(527)	497	(497)
Previ - Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil		Dividendos	136	(136)	1.400	(129)
		Juros sobre capital próprio	136	(136)	1.529	(129)
Termoauçã S.A.	(a.1)	Energia fornecida	-	-	-	(6.840)
NC Energia	(c)	Prestação de serviço	-	-	-	(19)
Neoenergia Serviços	(c)	Prestação de serviço	-	(1.218)	-	(585)
Baguari I	(a.2)	Energia comprada	164	(1.246)	-	-
Rio PCH I	(a.2)	Energia comprada	101	(773)	96	(592)
Goias Sul	(a.2)	Energia comprada	74	(408)	-	-
Afluente Transmissão	(b)	Uso da Rede	10	(116)	16	(157)

As principais condições relacionadas aos negócios entre partes relacionadas estão descritas a seguir:

a) **Contratos de Suprimento de Energia Elétrica nos mercados de:**

a.1) Contratação Bilateral (Iniciais), aprovadas pela ANEEL
Termoauçã S.A. - Contrato nº 4600015569, vigência de 17 de janeiro de 2007 até 31 de dezembro de 2038, conforme Resolução Autorizativa ANEEL nº 1.163 de dezembro de 2007.

Baguari I - Contrato nº 4600017985, vigência de 1º de janeiro de 2010 até 31 de dezembro de 2039, conforme Resolução ANEEL nº 589 de 11 de dezembro de 2007.
Goias Sul - Contrato nº 4600017990 e 4600017991, vigência de 1º de janeiro de 2010 até 31 de dezembro de 2039, conforme Resoluções Autorizativas ANEEL nºs 881 e 882 de 24 de abril de 2007.

b) Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (GUST)
Afluente - Contrato nº 4600007603, de uso do sistema de transmissão, entre o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, COSERN e a Afluente, com vigência até dezembro de 2027, corrigido anualmente pela variação do IGPM.

c) **Contratos de Prestação de Serviços**

Amara Brasil - Contrato nº 4600014521, vigência de 16 de maio de 2008 até 15 de maio de 2011, conforme Despacho ANEEL nº 3.045, de 15 de agosto de 2008.

Neoenergia Serviços Ltda. - Contrato nº 4600019864, vigência de 08 de agosto de 2010 até 8 de agosto de 2014, conforme Despacho ANEEL nº 2.758, de 20 de setembro de 2010.

NC Energia - Contrato nº 4600014436, encerrado em 31 de março de 2009. O valor no resultado refere-se às despesas efetuadas até a data do encerramento.

NeoServ Ltda. - Contrato nº 4600012632, vigência de 8 de agosto de 2007 até 7 de agosto de 2010, conforme Despacho ANEEL nº 3.009, de 30 de novembro de 2007.

Adicionalmente a Companhia realiza vendas de energia a partes relacionadas, presentes em sua área de concessão (consumidores cativos), com valores definidos através de tarifas reguladas pela ANEEL. A Administração da Companhia entende que as operações comerciais realizadas com partes relacionadas estão em condições usuais de mercado.

A remuneração total dos administradores para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010 foi de R\$ 1.586 (R\$ 1.710 em 2009), a qual é considerada benefício de curto prazo. A Companhia mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho. Não houve rescisão nos exercícios de 2010 e 2009.

30 Instrumentos Financeiros

Em atendimento à Deliberação CVM nº 604, de 19 de novembro de 2009, que aprovou os Pronunciamentos Técnicos CPC 38, 39 e 40, a Companhia efetuou uma avaliação de seus instrumentos financeiros, inclusive os derivativos. Atualmente a Companhia não possui dívida em moeda estrangeira.

Em 31 de dezembro de 2010, os principais instrumentos financeiros estão descritos a seguir:

- Caixa e equivalentes de caixa - são classificados como mantido para negociação. O valor de mercado está refletido nos valores registrados nos balanços patrimoniais.
- Títulos e valores mobiliários - são classificados como mantidos até o vencimento, e registrados contabilmente pelo custo amortizado. Os valores registrados equivalem, na data do balanço, aos seus valores de mercado.
- Contas a receber de clientes e outros - decorrem diretamente das operações da Companhia, são classificados como empréstimos e recebíveis, e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável.
- Fornecedores - decorrem diretamente das operações da Companhia e são classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo.
- Empréstimos, financiamentos e debêntures
- O principal propósito desse instrumento financeiro é gerar recursos para financiar os programas de expansão da Companhia e eventualmente gerenciar as necessidades de seus fluxos de caixa no curto prazo.
- ✓ Empréstimo em moeda nacional Banco do Brasil (NCC) R\$ 53.000 mil - é considerado como item objeto de hedge, de acordo com a metodologia de contabilidade de operação hedge (hedge accounting), e está contabilizado pelo seu valor de mercado. O valor justo é calculado projetando os fluxos futuros da operação (ativo e passivo) utilizando o custo da ponta passiva do seu swap.
- ✓ Demais empréstimos e financiamentos em moeda nacional - são classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo, e estão contabilizados pelos seus valores contratuais, e atualizados pela taxa efetiva de juros da operação. Os valores de mercado destes empréstimos são equivalentes aos seus valores contábeis. Trata-se de instrumentos financeiros com características oriundas de fontes de financiamento específicas para financiamento de investimentos em distribuição de energia, com custos subsidiados, atrelados à TJLP - Taxa de Juros do Longo Prazo ou com taxas pré-fixadas, e do capital de giro da Companhia, com custos atrelados à CDI - Certificado de Depósito Interbancário.
- ✓ Debêntures em moeda nacional - são classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo, e estão contabilizados pelos seus valores contratuais, e atualizados pela taxa efetiva de juros da operação. Para fins de divulgação, as debêntures tiveram seus valores de mercado calculados com base em taxas de mercado secundário da própria dívida ou dívida equivalente, divulgadas pela ANDIMA, sendo utilizado como projeção dos seus indicadores as curvas da BM&F em vigor na data do balanço.
- ✓ Instrumentos Financeiros Derivativos:
 - ✓ Operação com derivativo para troca de taxa de juros - consiste na troca do resultado financeiro apurado pela aplicação de taxa pré-fixada, equivalente aos juros de um empréstimo, pelo resultado financeiro apurado pela aplicação, sobre o mesmo valor, de percentual da taxa DI, sem nenhum caráter especulativo. Dessa forma, são considerados como instrumentos de hedge, de acordo com a metodologia de contabilidade de operação hedge (hedge accounting), e estão contabilizados pelos seus valores de mercado. Os valores justos são calculados projetando os fluxos futuros das operações (ativo e passivo) utilizando as curvas da BM&F e trazendo esses fluxos a valor presente utilizando o custo da ponta passiva dos seus swaps.

Os valores contábeis e valores justos dos instrumentos financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2010, 31 de dezembro de 2009 e 01 de janeiro de 2009 são como segue:

Ativo	Categoria	Ativos (Passivos)					
		31/12/10		31/12/09		01/01/09	
		Contábil	Mercado	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Caixa e equivalentes de caixa	Mantido para negociação	25.217	25.217	77.402	77.402	37.556	37.556
Títulos e valores mobiliários	Mantidos até o vencimento	44.877	44.877	39.734	39.734	21.384	21.384
Contas a receber de clientes e outros (a)							
	Empréstimos e recebíveis	436.807	436.807	435.158	435.158	426.753	426.753
Passivo							
Fornecedores	Não mensurado ao valor justo	92.554	92.554	102.946	102.946	64.234	64.234
Empréstimo em moeda nacional							
Banco do Brasil (NCC)	Objeto de hedge	(56.509)	(56.509)	-	-	-	-

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN tendo examinado, em reunião nesta data, as Demonstrações Financeiras relativas ao Exercício Social de 2010, compreendendo o relatório da administração, o balanço patrimonial, as demonstrações do resultado, de mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas e balanço social, bem como a proposta de destinação de lucro, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria e pelo contador da Companhia e considerando, ainda, o parecer dos auditores independentes, Ernst & Young Terco e do Conselho Fiscal, aprovou os referidos documentos e propõe sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Rio de Janeiro, 28 de janeiro de 2011

MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	
Marco Geovanne Tobias da Silva - Presidente	Gonzalo Perez Fernandez - Vice-Presidente
Efetivos	Suplentes
Clayton Ferraz de Paiva	Mário José Ruiz-Tagle Larrain
Marcelo Maia de Azevedo Corrêa	Cássio Valério Medeiros Soares de Souza
Luciana Freitas Rodrigues	Zenobio do Rêgo Filho
Gonzalo Gómez Alcántara	Roberto Medeiros dos Santos
Pedro Damásio da Costa Neto	Art Sarmiento do Valle Barbosa
José Mauricio Pereira Coelho	Cecilia Maria Habib Sant'anna Reis
	Lara Cristina Ribeiro Piau Marque
	Vinicius Balbino Boudid

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Acionistas, Conselheiros e Diretores da COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN - Natal - RN

Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2010 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

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

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas

Passivo	Categoria	Ativos (Passivos)			
		31/12/10		31/12/09	
		Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Demais empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Não mensurado ao valor justo	(316.487)	(316.487)	(250.428)	(250.428)
Debêntures em moeda nacional	Não mensurado ao valor justo	(145.099)	(144.888)	(163.533)	(160.240)
Instrumentos financeiros derivativos	Destinados a hedge (hedge accounting)	833	833	-	-
(a) Líquidos da provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD.					
A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo de proteção econômica e financeira através da troca de taxa de juros utilizando swap de taxa pré-fixada para CDI, conforme descrito a seguir:					
✓ Foi contratada operação de "hedge" para o empréstimo em moeda nacional Banco do Brasil (NCC), de forma que o resultado financeiro apurado pela aplicação de taxa pré-fixada seja trocado pelo resultado financeiro apurado pela aplicação, sobre o mesmo valor, de 99,5% da taxa DI.					
A política da Companhia não permite a contratação de derivativos exóticos, bem como a utilização de instrumentos financeiros derivativos com propósitos especulativos.					
Os contratos de derivativos, considerados instrumentos de hedge, vigentes em 31 de dezembro de 2010 são como segue:					

Descrição	Contraparte	Data dos Contratos	Data de Vencimento	Posição	Moeda Local	
					31/12/10	31/12/09
Contratos de swaps:						
Swap						
Ativa	Banco do Brasil	06/05/10	14/04/14	12,149 a.a.	R\$ 53.000	57.370
Passiva				99,5% do CDI		56.537
Total						833
Consoante facultado pela Deliberação CVM 604, a Companhia contabilizou o instrumento derivativo de acordo com a metodologia de contabilidade de operação hedge (hedge accounting). Por essa metodologia, os impactos na variação do valor justo dos derivativos utilizados como instrumento de hedge são reconhecidos no resultado de acordo com o reconhecimento do item que é objeto de hedge.						
Os hedges da Companhia foram avaliados como efetivos.						
Os derivativos da Companhia (instrumentos de hedge), e o empréstimo Banco do Brasil (NCC) R\$ 53.000 (respectivos itens objeto de hedge), foram ajustados ao valor justo. A valorização ou a desvalorização do valor justo do instrumento destinado a hedge e do item objeto de hedge foram registradas em contrapartida da conta de receita ou despesa financeira, no resultado do exercício.						

Fatores de Risco

- ✓ Riscos financeiros

✓ Risco de encargos de dívida

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. A Companhia, com o objetivo de acompanhar a taxa de juros do mercado refletida no CDI e reduzir sua exposição a taxas pré-fixadas, contratou derivativo utilizando swap de taxa pré-fixada para CDI. Ainda assim, a Companhia monitora continuamente as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de proteção contra o risco de volatilidade dessas taxas.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2010 a Companhia apurou um resultado positivo na operação de "hedge" de taxa de juros no montante de R\$ 624.

A tabela abaixo demonstra a análise de sensibilidade de uma possível mudança nas taxas de juros, mantendo-se todas as outras constantes no lucro da Companhia:

2010	Efeitos	
	Aumento/redução em pontos base	No patrimônio líquido
Ativos Financeiros	0,99%	(649)
Passivos Financeiros		
CDI	0,99%	(2.397)
TJLP	-	-
IGPM	(6,32%)	-
SELIC	1,90%	-
2009		
Ativos Financeiros	0,66%	(743)
Passivos Financeiros		
CDI	0,66%	(1.079)
TJLP	-	-
IGPM	6,22%	(1.520)
SELIC	(0,79%)	263

Essas análises de sensibilidade têm por objetivo ilustrar a sensibilidade a mudanças em variáveis de mercado nos instrumentos financeiros. As análises de sensibilidade não consideram o despacho das suas estabelecidas com o uso de premissas e pressupostos em relação a eventos futuros. A Administração da Companhia revisa regularmente essas estimativas e premissas utilizadas nos cálculos. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade inerente ao processo utilizado na preparação dessas análises.

- ✓ Riscos operacionais

✓ Risco de crédito

O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. Para reduzir esse tipo de risco e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, a Companhia monitora as contas a receber de consumidores realizando diversas ações de cobrança, incluindo a interrupção do fornecimento, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores o risco de crédito é baixo devido à grande pulverização da carteira.

- ✓ Risco de Vencimento antecipado

A Companhia possui contratos de debêntures com cláusulas restritivas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis ("covenants" financeiros). O descumprimento dessas restrições pode implicar em vencimento antecipado da dívida (vide nota explicativa nº 16).

- ✓ Risco quanto à 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 da 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 do Sistema Elétrico - ONS não prevê para os próximos anos um novo programa de racionamento.

- ✓ Gestão do Capital

A Companhia promove a gestão de seu capital através de políticas que estabelecem diretrizes qualitativas aliadas a parâmetros quantitativos que visam a monitorar seu efetivo cumprimento. A gestão do capital consiste em estabelecer níveis de alavancagem que maximizam valor para a empresa, considerando o benefício fiscal da dívida, o custo de endividamento e todos os diversos aspectos envolvidos na definição da estrutura ótima de capital.

A política financeira do Grupo ao qual pertencemos tem como objetivo estar no primeiro quartil de empresas privadas no setor elétrico brasileiro com maior rating, através da manutenção dos seguintes indicadores:

Indicador	Definição	Limites
Dívida Líquida EBITDA	Reflete a capacidade de pagamento da dívida através da geração operacional de caixa da empresa medida pelo EBITDA no período de 1 ano	≤ 2,0 segmento de distribuição
Dívida de curto prazo/Dívida total	Reflete a proporção da dívida que está concentrada no período no curto prazo (1 ano)	≤ 20% segmento de distribuição
EBITDA/Despesa Financeira líquida	Reflete a capacidade de pagamento do serviço da dívida da companhia	≥ 3,5 segmento de distribuição

Não houve alterações dos objetivos, políticas ou processos durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2010 e 2009.

31 Compromissos

Os compromissos da Companhia relacionados a contratos de longo prazo para compra de energia são como segue:

Vigência	2011	2012	2013	2014	2015	Após 2015
2010 a 2042	557.764	638.176	612.922	560.262	571.731	9.058.899

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, cuja vigência varia de 8 a 30 anos, representam o volume total contratado, pelo preço corrente no final do exercício de 2009, e foram homologados pela ANEEL.

32 Plano Previdenciário e Outros Benefícios aos Empregados

Planos Previdenciários

A Companhia é patrocinadora da FASERN - Fundação COSERN de Previdência Complementar, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal propiciar aos seus participantes, e respectivos beneficiários, uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, conforme regulamentos dos planos de benefícios a que estiverem vinculados.

As contribuições correntes (da patrocinadora e dos participantes) destinam-se à constituição de reservas para cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, e são acumuladas desde sua admissão nos planos. No Plano de Benefícios Financeiros da FASERN - Regulamento 001 (Benefício Definido) eventuais insuficiências serão de co-responsabilidade da Companhia.

A partir de março de 1999, a FASERN implantou o Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº 001, de Contribuição Definida, ao qual estão vinculados todos os empregados ativos.

O Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº 001 proporciona aos seus participantes ativos benefícios relacionados à possibilidade de ocorrência de invalidez e morte durante a vida laboral, classificados como benefícios de risco, totalmente custeados pela Companhia e pelos participantes autopagadores. Esses benefícios são pagos sob a forma de pecúlio, com pagamento único ou parcelado, a critério do participante ou de seus beneficiários. Por suas características, este plano não apresenta déficit ou superávit, já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes.

A contribuição da Companhia para o Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº 001 corresponde a 5,73% do total da folha de pagamentos dos seus participantes ativos do plano (Soma dos Salários Reais de Contribuição), dos quais 3,67% correspondem à contribuição normal (igual a dos participantes), 0,25% à contribuição dos benefícios de risco e 1,81% à cobertura das despesas administrativas dos planos previdenciários administrados pela FASERN.

As contribuições pagas ou provisionadas em 31 de dezembro de 2010 e 2009 foram as seguintes:

	31/12/10		31/12/09	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Custo do intangível em curso	558	545	-	-
Despesas operacionais	893	130	-	-
Total				

Avaliação atuarial dos planos previdenciários

Na avaliação atuarial do plano de benefício definido foi adotado o método atuarial Crédito Unitário Projetado, requerido pela Deliberação CVM nº 600 - Benefícios a empregados, de 7 de outubro de 2009. O parecer atuarial da FASERN, emitido por atuário independente, considerando a situação econômico-financeira da fundação, em 31 de dezembro de 2010 e 2009 está resumido a seguir, bem como as demais informações requeridas pelo CPC 33:

Ativos e Passivos dos Planos de Benefícios	Previdenciários			
	Nº 1 - CD		Nº 2 - BD	
	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09
Valor presente das obrigações atuariais	489	501	59.753	60.802
Valor justo dos ativos do plano	712	414	93.084	89.215
Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos	(223)	87	(33.331)	(28.413)
Ajustes por diferimentos permitidos				
Ganhos ou (perdas) atuariais não reconhecidos	330	47	3.490	1.336
Efeito do limite de Parágrafo 58(b) (1)	-	-	25.479	25.025
Passivo/(ativo) atuarial líquido total	107	134	(4.362)	(2.052)

(1) Refere-se à parte do superávit acumulado do Plano BD não atribuída à Companhia na observância da regra de distribuição de 50% no período em que se deu a constituição do superávit. O valor calculado está em conformidade com o parágrafo 58(b) da Deliberação CVM nº 600/09.

Os valores reconhecidos no resultado são os seguintes:



RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO

2010

CARTA DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Senhores Acionistas,

Submetemos, para apreciação, o Relatório da Administração e as Demonstrações Contábeis da Sociedade, com Parecer dos Auditores Independentes, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2010.

A Itapebi em 2010 registrou resultado operacional de R\$ 189 milhões, sendo 5,7% superior ao registrado em 2009. Por outro lado, o resultado financeiro negativo (exceto juros sobre o capital próprio) foi de R\$ 22 milhões contra R\$ 14 milhões negativos registrados no ano anterior. Com isso, o lucro líquido em 2010 foi de R\$ 141,8 milhões, sendo praticamente o mesmo resultado apresentado no ano anterior.

Vale ressaltar que as demonstrações financeiras apresentadas estão em conformidade com o novo padrão contábil estabelecido pelo International Accounting Standards Board – IASB (conhecido como IFRS) e consubstanciado na Instrução CVM nº 457, de 13 de julho de 2007, que determina a aplicação desta nova prática contábil a partir do exercício findo em 2010.

A Itapebi reafirma seu compromisso com o desenvolvimento do país, ao tempo que agradece a todos os seus Acionistas, Conselho de Administração, colaboradores, clientes, fornecedores e os Governos Municipais, Estadual e Federal.

MARCO GEOVANNÉ TOBIAS DA SILVA
Presidente do Conselho de Administração

HISTÓRICO

A Usina Hidrelétrica (UHE) Itapebi está localizada no Rio Jequitinhonha, na divisa dos estados de Minas Gerais e Bahia, e gera energia elétrica através de três unidades geradoras com capacidade nominal de 150 MW cada uma, totalizando uma capacidade instalada de 450 MW, e possui energia assegurada de 1.721.340 MWh, tendo sua operação iniciada em fevereiro de 2003. A partir de 20 de julho de 2006, a energia assegurada passou para 1.877.268 MWh, devido a entrada em operação da UHE-Itapé, conforme Despacho nº 1.758/06 da ANEEL.

MERCADO DE ENERGIA

• FORNECIMENTO DE ENERGIA

A Companhia possui contrato de compra e venda mercantil de energia elétrica até o exercício de 2017 com a Companhia de Eleticidade do Estado da Bahia – Coelba, para o fornecimento de volumes anuais de energia de 1.721.340 MWh. Mediante Despacho nº 1.758 de 03/08/2006 da ANEEL, foi aprovada a comercialização do incremento de 155.928 MWh/anual, a partir de 2 de julho de 2007, passando o volume anual para 1.877.268 MWh.

INVESTIMENTOS

• PESQUISA E DESENVOLVIMENTO – P&D

Em 2010 foram desenvolvidas atividades relativas a 6 Projetos de P&D relativos ao ciclo 2006/2007. O valor total investido em 2010 foi de 1,2 milhões.

Neste ano foi realizado o Seminário de P&D na Usina de Itapebi com intuito de apresentar o avanço de cada projeto, promover a interação entre as entidades de pesquisa bem como promover a interação interna com os colaboradores.

No ano de 2010 também foi iniciada a Prospeção de novos projetos de acordo com o novo Manual de P&D de maio de 2008.

Conforme estabeleceu a Resolução Normativa da ANEEL nº 316 de 13 de maio de 2008, as informações sobre os programas de pesquisa e desenvolvimento da empresa estão disponíveis no portal eletrônico www.itapebi.com.br.

DESEMPENHO OPERACIONAL

• GERAÇÃO DE ENERGIA – OPERAÇÃO

Em 2010 foi gerado o montante de 1.050.658 MWh (em 2009, 1.588.290 MWh e em 2008, 1.222.353 MWh), o qual representou 55,97% da energia assegurada.

A usina efetuou 9.202,47 horas de operação (13.221 horas em 2009) resultando em uma taxa de utilização de aproximadamente 35,02% (50,31 % em 2009), e produzindo 119,94 MW médios (181,31 MW médios em 2009).

O índice de disponibilidade acumulado da Usina até o final de 2010 (60 meses) foi de 95,61% (94,29% até 2009).

O índice de disponibilidade acumulado somente no ano de 2010 foi de 94,93% (91,61% apenas em 2009). A confiabilidade em 2010 foi de 99,94% (99,54% em 2009).

A diferença entre a energia assegurada e a energia gerada é coberta pelo mecanismo de realocação de energia (MRE), em que participam todos os geradores hidráulicos do país, resultando assim na maximização da utilização dos recursos hídricos.



BALANÇO PATRIMONIAL

Levantado em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 e 01 de Janeiro de 2009

	Notas	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
			(Reapresentado)	(Reapresentado)
A T I V O				
CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa	(4)	48.517	84.428	85.776
Contas a receber de clientes e outros	(5)	24.285	24.219	26.893
Impostos e contribuições a recuperar	(7)	522	366	354
Despesas pagas antecipadamente		415	403	280
Outros créditos	(9)	1.407	392	299
TOTAL DO CIRCULANTE		75.146	109.808	113.602
NÃO CIRCULANTE				
Títulos e valores mobiliários	(6)	34.294	31.637	33.707
Impostos e contribuições a recuperar	(7)	11.030	1.991	1.982
Coligada, controlada e controladora	(25)	15.461	9.873	-
Tributos e contribuições sociais diferidos	(10)	9.678	9.416	9.508
Benefício fiscal - ágio incorporado da controladora	(8)	9.710	11.489	13.442
Depósitos judiciais	(11)	1.827	1.776	1.035
Outros créditos	(9)	-	-	170
Outros investimentos		2.487	1.145	566
Imobilizado	(12)	475.871	487.897	503.776
Intangível	(13)	1.911	1.985	2.654
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		562.267	557.209	566.841
TOTAL DO ATIVO		637.413	667.017	680.443

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.



DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 e 01 de Janeiro de 2009

	Capital Social	Reserva Especial de Ágio	Incentivo Fiscal SUDENE	Reserva Legal	Reserva Intencos Fiscal	Outros Resultados Abrangentes	Lucros Acumulados	Proposta de Distribuição de Dividendos Adicional	Total do Patrimônio Líquido
Saldos em 1º de Janeiro de 2009, antes dos ajustes	105.000	18.182	61.992	20.279	20.706	-	-	-	226.159
Ajustes de adoção inicial - mudança de prática contábil	-	-	-	-	-	-	(1.955)	49.038	47.083
Saldo em 01 de janeiro de 2009 (Representado)	105.000	18.182	61.992	20.279	20.706	-	(1.955)	49.038	273.242
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	141.898	-	141.898
Destinações:									
Reserva Legal	-	-	-	721	-	-	(721)	-	-
Reserva de lucro - incentivo fiscal	-	-	-	-	26.765	-	(26.765)	-	-
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	(13.850)	-	(13.850)
Aprovação de dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	-	(49.038)	(49.038)
Dividendos intermediários	-	-	-	-	-	-	(51.870)	-	(51.870)
Dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	(46.065)	46.065	-
Saldos em 31 de dezembro de 2009 (reapresentação)	105.000	18.182	61.992	21.000	47.471	-	672	46.065	300.382
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	141.763	-	141.763
Destinações:									
Reserva legal	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva de lucro - incentivo fiscal	-	-	-	-	27.187	-	(27.187)	-	-
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	(15.219)	-	(15.219)
Aprovação de dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	-	(46.065)	(46.065)
Dividendos declarados	-	-	-	-	-	-	(42.619)	-	(42.619)
Dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	(57.410)	57.410	-
Saldos em 31 de dezembro de 2010	105.000	18.182	61.992	21.000	74.658	-	-	57.410	338.242

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.



DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

Exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009

	31/12/2010	31/12/2009
		(Reapresentado)
Fluxo de caixa proveniente das operações		
Das Operações Sociais		
Lucro antes dos impostos	167.126	165.509
Ajustes para reconciliar o lucro do exercício com recursos provenientes de atividades operacionais		
Depreciação e amortização	18.600	18.463
Amortização de ágio, líquida	1.780	1.954
Variações monetárias e cambiais e juros de longo prazo, líquidas	9.037	(1.192)
Variações monetárias e cambiais e juros de curto prazo, líquidas	25.591	27.799
Tributos e contribuições sociais diferidos	-	(2.513)
Provisão (reversão) para contingências cíveis, fiscais e trabalhistas	1.085	(1.916)
	223.219	208.104
(Aumento) redução de ativos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	-	511
Títulos a receber	(51)	1.501
Fundos vinculados	(1.718)	2.070
Depósitos judiciais	(1.827)	261
Tributos e contribuições sociais a compensar	(9.190)	260
Tributos e contribuições diferidos	(8.097)	2.228
Serviço em curso	(1.085)	-
Despesas pagas antecipadamente	(12)	(123)
Coligadas, controladas e empresas ligadas	(5.603)	(9.732)
Outros ativos	131	1.582
	(27.452)	(1.442)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

CONVERGÊNCIA DOS PADRÕES INTERNACIONAIS DE CONTABILIDADE

A partir do exercício findo em 2010, as demonstrações financeiras apresentadas pela ITAPEBI estão em conformidade com o padrão contábil estabelecido pelo International Accounting Standards Board – IASB (conhecido como IFRS) e consubstanciado na Instrução CVM nº 457, de 13 de julho de 2007 que determina a aplicação desta nova prática contábil a partir do exercício findo em 2010.

Entretanto, as novas disposições contábeis não foram acolhidas pela ANEEL por entender que a nova metodologia não é condizente com as disposições regulatórias que disciplinam a concessão do serviço público de energia elétrica, além de causar dificuldades ao exercício da fiscalização econômico-financeira.

Com isso, a agência reguladora editou a Resolução Normativa nº 396/2010, instituindo a contabilidade regulatória a qual passa a vigorar a partir de janeiro de 2012.

Desse modo, além da contabilidade societária estabelecida pela Lei 6.404/76, a Companhia também deverá realizar registros e demonstrativos contábeis para atender ao órgão regulador, os quais serão auditados e publicados para fins de consulta pública no site eletrônico da ANEEL.

Em atendimento ao Despacho nº 4.097 de 30 de dezembro de 2010, emitido pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, segue abaixo o Balanço Patrimonial e a Demonstração de Resultado do exercício elaborados em conformidade com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE assim como o quadro com a conciliação entre as referidas demonstrações contábeis regulatórias e societárias:

• INDICADORES EMPRESARIAIS

	2009 (a)	2010	Variação 2010/2009
Dados Econômico-Financeiros			
Receita Operacional Bruta (R\$ mil)	282.771	303.293	7,3%
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	269.308	288.225	7,0%
EBITDA (R\$ mil)	197.547	207.907	5,2%
Lucro antes Result. Financeiro e Impostos(R\$ mil)	179.081	189.308	5,7%
Resultado Financeiro (R\$ mil) - Exceto JSCP	(13.572)	(22.181)	63,4%
Lucro Líquido (R\$ mil)	141.898	141.764	(0,1)%
Ativo Total (R\$ mil)	666.901	636.005	(4,6)%
Investimentos (R\$ mil)	1.029	1.079	4,9%
Dívida Bruta (R\$ mil)	267.403	204.047	(23,7)%
Dívida Líquida (R\$ mil) (b)	151.338	121.236	(19,9)%
Patrimônio Líquido (R\$ mil)	300.266	336.835	12,2%
Indicadores Econômico-Financeiros			
Margem EBITDA (c)	73,4%	72,1%	(1,2)p.p
Margem Operacional	66,5%	65,7%	(0,8)p.p
Margem Líquida	52,7%	49,2%	(3,5)p.p
Dívida de Curto Prazo Líquida/Dívida Total Líquida	(0,04)	0,35	(888,2)%
Patrimônio Líquido/Ativo Total	0,45	0,53	17,6%
Dívida Líquida/EBITDA	0,77	0,58	(23,9)%
Índice de Endividamento Líquido	0,34	0,26	(7,0)%

(a) Os resultados de 2009 foram reclassificados principalmente para fins de melhor apresentação e manutenção da uniformidade na comparabilidade.

(b) Dívida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras, títulos e valores mobiliários.

(c) EBITDA 12 meses.

p.p - Pontos Percentuais.

Apesar do aumento significativo no Resultado Operacional da Itapebi (+5,7%), o Lucro Líquido de R\$ 141.763 mil apresentou uma pequena redução na comparação com o ano anterior, impactado pelo Resultado Financeiro negativo em R\$ 22.181 mil contra os R\$ 13.572 mil registrado em 2009.

A movimentação do EBITDA (sigla em inglês para Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização, LAJIDA) está detalhada na tabela a seguir:

	2010	2009	Var. %
Conciliação do EBITDA - R\$ Mil	141.764	141.898	(0,1)
Amortização ágio e reversão PMIPL	1.780	1.953	(8,8)
Imposto de Renda e CSL - corrente e diferido	23.583	21.658	8,9
Resultado Financeiro	22.181	13.572	63,4
Depreciação e amortização	18.599	18.466	0,7
EBITDA	207.907	197.547	5,2

ENDIVIDAMENTO

A Itapebi possui financiamentos contratado com o BNDES, os quais estão sendo amortizados em 114 parcelas mensais e sucessivas com vencimentos finais em 2013. As remunerações são baseadas na TJLP mais spread de 4,25% a 4,50% a.a.

Adicionalmente, a Itapebi registrou a segunda emissão das debêntures, em duas séries, em janeiro de 2007, em que a primeira parcela do principal da 1ª série foi amortizada em junho de 2007 e da 2ª série em dezembro de 2007. A remuneração é realizada pelo IGP-M mais spread de 9,5%. As debêntures possuem prazo de vencimento de 6 anos contados da data de emissão, vencendo as da 1ª série em 1 de junho de 2012 e as da 2ª série em 1 de dezembro de 2012.

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

O Capital Social da Companhia é de R\$ 105 milhões, representado por 105 milhões de ações, sendo todas ordinárias (ON). Desse total 42,0% pertence à controladora Neoenergia, 22,6% ao grupo espanhol Iberdrola, 19,0% ao BB – Banco de Investimentos e 16,4% à 521 Participações.

RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL

Em 2010 foram promovidas ações como Plantio de Mudas, Palestras para os Colaboradores, Visitas Pedagógicas de escolas da região, campanhas de vacinação para os colaboradores.

Foi feita a renovação do Termo de Convênio com a Casa de Misericórdia que dá apoio a crianças desamparadas do município de Itapebi.

Está em análise para celebração de Termo de Comodato de um terreno de propriedade da Itapebi, na cidade de Itapebi, para ser utilizado como horta pela entidade.

A Itapebi renovou seu compromisso relação aos 10 princípios do Pacto Global e as Oito Metas do Milênio.

Está em andamento a negociação com a Associação dos Pescadores de Salto da Divisa com relação à indenização em substituição ao Projeto de Tanque Rede. Foi protocolada a petição em conjunto no Fórum de Governador Valadares no entanto o Juiz e o Procurador emitiram parecer desfavorável ao Acordo.O Processo que tramita na Vara de Governador Valadares/MG será transferido para Teófilo Otoni/MG.

Quanto ao Sistema de Gestão Integrado (SGI), no ano de 2010, a Itapebi foi submetida à auditoria de manutenção, tendo sua certificação ISO-14001 e OHSAS-18001 mantida, mediante certificação expedida pela BSI Brasil (subsidiária da British Standards Institution). A Itapebi busca constantemente a melhoria contínua, a capacitação dos colaboradores, o atendimento às exigências legais, bem como a promoção da Política do Sistema.

AUDITORES INDEPENDENTES

Em conformidade com a Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia declara que mantém contrato com a Ernst & Young Terco Auditores Independentes, para prestação de serviços de auditoria externa de suas demonstrações contábeis, bem como para a revisão de informações contábeis em atendimento às exigências do Órgão Regulador, ANEEL, e de contratos de financiamentos, por um período de 2 (dois) anos, iniciado em abril de 2009. A Ernst & Young desde então não prestou serviços não relacionados à auditoria independente que superassem 5% (cinco por cento) do valor do contrato.

A política de atuação da Companhia, quanto à contratação de serviços não relacionados à auditoria externa junto à empresa de auditoria se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor.

AGRADECIMENTOS

Ao reconhecermos que o resultado alcançado é consequência da união e do esforço de nossos colaboradores e do apoio, empenho, incentivo e profissionalismo recebidos dos públicos com os quais nos relacionamos, queremos expressar nossos agradecimentos aos nossos acionistas, aos Senhores membros dos Conselhos de Administração, aos nossos clientes e fornecedores, aos nossos Governos Municipais, Estaduais e Federal e demais autoridades, às Agências Reguladoras e aos Agentes do Setor.

A Administração



DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS

Exercícios findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009

	Notas	31/12/2010	31/12/2009
			(Reapresentado)
RECEITA BRUTA	(22)	303.293	282.771
(-) DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA	(22)	(15.068)	(13.463)
RECEITA LÍQUIDA		288.225	269.308
CUSTO DO SERVIÇO	(23)	(90.186)	(81.311)
LUCRO BRUTO		198.039	187.997
Despesas gerais e administrativas	(23)	(8.732)	(8.916)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO			
E IMPOSTOS		189.307	179.081
Recceita financeira		19.673	17.493
Despesa financeira		(41.854)	(31.065)
LUCRO ANTES DO IMPOSTOS		167.126	165.509
Imposto de renda e contribuição social:		(25.363)	(23.611)
Corrente		(49.422)	(48.708)
Diferido		(1.348)	285
Imposto de renda - SUDENE		27.187	26.765
Amortização ágio e reversão PMIPL		(1.780)	(1.953)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		141.763	141.898
LUCRO ATRIBUÍVEL A:			
Participação dos acionistas controladores		59.541	59.597
Participação dos acionistas não controladores		82.223	82.301
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR AÇÃO:			
Ordinária		1,35	1,35

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.



DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO

Exercícios findos em 31 de



...Continuação

		Ajustes		Reapresentação	
RESULTADO	Publicado	Reclassi- ficações	Débito	Crédito	31/12/2009
Descrição	Ref.	31/12/2009			
Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços		282.771	-	-	282.771
Deduções da Receita Bruta		(13.463)	-	-	(13.463)
Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	269.308	-	-	-	269.308
Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(1)	(83.938)	-	(1.230)	3.858
Resultado Bruto	185.370	-	-	-	187.997
Despesas gerais e administrativas		(8.920)	4	-	(8.916)
Receitas Financeiras		17.493	-	-	17.493
Despesas Financeiras		(31.065)	-	-	(31.065)
Juros sobre o capital próprio a pagar		(13.850)	-	-	(13.850)
Resultado Operacional	149.028	4	-	-	151.659
Resultado Não Operacional		-	(4)	-	-
Resultado Antes Tributação/Participações	149.032	-	-	-	151.659
Provisão para IR e Contribuição Social		(21.943)	-	-	(21.943)
Imposto de renda e contribuição social		285	-	-	285
Amortização do ativo e reversão PMPL		(1.953)	-	-	(1.953)
Participações/Contribuições Estatutárias		-	-	-	-
Reversão dos Juros sobre Capital Próprio		13.850	-	-	13.850
Lucro/Prejuízo do Período	139.271	-	-	-	141.898

Descrição dos principais ajustes decorrentes dos novos pronunciamentos contábeis que afetaram as demonstrações financeiras da Companhia:

(1) Contabilização do direito de outorga (OCPC 05) – Esta orientação foi editada pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis com o objetivo de esclarecer determinados aspectos da Interpretação Técnica – ICPC 01 – Contratos de Concessão. De acordo com OCPC 05, para os contratos em que se entende que o direito e a correspondente obrigação nascem para o concessionário simultaneamente quando da assinatura do contrato de concessão (autorização), o ativo intangível é inicialmente (no termo de posse) mensurado pelo custo. No caso de outorga fixa, o custo corresponde aos valores já despendidos e a despesar no futuro devem ser reconhecidos a valor presente, conforme dispositivos do Pronunciamento Técnico CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos. Assim, os pagamentos pelo uso de bem público que eram contabilizados como despesa quando liquidados, foi inicialmente mensurado por seu valor presente na data do início da concessão em contrapartida ao ativo intangível, o qual é amortizado pelo prazo da concessão. O passivo correspondente é atualizado a valor presente na data de apresentação das demonstrações financeiras.

(2) Baixa do ativo Diferido - A Lei nº. 11.638/07 restringiu o lançamento de gastos no ativo diferido, mas, após isso, a Medida Provisória nº 449/08, convertida na Lei nº 11.941/09 extinguiu esse grupo de contas. O Pronunciamento Técnico CPC 13, que trata da Adoção Inicial da Lei nº. 11.638/07, facultou as Companhias (i) a manutenção do saldo nesse grupo até sua completa amortização, sujeito à análise de impairment ou (ii) a baixa integral no balanço de abertura, na data de transição, da parcela do saldo que não pudesse ser reclassificado para outro grupo de ativos. À época, a Companhia adotou a opção de manter o saldo até a sua completa amortização. Em 31 de dezembro de 2010, a Companhia revisou sua política contábil no âmbito do Pronunciamento Técnico CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro e baixou integralmente o saldo do ativo diferido no balanço de abertura. Assim, as práticas contábeis da Companhia convergem plenamente com as normas internacionais de contabilidade (IFRS).

(3) Contabilização da proposta de pagamento de dividendos (ICPC 08) – Esta interpretação esclarece que a declaração de dividendos, excedente ao mínimo obrigatório, após o período contábil a que se referem as demonstrações contábeis não devem ser reconhecidos como passivo, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das demonstrações contábeis como definido no pronunciamento Técnico CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos. Os dividendos declarados e não pagos, excedentes ao mínimo obrigatório, referentes aos exercícios de 2008 e 2009 foram reconhecidos como ajuste na mutação do patrimônio líquido e foram revertidos na conta de dividendos a pagar, no balanço patrimonial, onde estavam originalmente apresentados de acordo com as regras anteriores.

b) Reapresentação das ITR de 2010, comparativamente com as de 2009 também ajustados às normas de 2010.

Em atendimento à Deliberação CVM nº 656, de 25 de janeiro de 2011 a Companhia apresenta abaixo os efeitos no resultado e no patrimônio líquido dos trimestres findos em 31/03/2009, 30/06/2009, 30/09/2009, 31/03/2010, 30/06/2010 e 30/09/2010, decorrentes da plena adoção das normas de 2010.

	2009			2010		
Trimestre findo em:	31/3/2009	30/6/2009	30/9/2009	31/3/2010	30/6/2010	30/9/2010
Patrimônio líquido publicado	258.035	290.905	269.669	268.062	306.759	306.858
Dividendos	49.038	-	-	49.457	-	17.899
Ativo diferido	8.450	9.105	9.759	11.070	11.727	12.384
Utilização do bem público	(10.527)	(10.409)	(10.291)	(10.446)	(10.719)	(10.992)
Efeito dos tributos sobre os ajustes	(2.873)	(3.096)	(3.318)	(3.764)	(3.987)	(4.211)
Patrimônio líquido reapresentado	302.123	286.505	265.819	314.379	303.780	321.938

	2009			2010		
Resultado período findo em:	31/3/2009	30/6/2009	30/9/2009	31/3/2010	30/6/2010	30/9/2010
Resultado publicado	31.878	71.813	105.838	18.221	60.723	107.246
Ativo diferido	654	1.309	1.963	657	1.314	1.970
Efeito dos tributos sobre os ajustes	(222)	(445)	(667)	(223)	(447)	(670)
Resultado reapresentado	32.310	72.677	107.134	18.655	61.590	108.546

Estas Informações Trimestrais 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 IBRACON), incluindo os ajustes decorrentes da adoção das novas práticas contábeis, não tendo sido, portanto, sujeitas aos procedimentos de auditoria.

4 Caixa e Equivalentes de Caixa

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Caixa e Depósitos bancários à vista	504	1.501	236
Aplicações Financeiras de liquidez imediata:			
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	499	524	-
Fundos de investimento	47.514	82.403	85.540
	48.517	84.428	85.776

Caixa e equivalente de caixa incluem caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo, os quais são registrados pelos valores de custo, acrescidos dos rendimentos auferidos até as datas dos balanços, que não excedem o seu valor de mercado ou realização.

As aplicações financeiras correspondem a operações realizadas com instituições que operam no mercado financeiro nacional e contratadas em condições e taxas normais de mercado, tendo como característica alta liquidez, baixo risco de crédito e remuneração pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI).

5 Contas a Receber de Clientes e Outros

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Títulos a Receber	24.285	24.219	26.893
Total	24.285	24.219	26.893

Refero-se substancialmente ao fornecimento de energia elétrica para a COELBA. O contrato bilateral de compra e venda de energia com a COELBA possui vigência até 15 de abril de 2017, e estabelece o fornecimento anual de energia de 1.721.340 MW/h. A atualização dá-se pela variação da IGP-M, adicionado a juros de 1% a.m. e multa de 2%.

De acordo com o contrato de compra e venda de energia do PPA – AHE Itapá, a Companhia possui assegurado o fornecimento de volumes anuais de energia de 155.928 MW/h, junto a COELBA, com vigência até 31 de outubro de 2016. A atualização dá-se pela variação do IGP-M.

6 Títulos e Valores Mobiliários

Agente Financeiro	Tipo de aplicação	Vencimento	Indexador	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Disponíveis para venda						
Banco do Brasil	Fundo de Investimento	(*)	CDI	34.294	31.637	33.707
Total				34.294	31.637	33.707

(*) Referem-se a aplicações financeiras, requeridas em contratos de empréstimos, com a finalidade de garantia real.

7 Impostos e Contribuições a Recuperar

	Ref.	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Circulante				
Imposto de Renda - IR	(a)	512	256	249
Contribuição Social - CSLL	(a)	-	106	102
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	(b)	7	-	-
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	(c)	-	2	1
Outros		3	2	2
		522	366	354
Não-Circulante				
Imposto de Renda - IR				
Contribuição Social - CSLL				
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	(b)	1.996	1.991	1.982
Programa de Integração Social - PIS	(c)	1.372	-	-
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	(c)	7.662	-	-
		11.030	1.991	1.982
Total		11.552	2.357	2.336

(a) O ativo de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social Sobre Lucro Líquido (CSLL) antecipados corresponde aos montantes reconhecidos quando das apurações tributárias mensais, nos termos do artigo 2º da Lei 9.430, de 27 de dezembro de 1996, além das antecipações de aplicações financeiras, retenção de órgãos públicos e retenção na fonte referente a serviços prestados.

(b) Corresponde principalmente ao ICMS a recuperar sobre Ativo Permanente (CIAP) decorrente das aquisições de bens destinados ao ativo imobilizado, registrado com base na Lei Complementar nº 102, de 11 de julho de 2000.

(c) O PIS e COFINS a recuperar:

Alargamento da Base de Cálculo – A Companhia impetrou Mandado de Segurança com pedido de Liminar, em 21 de julho de 2004, em curso no Tribunal Regional Federal – 1ª Região, arguindo a inconstitucionalidade da Lei nº 9.718/98 que incluiu na base de cálculo do PIS e da COFINS as receitas derivadas de operações financeiras. A matéria foi julgada pelo STF resultando na declaração de inconstitucionalidade do alargamento da base de cálculo. Exaurido a fase recursal sem êxito para o Erário Federal, a Companhia, com base na opinião dos seus consultores jurídicos, entende que a recuperação desses tributos é praticamente certa, e, observando as exigências da Deliberação CVM nº 489, que aprovou a NPC 22 do Conselho Federal da Contabilidade, procedeu no mês de setembro de 2010 o registro contábil do indébito tributário, que será compensado com outros tributos federais após homologação da Receita Federal do Brasil.

8 Benefício Fiscal – Ágio Incorporado da Controladora

O ágio tem como fundamento econômico a perspectiva de resultados durante o prazo de exploração da permissão/autorização.

Tendo em vista que o fundamento econômico do ágio foi a aquisição do direito de autorização delegado pelo Poder Público, nos termos da alínea b, do § 2º, do artigo 14 da Instrução CVM nº 247, de 27 de março de 1996, com as alterações introduzidas pela Instrução CVM nº 285, de 31 de julho de 1998, a Companhia mantém o registro contábil (líquido da provisão entre o valor do ágio e o benefício fiscal respectivo) no ativo imobilizado.

Em 11 de dezembro de 2006, por meio de reunião do Conselho de Administração e da Assembleia Geral Extraordinária da ITAPEBI realizada em 27 de dezembro de 2006, foi aprovada a conclusão do processo de reestruturação societária a fim de transferir para a ITAPEBI o benefício fiscal do ágio de R\$ 53.477, pago pela NEOENERGIA S.A. na aquisição das ações da ITAPEBI pertencentes à COELBA, em novembro de 2004.

Para tanto, em reunião do Conselho de Administração da NEOENERGIA S.A. realizada em 10 de novembro de 2006 foi aprovado aumento de capital na sociedade de propósito específico (SPE) Guaraniara Participações S.A. integralizado por meio da contribuição com as ações e o ágio referentes ao investimento da NEOENERGIA S.A. na ITAPEBI, na data base de 31 de outubro de 2006. O processo foi concluído com a incorporação pela ITAPEBI de sua então controladora, e respectivamente do ágio e da provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido (PMPL), de acordo com o estabelecido na Instrução CVM nº 349, de 6 de março de 2001.

Objetivando uma melhor apresentação da situação financeira e patrimonial da Companhia nas demonstrações contábeis, o valor do ágio, líquido da provisão, que, em essência, representa o benefício fiscal incorporado, foi classificado no balanço patrimonial nos ativos circulante e não circulante, com base na expectativa de realização do benefício fiscal.

Os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais da Sociedade apresentam contas específicas relacionadas com ágio incorporado, provisão para manutenção do patrimônio líquido e amortização, reversão e crédito fiscal correspondentes, cujos saldos em 31 de dezembro de 2010 e 31 de dezembro de 2009 são como segue:

Ágio - incorporado				53.477	(35.295)
Provisão Constituída				18.182	(13.942)
Benefício fiscal				9.202	-
Amortização acumulada				13.442	(5.743)
Reversão acumulada				3.791	-
Saldos em 01 de janeiro de 2009				11.489	11.489
Amortização acumulada				(5.234)	-
Reversão acumulada				3.455	-
Saldos em 31 de dezembro de 2010				9.710	9.710
Circulante				-	-
Não Circulante				9.710	-

Curvas de Amortização de Ágio					
Ano	Fatores	Ano	Fatores	Ano	Fatores
2010	0,09702	2017	0,02878	2024	0,00727
2011	0,08710	2018	0,01883	2025	0,00625
2012	0,07711	2019	0,01558	2026	0,00536
2013	0,06660	2020	0,01338	2027	0,00461
2014	0,05944	2021	0,01149	2028	0,00396
2015	0,05205	2022	0,00986	2029	0,00340
2016	0,04534	2023	0,00847	2030	0,00292

9 Outros Créditos

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Adiantamentos a Fornecedores	125	125	221
Serviços em curso	1.252	-	-
Outros créditos a receber	30	268	248
Total	1.407	393	469
Circulante	1.407	393	299
Não Circulante	-	-	170

10 Impostos e Contribuições Sociais Diferidos

A Companhia registrou os tributos e contribuições sociais diferidos sobre as diferenças temporárias. Os efeitos financeiros desses tributos e contribuições ocorrerão no momento da realização. O IR é calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e a CSLL está constituída a alíquota de 9%.

		Ativo		01/01/09	
31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09
Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido
Imposto de Renda					
Diferenças Temporárias	28.465	7.116	27.693	6.924	28.062
28.465	7.116	27.693	6.924	28.062	7.016
Contribuição Social					
Diferenças Temporárias	28.465	2.562	27.693	2.492	27.689
28.465	2.562	27.693	2.492	27.689	2.492
Total	9.678	9.678	9.416	9.416	9.508

		Passivo		01/01/09	
31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09
Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido
Imposto de Renda					
Diferenças Temporárias	27.792	6.948	22.126	5.532	18.279
27.792	6.948	22.126	5.532	18.279	4.570
Contribuição Social					
Diferenças Temporárias	27.792	2.501	22.126	1.991	18.279
27.792	2.501	22.126	1.991	18.279	1.645
Total	9.449	9.449	7.523	7.523	6.215

A base de cálculo das diferenças temporárias é composta como segue:

	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	01/01/09	01/01/09
Ativo	IR	CSLL	IR	CSLL	IR	CSLL
Provisão PLR	1.059	1.059	-	-	-	-
Depreciação indutível (Provisão para contingências ambientais)	4.759	4.759	4.186	4.186	3.588	3.564
Ajuste da quota anual amortização	9.773	9.773	8.542	8.542	7.312	7.312
Ativo Diferido - realizado	3.171	3.171	3.171	3.171	3.171	3.171
UBP - Utilização Bem-Público (reconstituição)	9.354	9.354	11.445	11.445	13.642	13.642
Outros	349	349	349	349	349	-
Total Ativo	28.465	28.465	27.693	27.693	28.062	27.689
Passivo						
Ajuste da quota anual de amortização	25.984	25.984	22.126	22.126	18.279	18.279
Outros	1.807	1.807	-	-	-	-
Total Passivo	27.792	27.792	22.126	22.126	18.279	18.279
Estudos técnicos de viabilidade aprovados pelo Conselho de Administração e apreciados pelo Conselho Fiscal da Companhia, indicam a plena recuperação dos valores de impostos diferidos reconhecidos como definido pela Instrução CVM 371, de 27 de junho de 2002 e correspondem às melhores estimativas da Administração sobre a evolução futura da Companhia e do mercado em que a mesma opera, cuja expectativa de realização de créditos fiscais está apresentada a seguir:						
Expectativa de Realização						
Imposto de Renda	5.839	1.277	7.116	-	-	-
Contribuição Social	2.102	460	2.562	-	-	-
	7.941	1.737	9.678	-	-	-

Como a base tributável do IR e da CSLL decorre não apenas do lucro que pode ser gerado, mas também da existência de receitas não tributáveis, despesas não dedutíveis, incentivos fiscais e outras variáveis, não existe uma correlação imediata entre o lucro líquido da Companhia e o resultado de IR e CSLL. Portanto, a expectativa da utilização dos créditos fiscais não deve ser tomada como único indicativo de resultados futuros da Companhia.

A seguir é apresentada reconciliação da (receita) despesa dos tributos sobre a renda divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de dezembro de 2010 e 2009 e 01 de janeiro de 2009.

	Ref.	IR	CSLL	IR	CSLL	IR	CSLL
Lucro contábil antes do imposto de renda e contribuição social		167.126	167.126	165.509	165.509	131.860	131.860
Juros sobre capital próprio declarados		(15.219)	(15.219)	(13.850)	(13.850)	(12.946)	(12.946)
Amortização do ágio e reversão da PMPL		(1.780)	(1.780)	(1.953)	(1.953)	(4.178)	(4.178)
Ajustes decorrentes do RTT	(a)	(2.627)	(2.627)	-	-	-	-
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social após ajuste RTT		147.500	147.500	149.706	149.706	114.736	114.736
Alíquota do imposto de renda e contribuição social		25%	9%	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social a alíquotas da legislação		36.875	13.275	37.427	13.474	28.684	10.326
Ajustes ao lucro líquido que afetam o resultado fiscal do período:							



...Continuação

A base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios é como segue:

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Dividendos mínimos - sobre o lucro líquido			
Ações ordinárias (lote de mil ações)	105.000	105.000	105.000
Total	105.000	105.000	105.000
Dividendos mínimos - sobre o lucro líquido ajustado			
Lucro líquido do exercício	141.763	141.898	109.328
Incentivo fiscal SUDENE	(27.187)	(26.765)	(20.706)
Constituição da reserva legal	-	(721)	(5.466)
Base de cálculo do dividendo	114.576	114.412	83.156
Dividendos mínimos obrigatórios	28.644	28.603	20.789
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos e propostos:			
Dividendos intercalares	42.619	51.870	21.622
Juros sobre capital próprio	15.219	13.850	12.496
Total Bruto	57.838	65.720	34.118
Imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre capital próprio 15%(*).	(1.324)	(1.205)	(1.087)

(*) Na parcela de acionistas imunes não ocorre à incidência de imposto de renda.
A formação dos saldos é como segue:
Dividendos e juros sobre o capital próprio
Saldos em 01 de janeiro de 2009
Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio: Declarados 114.758
Pagos no período (95.846)
Imposto de renda retido na fonte - IRRF (1.205)
Saldos em 31 de dezembro de 2009
Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio: Declarados 103.903
Pagos no período (111.006)
Imposto de renda retido na fonte - IRRF (1.324)
Saldos em 31 de dezembro de 2010
20.690

20 Provisões Passivas

As provisões constituídas para contingências passivas, líquidas dos depósitos judiciais correspondentes, estão compostas como segue:

	Contingências	
	Ambientais	Total
Saldos em 01 de janeiro de 2009	19.868	19.868
Baixas/reversão	(740)	(740)
Saldos em 31 de dezembro de 2009	19.128	19.128
Constituição	360	360
Baixas/reversão	(129)	(129)
Remuneração	203	203
Saldos em 31 de dezembro de 2010	19.562	19.562

A Administração da Companhia, consubstanciada na opinião de seus consultores jurídicos quanto à possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas registradas no balanço são suficientes para cobrir prováveis perdas com tais causas.

Licença Ambiental

A administração da Companhia firmou, em 21 de novembro de 2002, acordo com o autor da ação popular, impetrada em setembro de 2002, e com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, visando definir a compensação adicional de impacto sócio-ambientais decorrentes da implantação do empreendimento denominado Usina Hidrelétrica de Itapebi. As deliberações contidas no acordo compreendem, dentre outras: elaboração de estudos, regularização fundiária das unidades, elaboração de plano de manejo e proteção. Esse acordo foi valorizado em R\$ 8.042 e provisionado no balanço de 31 de dezembro de 2002.

Como condicionante da licença de operação do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente – IBAMA, a Companhia desenvolveu novos projetos definindo medidas ambientais compensatórias da exploração do potencial hidrelétrico relacionadas à aquisição de terras, assessoria ambiental, assessoria jurídica, administração do meio ambiente, incluindo consolidação, monitoramento e proteção ambiental. O custo orçado destes projetos foi estimado em R\$ 12.868 e encontra-se registrado contabilmente.

	Valor	Expectativa	Valor Provisionado
Contingência Ambiental	Atualizado	de Perda	31/12/10 31/12/09 01/01/09
Licença Ambiental	19.562	1ª, 2ª e 3ª	19.562 19.128 19.868
Total	19.562	Provável	19.562 19.128 19.868

21 Patrimônio Líquido

Capital social

O capital social subscrito e integralizado da Companhia em 31 de dezembro de 2010 é de R\$ 105.000. A composição do capital social realizado por classe de ações e principais acionistas em 31 de dezembro de 2010 e 2009 e 01 de janeiro de 2009 é a seguinte:

Acionistas	R\$ mil	Ações Ordinárias (Lote de mil ações)	
		Única	%
Neoenergia S.A.	44.100	44.100	42,00
Iberdrola S.A.	23.730	23.730	22,60
Banco do Brasil - Banco de Investimentos	19.950	19.950	19,00
521 Participações	17.220	17.220	16,40
Total	105.000	105.000	100,00

Reserva de Incentivo Fiscal

A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na região Nordeste e que atuam no setor de infra-estrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo 551, § 3º do Decreto nº 3.000/99.

Por conta disso, a Companhia formalizou pleito à antiga SUDENE e obteve o deferimento da redução do imposto de renda e adicionais em 75% através do Laudo Constitutivo nº 0307/2003 ADENE, emitido em 31 de outubro de 2003.

A Companhia apurou no exercício findo em 31 de dezembro de 2010 o valor de R\$ 27.632 (R\$ 26.765 em 2009) de incentivo fiscal SUDENE, calculado com base no lucro da exploração, aplicando a redução de 75% do imposto de renda apurado pelo Lucro Real. O prazo de redução é de 10 anos contados desde o ano calendário de 2003.

Em atendimento à Lei 11.638/07 e CPC 07, o valor correspondente ao incentivo SUDENE apurado a partir da vigência da Lei foi contabilizado no resultado do exercício, e posteriormente transferido para a reserva de lucro devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis conforme previsto no artigo 545 do Regulamento de Imposto de Renda.

Reserva Especial de Água

Essa reserva representa a formação da reserva especial do água como resultado da reestruturação societária da sociedade, que gerou o reconhecimento do crédito fiscal diretamente no patrimônio. (vide nota explicativa nº 8).

Reserva Legal

A reserva legal é calculada com base em 5% de seu lucro líquido conforme previsto na legislação em vigor, limitada a 20% do capital social. A reserva legal da Companhia já atingiu ao limite do capital social, razão pela qual não é mais constituída.

22 Receita Bruta

	Ref.	31/12/2010	31/12/2009
Fornecimento de Energia	(a)	299.749	278.420
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	(b)	3.540	4.351
Outras Receitas		4	-
Total		303.293	282.771

(a) Fornecimento de Energia

A Composição do fornecimento de energia elétrica é a seguinte:

	MWh			R\$		
	31/12/10	31/12/09	01/01/09	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Suprimento	2.275.138	1.877.268	2.019.082	299.749	278.420	282.496
Total	2.275.138	1.877.268	2.019.082	299.749	278.420	282.496

(b) Câmara de Comercialização de Energia - CCEE

	31/12/10			31/12/09		
	MWh(*)	R\$		MWh(*)	R\$	
Compra						
CCEE	7.340	8.332	560.347	2.618		
Total	7.340	8.332	560.347	2.618		

	31/12/10			31/12/09		
	MWh(*)	R\$		MWh(*)	R\$	
Venda						
CCEE	132.988	3.540	291.672	4.351		
Total	132.988	3.540	291.672	4.351		

(*) Informações relativas MWh não incluídas no escopo dos auditores independentes.

MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

DIRETORIA EXECUTIVA	
Enio Emílio Schneider	Diretor-Presidente
Erik Breyer	Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
Paulo Roberto Dutra	Diretor de Planejamento e Controle
Solange Maria Pinto Ribeiro	Diretora de Regulação
Lady Batista de Moraes	Diretora de Gestão de Pessoas

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Acionistas, Conselheiros e Diretores da

Itapebi Geração de Energia S.A.

Rio de Janeiro – RJ

Examinamos as demonstrações financeiras da Itapebi Geração de Energia S.A. (“Companhia”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2010 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

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

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base

23 Deduções da Receita Bruta

Deduções da Receita Bruta	31/12/10	31/12/09
Impostos:		
ICMS	-	-
PIS	(2.171)	(1.913)
COFINS	(10.017)	(8.827)
Encargos Setoriais:		
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(2.880)	(2.723)
Total	(15.068)	(13.463)

24 Custos e Despesas Operacionais

Os custos e as despesas operacionais têm a seguinte composição por natureza de gasto:

	31/12/10		31/12/09	
	Custos de Bens e Serviços Vendidos	Despesas Gerais e Administrativas	Total	Total
Custos/Despesas				
Pessoal	(4.821)	(1.817)	(6.638)	(6.195)
Administradores	-	(255)	(255)	(119)
Entidade de previdência privada	(80)	(159)	(239)	(281)
Material	(237)	(82)	(319)	(239)
Serviços de terceiros	(3.152)	(3.139)	(6.291)	(7.003)
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica - TFSEE	(821)	-	(821)	(759)
Compensação Financeira Recursos Hídricos - CFRH	(4.583)	-	(4.583)	(6.683)
Energia elétrica comprada para revenda	(28.138)	-	(28.138)	(15.342)
Encargos de uso do sistema transmissão	(29.847)	-	(29.847)	(29.433)
Depreciação e amortização	(17.051)	(1.548)	(18.599)	(19.757)
Arrendamentos e alugueis	(158)	(421)	(579)	(1.283)
Tributos	(12)	(111)	(123)	(246)
Outros	(1.286)	(1.200)	(2.486)	(2.887)
Total custos/despesas	(90.186)	(8.732)	(98.918)	(90.227)

	31/12/10		31/12/09	
	Ativo	Passivo	Resultado	Resultado
Pessoal				
Remunerações	-	3.383	-	2.461
Encargos sociais	-	918	-	1.161
Auxílio alimentação	-	153	-	256
Convênio assistencial e outros benefícios	-	573	-	399
Provisão para férias e 13º salário	-	426	-	522
Plano de saúde	-	-	-	433
Contencioso trabalhista	-	60	-	7
Participação nos resultados	-	1.125	-	956
Total		6.638		6.195

25 Saldos e Transações com Partes Relacionadas

A Companhia mantém operações comerciais com partes relacionadas pertencentes ao mesmo grupo econômico, cujos saldos e natureza das transações estão demonstrados a seguir:

		31/12/10			31/12/09		
Empresas	Ref.	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Neoenergia S.A.		-	2.854	-	-	41.132	-
		-	6.392	-	-	5.817	-
(c) Reembolso de despesa		-	2	-	-	2	-
		-	9.248	-	-	46.952	-
Iberdrola Energia S.A.		-	1.536	-	-	22.133	-
		-	2.493	-	-	2.661	-
(c) Prestação de serviço		-	-	-	-	-	(1.103)
		-	-	-	-	831	-
		-	4.029	-	-	25.624	(1.103)
521 Participações S.A.		-	1.114	-	-	-	-
		-	1.511	-	-	-	-
		-	2.626	-	-	-	-
BB - Banco do Brasil		-	1.291	-	-	-	-
Investimentos S.A.		-	3.499	-	-	-	-
		-	4.790	-	-	-	-
Coelba		-	-	(238)	-	-	(147)
		-	-	283.322	-	-	274.521
Energia fornecida		-	-	(19)	-	-	(35)
Prestação de serviço		-	-	-	-	-	-
Reembolso de despesa		-	28	-	-	3	-
		-	28	283.065	-	3	274.340
Termopomabambu		1.181	-	281	-	-	-
		1.181	-	281	-	-	-
Geração CIII		1.951	-	1.711	-	-	-
		1.951	-	1.711	-	-	-
NC Energia		-	-	(18.960)	-	-	(12.208)
(a) Energia fornecida		-	-	11.070	-	-	3.899
(a) Reembolso de despesa		1.238	295	632	78	-	-
Uso da Rede		-	-	-	-	-	-
		1.238	295	(7.890)	632	78	(8.309)
Neoenergia Serviços		-	88	-	-	-	-
		-	88	-	-	-	-
Baguari I		-	1.932	-	-	1.606	-
		-	1.932	-	-	1.606	-
Bahia PCH I		-	1.305	-	-	1.129	-
		-	1.305	-	-	1.129	-
Bahia PCH II		-	503	-	-	361	-
		-	503	-	-	361	-

As principais condições relacionadas aos negócios entre partes relacionadas estão descritas a seguir:

a) NC Energia - Contrato de compra e venda de energia elétrica, corrigido pela variação do IGP-M, juros de 1% a.a e multa de 2%.

b) Afluente Transmissão - O valor demonstrado no passivo refere-se basicamente ao contrato de Prestação de Serviços de Manutenção para ITAPEBI.

Uso de rede – Contrato de prestação de serviços de transmissão, entre Coelba, Afluente e o ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico.

c) Iberdrola Energia - Contrato de prestação de serviços de operação e manutenção (O&M), vigência até 18 de junho de 2018.

d) COELBA - Contratos bilaterais nº. 4600007239 e 4600010159, de compra e venda de energia elétrica, com vigência até 15 de abril de 2017 e novembro de 2016, respectivamente, corrigido anualmente pela variação do IGP-M.

A remuneração total dos administradores para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010 foi de R\$ 1.108 (R\$ 119 em 31 de dezembro de 2009), a qual é considerada benefício de curto prazo. A Companhia mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

26 Instrumentos Financeiros

Em atendimento à Deliberação CVM nº 604, de 19 de novembro de 2009, que aprovou os Pronunciamentos Técnicos CPC 38, 39 e 40 e à Instrução CVM nº. 604, de 19 de novembro de 2009, a Companhia efetuou uma avaliação de seus instrumentos financeiros. Em 31 de dezembro de 2010, a Companhia não mantém contratos derivativos.

Considerações gerais:

Em 31 de dezembro de 2010, os principais instrumentos financeiros estão descritos a seguir:

- Caixa e Equivalentes de caixa – são classificados como ativos financeiros pelo valor justo por meio do resultado. O valor de mercado está refletido nos valores registrados nos balanços patrimoniais.
- Títulos e valores mobiliários – são classificados como mantidos até o vencimento, e registrados contabilmente pelo custo amortizado. Os valores registrados equivalem, na data do balanço, aos seus valores de mercado.
- Contas a receber de clientes e outros – decorrem diretamente das operações da Companhia, são classificados como empréstimos e recebíveis, e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável.
- Fornecedores – decorrem diretamente das operações da Companhia e são classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo.

• Empréstimos, financiamentos e debêntures - O principal propósito desse instrumento financeiro é gerar recursos para financiar os programas de expansão da Companhia e eventualmente gerenciar as necessidades de seus fluxos de caixa no curto prazo.

✓ Empréstimos, financiamentos em moeda nacional com o BNDES – são classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo, e estão contabilizados pelos seus valores contratuais, e atualizados pela taxa efetiva de juros da operação. Os valores de mercado destes empréstimos são equivalentes aos seus valores contábeis. Trata-se de instrumentos financeiros com características oriundas de fontes de financiamento específicas para financiamento de investimentos em distribuição de energia, com custos subsidiados, atrelados à TJLP – Taxa de Juros do Longo Prazo.

✓ Debêntures em moeda nacional – são classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo, e estão contabilizados pelos seus valores contratuais, e atualizados pela taxa efetiva de juros da operação. Para fins de divulgação, as debêntures tiveram seus valores de mercado calculados com base em taxas de mercado secundário da própria dívida ou dívida equivalente, divulgadas pela ANDIMA, sendo utilizado como projeção dos seus indicadores as curvas da BM&F em vigor na data do balanço.

Os valores contábeis e de mercado dos instrumentos financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2010 e 2009 são como segue:

Categoria	Ativos (Passivos)			
	31/12/10 Contábil	31/12/10 Mercado	31/12/09 Contábil	31/12/09 Mercado
Ativo				
Caixa e equivalentes de caixa	48.517	48.517	84.428	84.428
Títulos e valores mobiliários	34.294	34.294	31.637	31.637
Contas a receber de clientes e outros	-	-	-	-
Empréstimos e recebíveis	24.285	24.285	24.219	24.219



BALANÇO SOCIAL

Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009

(R\$ mil)

1 - BASE DE CÁLCULO

2010				2009			
	R\$ mil				R\$ mil		
Receita Operacional Líquida (ROL)			568.217				589.814
Resultado Operacional (RO)			148.650				228.615
Folha de Pagamento Bruta (FPB)			2.974				1.276
Valor Adicionado Total (VAT)			203.550				281.131

	% sobre				% sobre			
	FPB	RL	VAT		FPB	RL	VAT	
Encargos sociais compulsórios	573	19,27	0,10	0,28	202	15,83	0,03	0,07
Saúde	167	5,62	0,03	0,08	36	2,82	0,01	0,01
Alimentação	137	4,61	0,02	0,07	14	1,10	-	-
Transporte	92	3,09	0,02	0,05	65	5,09	0,01	0,02
Educação	14	0,47	-	0,01	5	0,39	-	-
Total - Indicadores sociais internos	983	33,05	0,17	0,48	322	25,24	0,05	0,11

	% sobre				% sobre			
	FPB	RL	VAT		FPB	RL	VAT	
Tributos (Exceto Encargos Sociais)	25.749	865,80	4,53	12,65	33.374	2.615,52	5,66	11,87
Total - Indicadores sociais externos	25.749	865,80	4,53	12,65	33.374	2.615,52	5,66	11,87

4 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL (1)

	2010				2009		
Nº de empregados(as) ao final do período			3				6
Nº de admissões durante o período			-				3
Nº de desligamentos durante o período			3				1
Nº de empregados(as) terceirizados			-				-
Nº de estagiários (as)			2				2
Nº de empregados(as) acima de 45 anos			1				1
Nº de empregados por faixa etária, no sseguintes intervalos							
menores de 18 anos			-				-
de 18 a 35 anos			3				4
de 36 a 60 anos			4				4
acima de 60 anos			-				-
Nº de empregados por nível de escolaridade, segregados por:							
analfabetos			-				-
com ensino fundamental			-				-
com ensino médio/técnico			1				1
com ensino superior			1				5
pós-graduados			1				2
Nº de mulheres que trabalham na empresa			1				2
% de cargos de chefia ocupados por mulheres			-				-
Nº de homens que trabalham na empresa			2				6
% de cargos de chefia ocupados por homens			100,00%				100,00%
Nº de negros(as) que trabalham na empresa			-				-
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)			-				-
Nº de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais			-				-
Remuneração bruta segregada por:							
Empregados			220				223
Administradores			157				143

5 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL (1)

Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa

Número total de acidentes de trabalho

Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:

() direção	(X) direção e gerências	() todos (as) os empregados(as)	() direção	() direção e gerências	(X) todos (as) os empregados(as)
-------------	-------------------------	----------------------------------	-------------	-------------------------	----------------------------------

Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por: (salubridade não aplicável. Resposta apenas sobre as normas de segurança)

() direção	() direção e gerências	(X) todos (as) + CIPA	() direção	() direção e gerências	(X) todos (as) + CIPA
-------------	-------------------------	-----------------------	-------------	-------------------------	-----------------------

Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos (as) trabalhadores (as), a empresa:

(X) não se envolve	() segue as normas da OIT	() incentiva e segue a OIT	(X) não se envolve	() segue as normas da OIT	() incentiva e segue a OIT
--------------------	----------------------------	-----------------------------	--------------------	----------------------------	-----------------------------

A participação nos lucros ou resultados contempla:

() direção	() direção e gerências	(X) todos (as) os empregados(as)	() direção	() direção e gerências	(X) todos (as) os 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 dos empregados em programas de trabalho voluntário, a empresa:

(X) não se envolve	() apoia	() organiza e incentiva	() não se envolve	(X) apoia	() organiza e incentiva
--------------------	-----------	--------------------------	--------------------	-----------	--------------------------

Número de processos trabalhistas: movidos contra a entidade

	1	1
--	---	---

juizados procedentes

-	-
---	---

juizados improcedentes

-	-
---	---

Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça:

-	-
---	---

Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$)

2010: 203.550	2009: 281.131
---------------	---------------

23,24% governo 1,47% colaboradores(as)

27,26% governo 0,40% colaboradores(as)
--

Distribuição do Valor Adicionado (DVA) 44,01 % acionistas 31,37 % terceiros 36,80 % acionistas 24,76 % terceiros 10,79 % retido

(1) Informações não examinadas pelos Auditores Independentes

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.



...Continuação					
	BRGAAP				IFRS
	31/12/2009				31/12/2009
	R\$ mil	Reclassificações	Ajustes IFRS	31/12/2009	R\$ mil
			Debito	Crédito	
ATIVO					
NÃO CIRCULANTE					
Títulos e valores mobiliários	31.562	-	-	-	31.562
Depósitos judiciais	5.621	-	-	-	5.621
Impostos e Contribuições diferidos	-	3.217	27.931	-	31.148
Benefício fiscal - ágio incorporado da controladora	15.737	2.590	-	-	18.327
Coligações, controladas e controladora	34	-	-	-	34
Despesas pagas antecipadamente	271	-	-	-	-
Outros créditos	271	-	-	-	271
Investimento	1.493	-	-	-	1.493
Imobilizado	681.198	-	98.993	(4.911)	775.280
Intangível	41	-	-	-	41
Diferido	94.873	-	(94.873)	-	-
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	830.830	5.807	126.925	(99.784)	863.777
ATIVO TOTAL	1.095.580	-	126.925	(99.784)	1.122.720
PASSIVO					
CIRCULANTE					
Fornecedores	23.618	-	-	-	23.618
Folha de pagamento	176	(176)	-	-	-
Empréstimos, financiamentos e encargos	29.030	-	-	-	29.030
Debêntures e encargos	14.241	-	-	-	14.241
Salário e encargos a pagar	-	214	-	-	214
Taxas regulatamentares	5.291	-	-	-	5.291
Impostos e Contribuições a recolher	2.013	8.185	-	-	10.198
Dividendos e juros sobre capital próprio	103.193	-	(62.463)	-	40.730
Obrigações estimadas	8.223	(8.223)	-	-	-
Outras contas a pagar	-	100	-	-	100
TOTAL DO CIRCULANTE	185.785	-	(62.463)	-	123.422
NÃO CIRCULANTE					
Fornecedores	-	-	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	136.018	-	-	-	136.018
Debêntures	386.493	-	-	-	386.493
Taxas Regulatamentares	5.915	-	-	-	5.915
Impostos e Contribuições a recolher	5.621	-	-	-	5.621
Impostos e Contribuições diferidos	-	-	27.662	-	27.662
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	534.047	-	27.662	-	561.709
PARTICIPAÇÕES MINORITÁRIAS					
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	214.570	-	-	-	214.570
Reservas de capital	105.384	-	-	-	105.384
Reservas de lucros	55.794	-	-	-	55.794
Proposta de Distribuição de dividendos adicional	-	-	-	-	-
Lucro/Prejuízo acumulado	-	(100)	(18.696)	62.463	62.463
Total do patrimônio líquido	375.748	(100)	(18.696)	18.174	622
PASSIVO TOTAL	1.095.580	-	(53.497)	80.637	1.122.720
Fornecimento de energia elétrica	622.762	-	-	-	622.762
Outras receitas operacionais	423	-	-	-	423
RECEITA BRUTA	623.185	-	-	-	623.185
ICMS	-	-	-	-	-
PIS	(4.959)	-	-	-	(4.959)
COFINS	(22.456)	-	-	-	(22.456)
ISS	(6)	-	-	-	(6)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(5.950)	-	-	-	(5.950)
(-) Deduções da Receita Bruta	(33.371)	-	-	-	(33.371)
RECEITA LÍQUIDA	589.814	-	-	-	589.814
Custo do serviço	(354.307)	-	-	-	(354.307)
Custo com energia elétrica	(204.539)	-	-	-	(204.539)
Energia elétrica comprada para revenda	(171.380)	-	-	-	(171.380)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(33.159)	-	-	-	(33.159)
Custo de operação	(149.768)	-	-	-	(149.768)
Pessoa	(475)	-	-	-	(475)
Entidade de previdência privada	-	-	-	-	-
Material	(13)	-	-	-	(13)
Combustível para produção de energia elétrica	(66.184)	-	-	-	(66.184)
Serviços de terceiros	(38.496)	-	-	-	(38.496)
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica - TFSEE	(904)	-	-	-	(904)
Depreciação e amortização	(36.375)	-	-	-	(36.375)
Arrendamentos e aluguéis	(2.126)	-	-	-	(2.126)
Tributos	(446)	-	-	-	(446)
Outros Custos	(4.749)	-	-	-	(4.749)
Custo de serviço prestado a terceiros	-	-	-	-	-
LUCRO BRUTO	235.507	-	-	-	235.507
Despesas operacionais	(23.776)	(99)	(4.911)	21.894	(6.892)
Despesas com vendas	-	-	-	-	-
Despesas gerais e administrativas	(23.776)	-	(4.911)	21.894	(6.793)
Pessoa	(573)	-	-	-	(573)
Administradores	(227)	-	-	-	(227)
Material	(8)	-	-	-	(8)
Serviços de terceiros	(532)	-	-	-	(532)
Depreciação e amortização	(22.072)	-	(4.911)	21.894	(5.089)
Tributos	(56)	-	-	-	(56)
Outros	(308)	-	-	-	(308)
Outras receitas	-	1	-	-	1
Outras despesas	-	(100)	-	-	(100)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E IMPOSTOS	211.731	(99)	(4.911)	21.894	228.615
Resultado financeiro	(55.912)	(100)	-	-	(56.012)
Receita Financeira	11.997	-	-	-	11.997
Renda de aplicações financeiras	11.348	-	-	-	11.348
Variação cambial	631	-	-	-	631
Outras receitas financeiras	18	-	-	-	18
Despesa Financeira	(67.909)	(100)	-	-	(68.009)
Encargos de dívida	(61.950)	-	-	-	(61.950)
Variação monetária	(227)	-	-	-	(227)
Variação cambial	(62)	-	-	-	(62)
Outras despesas financeiras	(5.680)	(100)	-	-	(5.780)
Resultado na Alienação/Desativação	-	-	-	-	-
Bens e Direitos	(99)	99	-	-	-
Receitas na alienação/desativação Bens e direitos	1	(1)	-	-	-
Despesas na alienação/desativação Bens e direitos	(100)	100	-	-	-
LUCRO ANTES DOS IMPOSTOS	155.720	(100)	(4.911)	21.894	172.603
Imposto de Renda e Contribuição Social:	(22.778)	-	(5.774)	-	(28.052)
Corrente	(42.904)	-	(5.774)	-	(48.678)
Diferido	-	-	-	-	(5.774)
Imposto de renda - Sudene	23.576	-	-	-	23.576
Amortização ágio e reversão PMPL	(2.950)	-	-	-	(2.950)
LUCRO ANTES DA REVERSÃO DOS JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO	133.442	(100)	(10.685)	21.894	144.551
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	133.442	(100)	(10.685)	21.894	144.551
LUCRO ATRIBUÍVEL A:					
Participação dos acionistas controladores	-	-	-	-	-
Participação dos acionistas não controladores	-	-	-	-	-
LUCRO BÁSICO E DILUIDO POR AÇÃO:					
Ordinária	-	-	-	-	-
Preferencial A	-	-	-	-	-
Preferencial B	0,71	-	-	-	0,71

Descrição dos principais ajustes decorrentes dos novos pronunciamentos contábeis que afetaram as demonstrações financeiras da Companhia:

(1) Baixa do ativo Diferido - A Lei nº 11.638/07 restringiu o lançamento de gastos no ativo diferido, mas, após isso, a Medida Provisória nº 449/08, convertida na Lei nº 11.941/09 extinguiu esse grupo de contas. O Pronunciamento Técnico CPC 13, que trata da Adoção Inicial da Lei nº 11.638/07, facultou as Companhias (i) a manutenção do saldo nesse grupo até sua completa amortização, sujeito à análise de impairment ou (ii) a baixa integral no balanço de abertura, na data de transição, da parcela do saldo que não pudesse ser reclassificada para outro grupo de ativos. À época, a Companhia adotou a opção de manter o saldo até a sua completa amortização. Em 31 de dezembro de 2010, a Companhia revisou sua política contábil no âmbito do Pronunciamento Técnico CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro e 9004 integralmente o saldo do ativo diferido no balanço de abertura. Assim, as práticas contábeis da Companhia convergem plenamente com as normas internacionais de contabilidade (IFRS).

(2) Contabilização da proposta de pagamento de dividendos (ICPC 08) - Esta interpretação esclarece que a declaração de dividendos, excidente ao mínimo obrigatório, após o período contábil a que se referem as demonstrações contábeis não devem ser reconhecidos como passivo, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das demonstrações contábeis como definido no pronunciamento Técnico CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos.

Os dividendos declarados e não pagos, excidentes ao mínimo obrigatório, referentes aos exercícios de 2008 e 2009 foram reconhecidos como ajuste na mutação do patrimônio líquido e foram revertidos na conta de dividendos a pagar, no balanço patrimonial, onde estavam originalmente apresentados de acordo com as regras anteriores.

(3) Reclassificações: De acordo com os novos pronunciamentos contábeis foram efetuadas as seguintes reclassificações às demonstrações financeiras da Companhia.

• Os impostos diferidos e o benefício fiscal do ágio anteriormente apresentados no circulante foram reclassificados para o não circulante.

11 Tributos e Contribuições Sociais Diferidos

A Companhia registrou os tributos e contribuições sociais diferidos sobre as diferenças temporárias.

Os efeitos financeiros desses tributos e contribuições ocorrerão no momento da realização. O IR é calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e a CSLL está constituída a alíquota de 9%.

	31/12/10		31/12/09		01/01/09	
	Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido
Imposto de Renda						
Diferenças temporárias	96.523	24.131	91.631	22.908	86.720	21.680
	96.523	24.131	91.631	22.908	86.720	21.680
Contribuição Social						
Diferenças temporárias	96.523	8.887	91.631	8.240	86.720	7.799
	96.523	8.887	91.631	8.240	86.720	7.799
Total		32.818		31.148		29.479

A base de cálculo das diferenças temporárias é composta como segue:

	31/12/10		31/12/09		1/1/2009	
	IR	CSLL	IR	CSLL	IR	CSLL
Provisão PLR	286	-	286	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	9.174	9.174	9.358	9.358	9.358	9.358
Outros	87.062	87.062	82.273	82.273	77.362	77.362
Total Ativo	96.523	96.523	91.631	91.631	86.720	86.720

	31/12/10		31/12/09		1/1/2009	
	IR	CSLL	IR	CSLL	IR	CSLL
Ajuste da quota anual de amortização	103.254	103.254	81.360	81.360	59.466	59.466
Total Passivo	103.254	103.254	81.360	81.360	59.466	59.466
Estudos técnicos de viabilidade aprovados pelo Conselho de Administração e apreciados pelo Conselho Fiscal da Companhia, indicam a plena recuperação dos valores de impostos diferidos reconhecidos como definido pela Instrução CVM 371, de 27 de junho de 2002 e correspondem às melhores estimativas da Administração sobre a evolução futura da Companhia e do mercado em que a mesma opera, cuja expectativa de realização de créditos fiscais está apresentada a seguir:						
Expectativa de Realização	2011	2012	2014	2015	2016-2018	Total
Imposto de Renda	4.204	1.840	1.840	1.840	12.563	24.129
Contribuição Social	881	663	663	663	5.158	8.689
	5.085	2.503	2.503	2.503	17.721	32.818

Como a base tributável do IR e a CSLL decore não apenas do lucro que pode ser gerado, mas também da existência de receitas não tributáveis, despesas não dedutíveis, incentivos fiscais e outras variáveis, não existe uma correlação imediata entre o lucro líquido da Companhia e o resultado de IR e CSLL. Portanto, a expectativa da utilização dos créditos fiscais não deve ser tomada como único indicativo de resultados futuros da Companhia. A seguir é apresentada reconciliação da (receita) despesa dos tributos sobre a renda divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de dezembro de 2010 e 2009 e 01 de janeiro de 2009.

	31/12/10		31/12/09		1/1/2009	
	Ref.	IR	CSLL	IR	CSLL	
Lucro contábil antes do imposto de renda e contribuição social		105.115	105.115	172.603	172.603	
JSCP declarados		(22.544)	(22.544)	(21.160)	(21.160)	
Amortização do ágio e reversão da PMPL		(2.990)	(2.990)	(2.990)	(2.990)	
Ajustes decorrentes do RTT	(a)	(16.983)	(16.983)	(16.983)	(16.983)	
após ajuste RTT		62.998	62.998	131.510	131.510	
Alíquota do imposto de renda e contribuição social		25%	9%	25%	9%	
legislação		15.750	5.670	32.878	11.836	

b) Reapresentação das ITR de 2010, comparativamente com as de 2009 também ajustados às normas de 2010.

	2009			2010		
Trimestre findo em:	31/03/2009	30/06/2009	30/09/2009	31/03/2010	30/06/2010	30/09/2010
Patrimônio líquido publicado	359.931	379.057	391.103	419.669	427.014	393.041
Dividendos	17.629	-	-	62.463	-	35.519
Ativo diferido	(13.528)	(9.282)	(5.037)	3.455	7.700	11.946
Efeito dos tributos sobre os ajustes	4.600	3.156	1.712	(1.175)	(2.618)	(4.062)
Patrimônio líquido reapresentado	368.632	372.931	387.778	484.412	432.096	436.444
	2009			2010		
Resultado período findo em:	31/03/2009	30/06/2009	30/09/2009	31/03/2010	30/06/2010	30/09/2010
Resultado publicado	14.432	44.354	81.152	49.557	62.539	69.171
Ativo diferido	4.246	8.491	12.737	4.246	8.491	12.737
Efeito dos tributos sobre os ajustes	(1.444)	(2.887)	(4.331)	(1.444)	(2.887)	(4.331)
Resultado reapresentado	17.234	49.958	89.558	52.359	68.143	77.577
	2009			2010		
Resultado trimestre findo em:	31/03/2009	30/06/2009	30/09/2009	31/03/2010	30/06/2010	30/09/2010
Resultado publicado	14.432	29.922	36.798	49.557	12.982	6.632
Ativo diferido	4.246	4.245	4.246	4.246	4.245	4.246
Efeito dos tributos sobre os ajustes	(1.444)	(1.443)	(1.444)	(1.444)	(1.443)	(1.444)
Resultado reapresentado	17.234	32.724	39.600	52.359	15.784	9.434

Estas Informações Trimestrais 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 IBRACON), incluindo os ajustes decorrentes da adoção das novas práticas contábeis, não tendo sido, portanto, sujeitas aos procedimentos de auditoria.

Em atendimento à Deliberação CVM nº 656, de 25 de janeiro de 2011 a Companhia apresenta abaixo os efeitos no resultado e no patrimônio líquido dos trimestres findos em 31/03/2009, 30/06/2009, 30/09/2009, 31/03/2010, 30/06/2010 e 30/09/2010, decorrentes da plena adoção das normas de 2010.

...Continuação									
		31/12/10			31/12/09			01/01/09	
		Esgaços			Principal				
		Quantidade de Títulos			Nao				
Empresa	Debentures	Serie	Emittidos	Remuneracao	Circulante	Circulante	Circulante	Total	Total
TERMOPE	2ª emissão	1ª	40.000	105% CDI a.a.	2.788	72.000	316.000	390.788	403.355
(-) Custos de Transação									
Subtotal - 2ª emissão					-	(339)	(1.168)	(1.507)	(1.507)
Total					2.788	71.661	314.832	389.281	400.734

Em atendimento à Deliberação CVM nº 556, de 12 de novembro de 2008, que aprova o Pronunciamento Técnico CPC 08, a Companhia adotou os procedimentos de contabilização e evidênciação dos custos de transação incorridos na captação de recursos por meio da contratação de debentures. A escritura de emissão das debentures da Companhia prevê manutenção de índices de endividamento e cobertura de juros. Nas informações do exercício findo em 31 de dezembro de 2010 e 2009, a Companhia atingiu todos os índices requeridos contratualmente.

Os vencimentos das parcelas a longo prazo são os seguintes:

		31/12/10			31/12/09			01/01/09	
		Custos			Custos			Custos	
		Total			Total			Total	
		Liquido			Liquido			Liquido	
		Debentures			Debentures			Debentures	
2010	-	-	-	-	11.955	-	-	11.955	-
2011	-	-	-	-	72.023	(339)	71.684	72.068	(339)
2012	96.000	(361)	95.639	85.999	(361)	95.638	95.999	(361)	95.638
2013	108.000	(407)	107.593	108.000	(407)	107.593	108.000	(407)	107.593
2014	112.000	(400)	111.600	111.978	(400)	111.978	111.978	(400)	111.978
Total	316.000	(1.168)	314.832	388.000	(1.507)	386.493	400.000	(1.507)	398.493

A mutação das debentures, as quais estão denominadas em moeda nacional, é a seguinte:

		Moeda Nacional			Passivo				
		Circulante			Nao Circulante			Total	
Saldos em 01 de janeiro de 2009		3.355	-	-	398.493	-	-	401.848	-
Encargos		39.907	-	-	-	-	-	39.907	-
Transferências		12.000	-	-	-	-	-	-	-
Amortizações e pagamentos de juros		(41.021)	-	-	-	-	-	(41.021)	-
Saldos em 31 de dezembro de 2009		14.241	-	-	386.493	-	-	400.734	-
Encargos		39.197	-	-	-	-	-	39.197	-
Transferências		72.000	-	-	-	-	-	-	-
Amortizações e pagamentos de juros		(50.641)	-	-	-	-	-	(50.641)	-
(-) Custos de transação		(348)	-	-	-	-	-	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2010		74.449	-	-	314.832	-	-	389.281	-

19 Taxas Regulamentares

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico	537	728	2.364
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	175	177	1.181
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	7.564	10.226	7.410
Taxa de Fiscalização Serviço Público de Energia Elétrica - TFSSE	91	75	-
Total	8.357	11.206	11.022
Circulante	5.334	5.291	3.694
Não Circulante	3.023	5.915	7.328

20 Dividendos e Juros sobre Capital Próprio

O Conselho de Administração da Companhia aprovou a declaração de dividendos intermediários e juros sobre capital próprio aos seus acionistas da seguinte forma:

		Valor por ação	
		Capital Integralizado	
		ON	
Deliberação	Provento	Valor deliberado	
2010			
RCA de 22 de março de 2010	JSCP	5.636	0,026266486
RCA de 26 de março de 2010	Dividendos 2009	62.463	0,221107797
RCA de 30 de junho de 2010	JSCP	5.636	0,026266486
RCA de 30 de setembro de 2010	JSCP	5.636	0,026266486
RCA de 29 de outubro de 2010	Dividendos Interm. 2010	34.969	0,162972457
RCA de 18 de dezembro de 2010	JSCP	5.636	0,026266486
		119.976	
2009			
RCA de 26 de março de 2009	Dividendos 2008	17.629	0,082159668
RCA de 29 de junho de 2009	JSCP	10.796	0,050314583
RCA de 30 de setembro de 2009	Dividendos Interm. 2009	19.570	0,091205667
RCA de 30 de setembro de 2009	JSCP	5.182	0,024150627
RCA de 18 de dezembro de 2009	JSCP	5.182	0,024150627
		58.359	

O cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios está como segue:

	31/12/10	31/12/09
Dividendos mínimos - sobre o lucro líquido		
Ações ordinárias (lote de mil ações)	214.570	105.000
Total	214.570	105.000
Dividendos mínimos - sobre o lucro líquido ajustado		
Lucro líquido do exercício	86.651	144.551
Incentivo fiscal SUDENE	(9.816)	(23.576)
Constituição da reserva legal	(4.333)	(6.673)
Base de cálculo do dividendo	72.502	114.302
Dividendos mínimos obrigatórios	18.126	28.576
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos:		
Dividendos Intercalares	34.969	19.570
Juros sobre capital próprio	22.544	21.160
Total Bruto	57.513	40.730

O pagamento dos juros sobre o capital próprio está sendo considerado no cômputo do dividendo mínimo obrigatório.

O artigo 9º da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, permite a dedutibilidade, para fins de

imposto de renda e da contribuição social, dos juros sobre o capital próprio pagos aos acionistas,

calculados com base na variação da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP.

A formação dos saldos é como segue:

Dividendos e juros sobre o capital	
Saldos em 01 de janeiro de 2009	20.476
Dividendos e Juros sobre o Capital	
Declarados	58.359
Pagos no período	(38.105)
Saldos em 31 de dezembro de 2009	40.730
Dividendos e Juros sobre o Capital	
Declarados	119.976
Pagos no período	(155.070)
Saldos em 31 de dezembro de 2010	5.636

21 Provisões Passivas

Atualmente, a Companhia está exposta a contingências de natureza trabalhista, fiscal e cível decorrentes do curso normal de nossos negócios. A política de provisão adotada pela Companhia leva em consideração as chances de perda nas ações. Quando o risco de perda é provável é feito provisionamento de 100% do valor devido nessas ações, conforme avaliação da própria Companhia e de seus assessores legais.

A Administração da Companhia, consubstanciada na opinião de seus consultores jurídicos quanto à possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas registradas no balanço são suficientes para cobrir prováveis perdas com tais causas.

Trabalhistas

Referem-se a ações movidas por ex-empregados contra a Companhia, envolvendo cobrança de horas-extras, adicional de periculosidade, equiparação/reenquadramento salarial e outras.

Fiscais

A Companhia possui um montante de R\$ 6.305 em contingências fiscais classificadas como possíveis e que não estão provisionadas, decorrente de auto de infração lavrado em 28 de março de 2007 pela Secretaria da Receita Federal aplicando multa isolada no valor de R\$ 6.305 pelo fato da não retenção na fonte do imposto de renda sobre os juros sobre capital próprio declarados pela Companhia nos anos de 2004 e 2005. Foi apresentada impugnação em 27 de abril de 2007, sendo que em 10 de novembro de 2008, a Companhia tomou ciência da decisão proferida pela 3ª Turma da Delegacia da Receita Federal, que manteve integralmente o crédito tributário anteriormente lançado. Entretanto, em que pesem os argumentos dos julgadores, a decisão ora proferida não deve prosperar. Em 08 de dezembro de 2008 a Companhia apresentou recurso voluntário solicitando a integral reforma desse julgado, com a consequente desconstituição integral do crédito tributário de acordo com o estabelecido na legislação tributária brasileira, que encontra-se pendente de julgamento. Os advogados da Companhia consideram que as chances de êxito são possíveis, razão pela qual a contingência não foi provisionada.

22 Patrimônio Líquido

Capital Social
O capital social subscrito da Companhia em 31 de dezembro de 2010 e 2009 é de R\$ 262.594 e o capital social integralizado é de R\$ 214.570.

		Nº de Ações (em Mil)	
		Ações Ordinárias	
		Única	%
Acionistas			
Neoenergia S.A.		214.570	100,0
Total		214.570	100,0

		R\$ (em Mil)	
		Ações Ordinárias	
		Única	%
Acionistas			
Neoenergia S.A.		214.570	100,0
Total		214.570	100,0

Cada ação ordinária dá direito a um voto nas deliberações da Assembleia Geral.

Reserva Legal

A reserva legal é calculada com base em 5% de seu lucro líquido conforme previsto na legislação em vigor, limitada a 20% do capital social.

Incentivo Fiscal Imposto de Renda - SUDENE

A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na região Nordeste, e que atuam no setor de infra-estrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em

projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo 551, § 3º, do Decreto nº 3.000, de 26 de março de 1999.

Por conta disso, a Companhia formalizou pleito à SUDENE e obteve o deferimento da redução do imposto de renda e adicionais em 75% conforme laudos constitutivos nº 118 e nº 119 de 2005. A Companhia apurou no exercício findo em 31 de dezembro de 2010 o valor de R\$ 9.816 (R\$ 23.576 em 2009) de incentivo fiscal SUDENE, calculado com base no Lucro da Exploração, aplicando-se a redução de 75% do imposto de renda apurado pelo Lucro Real. O prazo de redução é de 9 (nove) anos contados desde o ano calendário de 2005.

Em atendimento à Lei 11.638/07 e Normas e Procedimentos da CVM nº 555, de 12 de dezembro de 2008, que aprovou CPC 07 Subvenções e Assistências Governamentais, o valor correspondente ao incentivo SUDENE apurado a partir da vigência da Lei foi contabilizado no resultado do exercício, e posteriormente transferido para a Reservas de Lucro devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis conforme previsto no artigo 545 do Regulamento de Imposto de Renda.

23 Receita Bruta

	Ref.	31/12/2010	31/12/2009
Fornecimento de Energia	(a)	530.656	622.762
Câmara de Comercialização de Energia - COEE	(b)	68.557	-
Outras Receitas		435	423
Total		599.648	623.185

Fornecimento de Energia

A Composição do fornecimento de energia elétrica é a seguinte:

		MWh (*)		R\$	
		31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09
Suprimento		3.985.800	3.985.800	530.656	622.762
Total		3.985.800	3.985.800	530.656	622.762

Câmara de Comercialização de Energia - COEE

		31/12/10		31/12/09	
		MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Compra		1.211.390	25.275	3.054.763	101.265
COEE		1.211.390	25.275	3.054.763	101.265
Total					

		31/12/10		31/12/09	
		MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Venda		612.108	68.557	-	-
COEE		612.108	68.557	-	-
Total		612.108	68.557	-	-

(*) Informações relativas MWH não incluídas no escopo dos auditores independentes.

24 Deduções da Receita Bruta

		31/12/10	31/12/09
Deduções da Receita Bruta			
Impostos:			
PIS	(4.586)	(4.959)	
CORFIS	(21.156)	(22.456)	
ISS	(7)	(6)	
Encargos Setoriais:			
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(5.682)	(5.950)	
Total	(31.431)	(33.371)	

25 Custos e Despesas Operacionais

Os custos e as despesas operacionais têm a seguinte composição por natureza de gasto:

		31/12/10		31/12/09	
		Custos de Bens e Serviços Vendidos	Despesas Gerais e Administrativas	Total	Total
Ref.	(1)	(1.459)	(1.915)	(3.374)	(1.048)
Pessoal		-	(50)	(50)	(227)
Administradores		-	(187)	(183)	-
Entidade de previdência privada		4	(1)	(24)	(21)
Material	(23)	(141.246)	(141.246)	(66.184)	(66.184)
Combustível para produção de energia	(52.111)	(646)	(52.757)	(39.028)	
Serviços de terceiros					
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica - TFSSE	(969)	-	(969)	(904)	
Energia elétrica comprada para revenda	(136.388)	-	(136.388)	(171.380)	
Encargos de uso do sistema transmissão	(33.968)	(5.081)	(33.968)	(33.159)	
Depreciação e amortização	(36.385)	(750)	(41.466)	(41.466)	
Arendamentos e alugueis	(2.105)	(44)	(2.855)	(2.126)	
Tributos	(508)	(44)	(552)	(502)	
Outros	(5.127)	(607)	(5.734)	(5.154)	
Total custos/despesas	(410.285)	(9.281)	(419.566)	(361.199)	
1) Custo e Despesa de Pessoal					
Pessoal		31/12/10	31/12/09		
Remunerações		1.472	381		
Encargos sociais		615	187		
Auxílio alimentação		138	12		
Convênio assistencial e outros benefícios		353	205		
Provisão para férias e 13º salário		295	100		
Plano de saúde		167	36		
Participação nos resultados		334	127		
Total		3.374	1.048		
2) Outros Custos e Despesas Operacionais		31/12/10	31/12/09		
Seguros		4.380	4.563		
Doações e contribuições		250	50		
Transporte		27	30		
Despesas de viagem		107	85		
Consumo próprio e energia		22	59		
Propaganda e publicidade		6	215		
Processo fiscal		25	-		
Alimentação		14	-		
Outros		903	152		
Total		5.734	5.154		

26 Participações nos Resultados

A Companhia mantém o programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, nos moldes da Lei nº 10.101/00 e artigo nº 189 da Lei nº 6.404/76, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos. O montante desta participação para o exercício de 2010 é de R\$ 334 (R\$ 127 em 2009).

27 Saldos e Transações com Partes Relacionadas

A Companhia mantém operações comerciais com partes relacionadas pertencentes ao mesmo grupo econômico, cujos saldos e natureza das transações estão demonstrados a seguir:

		31/
--	--	-----



RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO

2010

Senhores Acionistas,
Apresentamos as demonstrações financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31/12/2010. Os valores apresentados no balanço geral representam a situação da Sociedade no período mencionado, entretanto, estamos ao inteiro dispor de V.Sas., para quaisquer esclarecimentos que se fizerem necessários ao bom entendimento do assunto em pauta.



BALANÇOS PATRIMONIAIS

Para os Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 e 1º de Janeiro de 2009

(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

ATIVO	Notas	31/12/10	31/12/09 (Reapresentação)	01/01/09 (Reapresentação)	PASSIVO	Notas	31/12/10	31/12/09 (Reapresentação)	01/01/09 (Reapresentação)
CIRCULANTE					CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa	(4)	8.868	1.508	5.595	Fornecedores	(11)	7.340	5.705	5.620
Contas a receber de clientes e outros	(5)	2.764	-	-	Empréstimos e financiamentos	(12)	10.159	7.178	-
Impostos e Contribuições a recuperar	(6)	686	109	-	Impostos e Contribuições a recolher		912	562	92
Fundos Vinculados	(7)	4.373	4.371	4.185	Outros passivos circulantes		137	11	8
Despesas pagas antecipadamente		-	50	-	TOTAL DO CIRCULANTE		18.548	13.456	5.720
Outros ativos circulantes	(8)	420	363	310	NÃO CIRCULANTE				
TOTAL DO CIRCULANTE		17.111	6.401	10.090	Empréstimos e financiamentos	(12)	118.860	126.505	92.440
NÃO CIRCULANTE					Coligadas, controladas e controladoras		175.749	4.119	14.406
Impostos e Contribuições a recuperar	(6)	1.246	647	-	TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		194.609	130.624	106.846
Tributos e contribuições sociais diferidos	(6)	-	224	-	PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
Imobilizado	(9)	296.565	245.975	150.436	Capital Social		109.643	109.643	48.000
Intangível	(10)	7	9	8	Lucro/Prejuízo acumulado	(7.871)	(467)	(32)	(32)
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		297.818	246.855	150.444	TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		101.772	109.176	47.968
TOTAL DO ATIVO		314.929	253.256	160.534	TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		314.929	253.256	160.534

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.



NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Para os Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 e 1º de Janeiro de 2009

(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

1 Contexto Operacional

A GOIÁS SUL GERAÇÃO DE ENERGIA S.A. ("GOIÁS SUL") é uma sociedade de propósito específica (SPE) e foi constituída em 17 de janeiro de 2006 como uma companhia de capital fechado. A Goiás Sul foi criada com o propósito de construir, operar e manter a PCH Goiandira e a PCH Nova Aurora, ambas localizadas no Rio Veríssimo, Goiás. A energia será gerada através de quatro unidades geradoras sendo duas para a PCH Goiandira (27 MW) e duas para a PCH Nova Aurora (21 MW). A energia assegurada total é de 29,47 MW médios, sendo 17,09 MW médios para Goiandira e 12,37 MW médios para Nova Aurora. As obras para a implantação das PCHs iniciaram em Julho de 2007. A PCH Goiandira começou a operar em novembro e dezembro de 2010, 1º e 2º máquinas respectivamente. A PCH Nova Aurora iniciou a operação de sua primeira máquina em janeiro de 2011. O investimento total foi de R\$ 246 milhões que foram financiados com 61% de recursos de terceiros e 39% de recursos próprios.

2 Apresentação das Demonstrações Contábeis

As demonstrações contábeis estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugada com a legislação específica aplicada às concessionárias do serviço público de energia elétrica, editada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM. Conforme facultado pela Deliberação CVM nº 565, de 17 de dezembro de 2008, que aprova o Pronunciamento Técnico CPC nº 13, a partir do exercício findo em 31 de dezembro de 2008 a Companhia passou a adotar a Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08 (convertida na Lei nº 11.941, de 27 de maio de 2009). A autorização para conclusão da preparação destas demonstrações contábeis ocorreu em 15 de janeiro de 2010 pela Diretoria Executiva.

3 Sumário das Principais Práticas Contábeis

Aplicações Financeiras

Estão registradas pelo valor original acrescidas dos rendimentos auferidos até as datas de encerramento das demonstrações contábeis, apurados pelo critério pro rata.

Imobilizado

Registrado ao custo de aquisição ou construção, deduzido da depreciação acumulada.

Intangível

Registrado pelo custo de aquisição das faixas de servidões permanentes e software de manutenção de sistema corporativo, este último deduzido da amortização acumulada.

Empréstimos e financiamentos

As obrigações são atualizadas pelos juros incorridos até as datas dos balanços, de acordo com os termos dos contratos financeiros.

Derivativos

A Companhia firma contratos derivativos de NDF com o objetivo de administrar a exposição de riscos associados com variações nas taxas cambiais. De acordo com o preconizado no CPC nº 14, esses derivativos foram contabilizados como instrumentos financeiros destinados a hedge (*hedge accounting*).

Imposto de renda e contribuição social diferidos

São calculados com base nas alíquotas efetivas, vigentes na data da elaboração das demonstrações contábeis, de imposto de renda e contribuição social com o reconhecimento do diferimento em função dos prejuízos fiscais, bases negativas e das diferenças intertemporais.

Auração do resultado

As receitas e despesas são reconhecidas pelo regime de competência.

Demais direitos e obrigações

Outros ativos e passivos circulantes e não circulantes, sujeitos à variação monetária ou cambial por força de legislação ou cláusulas contratuais, estão sendo corrigidos com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores atualizados até a data das demonstrações financeiras. Os demais estão apresentados pelos valores incorridos na data de formação, sendo os ativos reduzidos de provisão para perdas, quando aplicável.

4 Disponibilidades

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Caixa e Depósitos bancários à vista	1.164	920	3
Aplicações financeiras de liquidez imediata: (*)			
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	-	50	-
Fundos de investimento (1)	7.704	538	5.592
Total Circulante	8.868	1.508	5.595

(1) Fundo de Investimento exclusivo do Grupo Neoenergia, tendo a Companhia como participante. Sua carteira é composta principalmente de: LTN – Letras do Tesouro Nacional, LFT – Letras Financeiras do Tesouro e CDB – Certificado de Depósitos Bancários.

(*) Aplicação sem vencimento pré-determinado.

5 Contas a Receber

	Ref.	31/12/10
Consumidores		2.168
Consumidores - partes relacionadas	(1)	367
Comercialização de Energia na CCCE		229
Total Circulante		2.764
Circulante		2.764
Não Circulante		-

(1) Composição de valores a receber pelo fornecimento de energia à empresas relacionadas com detalhamento dos valores na nota de saldos e transações com partes relacionadas.

6 Tributos e Contribuições Sociais

- Impostos e Contribuições a Recuperar

	31/12/2010	31/12/2009
Circulante		
Imposto de Renda - IR	4	-
Contribuição Social - CSLL	13	-
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	669	77
Outros	-	32
Total	686	109

Não-Circulante

Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS

	31/12/2010	31/12/2009
Circulante		
Imposto de Renda - IR	206	-
Contribuição Social - CSLL	93	-
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	475	295
Programa de Integração Social - PIS	14	-
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	66	-
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	26	73
Imposto sobre Serviços - ISS	(7)	66
Outros	39	128
Total	912	562

Impostos e Contribuições Sociais Diferido

	31/12/2010	31/12/2009
Circulante		
Imposto de Renda - IR	4	-
Contribuição Social - CSLL	13	-
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	669	77
Outros	-	32
Total	686	109

	31/12/2010	31/12/2009
Circulante		
Imposto de Renda - IR	4	-
Contribuição Social - CSLL	13	-
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	669	77
Outros	-	32
Total	686	109

	31/12/2010	31/12/2009
Circulante		
Imposto de Renda - IR	4	-
Contribuição Social - CSLL	13	-
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	669	77
Outros	-	32
Total	686	109

7 Fundos Vinculados

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Fundos vinculados			
Banco Bradesco S.A. (1)	4.373	4.371	4.185
Total	4.373	4.371	4.185

(1) Depósitos efetuados no Banco Bradesco S.A. especificamente para realização da Custódia das Garantias e da Liquidação financeira junto ao CCCE.

8 Outros Créditos

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Adiantamentos a Empregados	38	35	22
Adiantamentos a Fornecedores	340	329	288
Outros créditos a receber	49	8	8
Total	427	372	318
Circulante	420	363	310
Não Circulante	7	9	8

9 Imobilizado

O valor dos ativos imobilizados está composto da seguinte forma:

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Em serviço			
Terrenos	12.472	-	12.472
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	4,00%	-	-
Máquinas e Equipamentos	4,68%	(7)	29
Veículos	20,08%	-	-
Móveis e Utensílios	9,42%	(3)	16
Outros	-	-	-
Subtotal	12.527	(10)	12.517

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Em curso			
Terrenos	11	-	11
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	18.559	-	18.559
Máquinas e Equipamentos	53.353	-	53.353
Móveis e Utensílios	-	-	-
Material em Depósito	37.467	-	37.467
Outros	174.659	-	174.659
Subtotal	284.048	284.048	233.449
(1) As parcelas correspondentes aos equipamentos parcialmente em operação serão capitalizadas após o período de teste e avaliação.	296.575	(10)	296.575

10 Intangível

O valor dos ativos intangíveis está composto da seguinte forma:

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Em serviço			
Direito de uso da concessão	6,3	9	3
Em curso			
Direito de uso da concessão	-	-	-
Total	9	(2)	5

11 Fornecedores

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Energia Elétrica:			
Terceiros	969	-	-
Subtotal	969	-	-
Encargos de Uso da Rede	6.371	5.705	5.620
Manutenção e Serviços	7.340	5.705	5.620
Total Circulante	7.340	5.705	5.620
Circulante	7.340	5.705	5.620
Não Circulante	-	-	-

12 Empréstimos, Financiamentos e Encargos da Dívida

	Encargos		Principal		Total		
Composição da dívida	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Moeda nacional							
BNDES FINEM	116	-	9.704	118.860	128.680	133.639	92.506
Subtotal - BNDES FINEM	116	-	9.704	118.860	128.680	133.639	92.506
Total moeda nacional	116	-	9.704	118.860	128.680	133.639	92.506
Moeda estrangeira							
Títulos Externos	-	-	-	-	-	-	-
Operações com Swap	339	-	-	-	339	44	(66)
Subtotal - Títulos Externos	339	-	-	-	339	44	(66)
Total moeda estrangeira	339	-	-	-	339	44	(66)
Total	455	-	9.704	118.860	129.019	133.683	92.440

O financiamento com o BNDES foi adquirido em 30 de novembro de 2007 para a construção das Pequenas Centrais Hidrelétricas Goiandira e Nova Aurora e será amortizado em 168 parcelas mensais e sucessivas, no período de 15 de abril de 2010 até 15 de março de 2024. A remuneração é baseada na TJLP mais spread de 2,27% a.a.. Os juros durante a carência foram capitalizados, incorporando-se ao principal da dívida e será exigido junto com o mesmo.

Os vencimentos das parcelas a longo prazo são os seguintes:

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Dívida	Dívida	Dívida	Dívida
2011	-	9.548	4.952
2012	9.703	9.548	6.603
2013	9.703	9.548	6.603
2014	9.703	9.548	6.603
2015	9.703	9.548	6.603
Após 2015	80.048	78.765	61.076
Total	118.860	126.505	92.440

Mutações de empréstimos e financiamentos

	Moeda nacional	Moeda estrangeira
Saldo em 01 de janeiro de 2009	Circulante	Circulante
Ingressos	585	31.240
Encargos	-	9.169
Variação monetária e cambial	-	138
Swap	1	-
Efeito cumulativo marcação a mercado	-	110
Transferências	6.548	(6.548)
Saldo em 31 de dezembro de 2009	7.134	126.505
Encargos	10.731	-
Swap	-	295
Transferências	7.646	(7.645)
Amortizações e pagamentos de juros	(15.691)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2010	9.820	118.860

13 Patrimônio

Capital Social
O capital social subscrito em 31 de dezembro de 2010 e 2009 foi de R\$ 109.643.

A composição do capital social realizado por classe de ações e acionistas é a seguinte:

	Nº de Ações (em Mil)	%
Acionistas	Unica	%
Neoenergia S.A.	109.643	100,0
Total	109.643	100,0

	R\$ (em Mil)	%
Acionistas	Unica	%
Neoenergia S.A.	109.643	100,0
Total	109.643	100,0

14 Receita Bruta

	31/12/2010
Fornecimento de Energia	15.677
Total	15.677

15 Deduções da Receita Bruta

	31/12/10
Impostos:	
PIS	(104)
COFINS	(479)
Total	(583)

16 Custos e Despesas Operacionais

	31/12/10	31/12/09
Custos/Despesas	Custos de Bens e Serviços Vendidos	Despesas Gerais e Administrativas
Pessoal	-	(14)
Material	-	-
Serviços de terceiros	(914)	(109)
Energia elétrica comprada para revenda	(19.103)	-
Encargos de uso do sistema de transmissão	(93)	(93)
Depreciação e amortização	-	(9)
Arrendamentos e alugueis	-	(19)
Tributos	-	(1)
Outros	(195)	(270)
Total custos/despesas	(20.304)	(422)

17 Saldos e Transações com Partes Relacionadas

		31/12/10			31/12/09		
Empresas	Natureza de Operação	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Neoenergia S.A.	Adiantamento - AFAC	-	73.618	-	-	2.251	-
	Outras	-	5	-	-	5	-
		-	73.622	-	-	2.256	-
Coelba	Energia fornecida	170	-	1.016	-	-	-
		170	-	1.016	-	-	-
Celpe	Energia fornecida	123	-	692	-	-	-
		123	-	692	-	-	-
Cosern	Energia fornecida	74	-	408	-	-	-
		74	-	408	-	-	-
Itapetibi	Outras	-	2.127	-	-	1.864	-
		-	2.127	-	-	1.864	-
NC Energia	Energia comprada	-	-	(22.662)	-	-	-
	Energia fornecida	-	-	95	-	-	-
		-	-	(22.567)	-	-	-

...Continuação

Os contratos de derivativos vigentes em 31 de dezembro de 2010 e 2009 são como segue:

Descrição Contrato a Termo:	Contraparte	Data dos Contratos	Data de Vencimento	Posição	Valores de Referência				Valor Justo	
					Moeda Estrangeira		Moeda Local		31/12/10	31/12/09
					31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09		
NDF Comprada Vendida	Banco Itaú BBA	30/12/08	30/06/09	Dólar Reais	- -	- -	- -	- -	- -	2.630 2.674 (44)
NDF Comprada Vendida	Itaú BBA	29/03/10	05/04/10	Dólar Reais	USD 1.511 -	- -	R\$ 2.738 -	- -	2.675 R\$ 2.738 (64)	- -
NDF Comprada Vendida	Itaú BBA	05/04/10	12/04/10	Dólar Reais	USD 1.511 -	- -	R\$ 2.669 -	- -	2.679 R\$ 2.669 10	- -
NDF Comprada Vendida	Itaú BBA	12/04/10	28/04/10	Dólar Reais	USD 1.511 -	- -	R\$ 2.667 -	- -	2.658 R\$ 2.667 (9)	- -
NDF Comprada Vendida	Itaú BBA	28/04/10	05/05/10	Dólar Reais	USD 1.511 -	- -	R\$ 2.659 -	- -	2.653 R\$ 2.659 (6)	- -
NDF Comprada Vendida	Itaú BBA	05/05/10	20/05/10	Dólar Reais	USD 1.511 -	- -	R\$ 2.727 -	- -	2.775 R\$ 2.727 49	- -
NDF Comprada Vendida	Itaú BBA	20/05/10	27/05/10	Dólar Reais	USD 1.511 -	- -	R\$ 2.864 -	- -	2.789 R\$ 2.864 (75)	- -
NDF Comprada Vendida	Itaú BBA	27/05/10	11/06/10	Dólar Reais	USD 1.511 -	- -	R\$ 2.776 -	- -	2.748 R\$ 2.776 (29)	- -
NDF Comprada Vendida	Itaú BBA	30/06/10	30/07/10	Dólar Reais	USD 1.511 -	- -	R\$ 2.747 -	- -	2.666 R\$ 2.747 (81)	- -
NDF Comprada Vendida	Itaú BBA	09/08/10	08/10/10	Dólar Reais	USD 1.511 -	- -	R\$ 2.693 -	- -	2.535 R\$ 2.693 (158)	- -
NDF Comprada Vendida	Itaú BBA	13/10/10	10/12/10	Dólar Reais	USD 1.324 -	- -	R\$ 2.229 -	- -	2.254 R\$ 2.229 25 (339)	- -
Total										(44)

Consoante facultado pela Deliberação CVM nº 566, que aprovou o pronunciamento técnico CPC nº 14, a Companhia contabilizou os instrumentos derivativos de acordo com a metodologia de contabilidade de operação hedge (hedge accounting). Por essa metodologia, os impactos na variação do valor justo dos derivativos utilizados como instrumento de hedge são reconhecidos no resultado de acordo com o reconhecimento do item que é objeto de hedge. Os hedges da Companhia foram avaliados como efetivos.

Fatores de Risco:

- Riscos financeiros

- ✓ Risco de Moeda Estrangeira

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de elevação nas taxas de câmbio, que aumentem as possíveis aquisições de ativos. A Companhia, visando assegurar que oscilações significativas nas aquisições de ativos e que não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui em 31 de dezembro de 2010, operações de "hedge" cambial. No exercício findo em 31 de dezembro de 2010 a Companhia apurou um resultado negativo nas operações de "hedge" cambial no montante de R\$ 339.

Vide abaixo análise de sensibilidade do risco de variação cambial, demonstrando o efeito no resultado das variações nos cenários:

	Variação na taxa do US\$	Efeitos	
		No resultado	No patrimônio líquido
2010 Consolidado	8,63%	(29)	(29)
2009 Consolidado	3,38%	(1)	(1)

- ✓ Risco de encargos de dívida

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado, ou diminuam a receita financeira relativas

às aplicações financeiras da Companhia. A Companhia não tem pactuado contratos de derivativos para fazer "swap" contra este risco. Porém, a Companhia monitora continuamente as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de derivativos para se proteger contra o risco de volatilidade dessas taxas.

Vide abaixo análise de sensibilidade do risco de encargos de dívida, demonstrando o efeito no resultado das variações nos cenários:

	Aumento/redução em pontos	Efeitos	
		No resultado	No patrimônio líquido
2010			
Ativos Financeiros			
CDI	0,99	78	78
Passivo Financeiros			
CDI	0,99	-	-
TJLP	-	-	-
IGPM	(6,32)	-	-
2009			
Ativos Financeiros			
CDI	0,66	4	4
Passivo Financeiros			
CDI	0,66	-	-
TJLP	-	-	-
IGPM	6,21	-	-

Essas análises de sensibilidade têm por objetivo ilustrar a sensibilidade a mudanças em variáveis de mercado nos instrumentos financeiros da Companhia. As análises de sensibilidade acima demonstradas são estabelecidas com o uso de premissas e pressupostos em relação a eventos futuros.

A Administração da Companhia revisa regularmente essas estimativas e premissas utilizadas nos cálculos. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade inerente ao processo utilizado na preparação dessas análises.

- Riscos operacionais

- ✓ Risco de vencimento antecipado

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis ("covenants" financeiros). O descumprimento dessas restrições pode implicar em vencimento antecipado da dívida.

19 Seguros

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros, de acordo com os corretores de seguros contratados pela Companhia está demonstrado a seguir:

Riscos	Data da vigência	Importância segurada	Prêmio (R\$)
Riscos Operacionais - Subestações e Usinas	11/11/10	129.338.476	189.964
Responsabilidade Civil Geral - Operações	11/11/10	5.000.000	52.072
Os seguros da Companhia são contratados conforme as respectivas políticas de gerenciamento de riscos e seguros vigentes, com as principais apólices descritas a seguir:			
Riscos nomeados – imóveis próprios, locados (de/ou para terceiros), almoxarifados, subestações e usinas – pela apólice contratada estão cobertos os principais equipamentos das subestações e usinas, com seus respectivos valores segurados e limites máximos de indenização. Tem cobertura securitária básica contra incêndio, queda de raio e explosão de qualquer natureza, sendo que as subestações e usinas têm cobertura adicional contra danos elétricos.			
Responsabilidade civil geral – cobertura às reparações por danos involuntários, pessoais e/ou materiais causados a terceiros, em consequência das operações comerciais da Companhia. O limite máximo a indenizar por evento é de R\$ 5.000.			
Transporte (Nacional e Internacional) – garante o pagamento de uma indenização ao segurado caso os bens (novos ou usados) em trânsito, transportados através das vias marítimas, fluviais, lacustres, aéreas, rodoviárias ou ferroviárias; devidamente averbados, sofram uma avaria (sinistro), em qualquer localidade do território nacional (transporte nacional) ou no exterior (transporte internacional).			
Veículos – coberturas básicas de responsabilidade civil facultativa de veículos, casco e acidentes pessoais coletivos; e coberturas adicionais de quebra de vidros, assistência 24 horas e carro reserva por sete dias em caso de sinistro ou roubo.			

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da Goiás Sul Geração de Energia S.A. tendo examinado, em reunião nesta data, as Demonstrações Financeiras relativas ao Exercício Social de 2010, compreendendo o relatório de administração, o balanço patrimonial, a demonstração do resultado, as mutações do patrimônio líquido, as demonstrações dos fluxos de caixa e do valor adicionado, complementados por notas explicativas, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria e pelo contador da Companhia, aprovou os referidos documentos e propõe sua aprovação pela Assembléia Geral Ordinária da Companhia.

Rio de Janeiro, 28 de janeiro de 2011

MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	
Marco Geovanne Tobias da Silva Presidente	Mario José Ruiz-Tagle Larrain Vice-Presidente
Jose Mauricio Pereira Coelho Marcelo Maia de Azevêdo Corrêa	Luciana Freitas Rodrigues Eduardo Capelastegui Saiz Vinicius Balbino Bouldin Lara Cristina Ribeiro Piau Marques
DIRETORIA EXECUTIVA	
Enio Emílio Schneider Diretor-Presidente	
Erik Breyer Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	Paulo Roberto Dutra Diretor de Planejamento e Controle
Solange Maria Pinto Ribeiro Diretora de Regulação	Lady Batista de Moraes Diretora de Gestão de Pessoas

CONTADORA	
Cláudia Almeida Santos Franqueira CRC MG-068369/O-0-T-RJ	

RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO

2010

Senhores Acionistas, Apresentamos as demonstrações financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31/12/2010. Os valores apresentados no Balanço geral representam a situação da Sociedade no período mencionado, entretanto, estamos ao inteiro dispor de V.Sas., para quaisquer esclarecimentos que se fizerem necessários.

BALANÇOS PATRIMONIAIS

Levantados em 31 de Dezembro de 2010 e de 2009 e 1º de Janeiro de 2009

(R\$ mil)

ATIVO	Notas	31/12/10	31/12/09	01/01/09	PASSIVO	Notas	31/12/10	31/12/09	01/01/09
		(Reapresentação)	(Reapresentação)	(Reapresentação)			(Reapresentação)	(Reapresentação)	(Reapresentação)
CIRCULANTE					CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa	(4)	4.252	9.986	24	Fornecedores	(10)	206	181	-
Contas a receber de clientes e outros	(5)	3.889	19.047	15.255	Empréstimos e financiamentos	(11)	11.905	11.987	18.686
Títulos e valores mobiliários		8.785	-	-	Uso do bem público		10.547	-	-
Impostos e contribuições a recuperar	(6)	40	32	-	Taxas regulamentares	(13)	230	-	-
Outros ativos circulantes	(7)	19.941	6	-	Impostos e contribuições a recolher		937	248	18
TOTAL DO CIRCULANTE		36.907	29.071	15.279	Tributos e contribuições sociais diferidos		-	510	-
					Dividendos e Juros sobre capital próprio		2.339	-	-
					Outros passivos circulantes		476	10.631	-
					TOTAL DO CIRCULANTE		26.641	23.557	18.704
NÃO CIRCULANTE					NÃO CIRCULANTE				
Tributos e contribuições sociais diferidos	(6)	-	113	-	Empréstimos e financiamentos	(11)	130.427	141.852	137.103
Outros ativos não circulantes	(7)	19	19	19	Taxas regulamentares	(13)	11	-	-
Outros investimentos		250.453	250.310	220.245	Caligadas, controladas e controladoras	(14)	20.467	15.491	15.400
Imobilizado	(8)	19.041	19.037	5.438	TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		150.905	157.343	152.503
Intangível	(9)	748	1.146	-	PATRIMÔNIO LÍQUIDO	(12)			
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		270.261	270.624	225.702	Capital social		128.058	128.566	70.265
					Reservas de lucro		492	-	-
					Proposta de distribuição de dividendos adicional		7.018	-	-
					Lucro/Prejuízo acumulado		(5.947)	(9.771)	(491)
					TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		129.622	118.795	69.774
TOTAL DO ATIVO		307.168	299.695	240.981	TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		307.168	299.695	240.981

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Para os Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2010 e de 2009 e 1º de Janeiro de 2009

(R\$ mil)

	Capital Social	Reservas de Capital		Reservas de Lucros		Outros Resultados Abrangentes	Proposta de Lucros Acumulados	Total da Distribuição de Dividendos Adicional	Patrimônio Líquido
		Reserva Especial de Ágio	Incentivo Fiscal SUDENE	Reserva Legal	Incentivo Fiscal				
Saldos em 1º de Janeiro de 2009, antes dos ajustes	70.265	-	-	-	-	-	-	-	70.265
Ajustes de adoção inicial - mudança de prática contábil	-	-	-	-	-	-	(491)	-	(491)
Saldo em 01 de janeiro de 2009 (Representado)	70.265	-	-	-	-	-	(491)	-	69.774
Aumento de capital	58.301	-	-	-	-	-	-	-	58.301
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	(508)	-	(508)
Destinações:									
Dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	(8.772)	-	(8.772)
Saldos em 31 de dezembro de 2009 (reapresentação)	128.566	-	-	-	-	-	(9.771)	-	118.795
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	13.168	-	13.168
Destinações:									
Reserva Legal	-	-	-	492	-	-	(492)	-	-
Dividendos declarados	-	-	-	-	-	-	(2.341)	-	(2.341)
Dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	(7.018)	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2010	128.566	-	-	492	-	-	7.018	7.018	129.622

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Continua...



RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO

2010

Senhores Acionistas,
Apresentamos as demonstrações financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31/12/2010. Os valores apresentados no balanço geral representam a situação da Sociedade no período mencionado, entretanto, estamos ao inteiro dispor de V.Sas., para quaisquer esclarecimentos que se fizerem necessários ao bom entendimento do assunto em pauta.

A DIRETORIA



BALANÇOS PATRIMONIAIS

Para o Exercício Findo em 31 de Dezembro de 2010 e 2009

(R\$ mil)

ATIVO	Notas	31/12/10	31/12/09 (Reapresentado)	PASSIVO	Notas	31/12/10	31/12/09 (Reapresentado)
CIRCULANTE				CIRCULANTE			
Caixa e equivalentes de caixa	(4)	3.611	421	Fornecedores	(9)	8	8
Impostos e contribuições a recuperar	(5)	3.492	-	Empréstimos e financiamentos	(10)	605	-
Outros ativos circulantes	(6)	22	23	Impostos e contribuições a recolher		22	-
TOTAL DO CIRCULANTE		7.125	444	TOTAL DO CIRCULANTE		635	8
NÃO CIRCULANTE				NÃO CIRCULANTE			
Impostos e contribuições a recuperar	(5)	-	5	Empréstimos e financiamentos	(10)	33.040	-
Imobilizado	(7)	42.466	31.471	Coligadas, controladas e controladoras	(12)	2	15.924
Intangível	(8)	2	2	TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		33.042	15.924
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		42.468	31.478	PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
TOTAL DO ATIVO		49.593	31.922	Capital social	(11)	16.000	16.000
				Lucro/prejuízo acumulado		(84)	(10)
				TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		15.916	15.990
				TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		49.593	31.922

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.



DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO ACUMULADO

Para o Exercício Findo em 31 de Dezembro de 2010 e 2009

(R\$ mil)

	31/12/10	31/12/09 (Reapresentado)
RECEITA BRUTA	-	-
(-) DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA	-	-
RECEITA LÍQUIDA	-	-
CUSTO DO SERVIÇO	(9)	-
RESULTADO DO SERVIÇO	(9)	-
Despesas gerais e administrativas	(31)	(14)
RESULTADO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E IMPOSTOS	(40)	(14)
Despesa financeira	(28)	(1)
PREJUÍZO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE LUCRO	(68)	(15)
Imposto de renda e contribuição social:	(5)	5
Diferido	(5)	5
PREJUÍZO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	(73)	(10)
PREJUÍZO ATRIBUÍVEL A:		
Participação dos acionistas controladores	(73)	(10)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.



NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Para os Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 e 01 de Janeiro de 2009

(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

1 Contexto Operacional

A SE NARANDIBA S.A. ("SE NARANDIBA") é uma sociedade de propósito específico (SPE) e foi constituída em 18 de agosto de 2008, foi criada com o propósito de reforçar o suprimento de energia para a Região Metropolitana de Salvador por meio de uma subestação de energia com concessão obtida em leilão de transmissão realizado em 3 de outubro de 2008. A subestação será construída em forma de "turn key" e tem previsão de entrada em operação comercial em março de 2011.

2 Apresentação das Demonstrações Contábeis

As demonstrações contábeis estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugada com a legislação específica aplicada às concessionárias do serviço público de energia elétrica, editada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM.
Conforme facultado pela Deliberação CVM nº 565, de 17 de dezembro de 2008, que aprova o Pronunciamento Técnico CPC nº 13, a partir do exercício findo em 31 de dezembro de 2008 a Companhia passou a adotar a Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08 (convertida na Lei nº 11.941, de 27 de maio de 2009).
A autorização para conclusão da preparação destas demonstrações contábeis ocorreu em 15 de janeiro de 2011 pela Diretoria Executiva.

3 Sumário das Principais Práticas Contábeis

Práticas Contábeis Gerais

Aplicações financeiras

Estão registradas pelo valor original acrescidas dos rendimentos auferidos até as datas de encerramento das demonstrações contábeis, apurados pelo critério *pro rata*.

Imobilizado

Registrado ao custo de aquisição ou construção, deduzido da depreciação acumulada.

Intangível

Registrado pelo custo de aquisição das faixas de servidões permanentes e *software* de manutenção de sistema corporativo, este último deduzido da amortização acumulada.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

São calculados com base nas alíquotas efetivas, vigentes na data da elaboração das demonstrações contábeis, de imposto de renda e contribuição social com o reconhecimento do diferimento em função dos prejuízos fiscais, bases negativas e das diferenças intertemporais.

Auração do resultado

As receitas e despesas são reconhecidas pelo regime de competência.

Demais direitos e obrigações

Outros ativos e passivos circulantes e não circulantes, sujeitos à variação monetária ou cambial por força de legislação ou cláusulas contratuais, estão sendo corrigidos com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores atualizados até a data das demonstrações financeiras. Os demais estão apresentados pelos valores incorridos na data de formação, sendo os ativos reduzidos de provisão para perdas, quando aplicável.

4 Disponibilidades

	31/12/10	31/12/09
Caixa e Depósitos Bancários à Vista	45	1
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata: (*)		
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	54	50
Letras Financeiras do Tesouro		
Fundos de Investimento (1)	3.512	370
	3.611	421

(1) Fundo de Investimento exclusivo do Grupo Neoenergia, tendo a Companhia como participante. Sua carteira é composta principalmente de: LTN – Letras do Tesouro Nacional, LFT – Letras Financeiras do Tesouro e CDB – Certificado de Depósitos Bancários.

(*) Aplicação sem vencimento pré-determinado.

5 Impostos a Recuperar

	Ref.	31/12/2010	31/12/2009
Circulante			
Imposto de Renda - IR		31	-
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	(1)	3.461	-
		3.492	-
Não-Circulante			
ICMS		-	5
		-	5
Total		3.492	5

6 Outros Créditos

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Adiantamentos a Empregados	22	23	-
Total	22	23	-
Circulante	22	23	-
Não Circulante	-	-	-

7 Imobilizado

O valor dos ativos imobilizados está composto da seguinte forma:

	31/12/10	31/12/09
Taxas anuais médias ponderadas de depreciação (%)	Custo	Valor Líquido
Em serviço		
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	4,00%	15.116
Máquinas e Equipamentos	4,68%	9.444
Outros		17.906
Subtotal		42.466
Total	42.466	31.471

8 Intangível

O valor dos ativos intangíveis está composto da seguinte forma:

	31/12/10	31/12/09
Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Valor Líquido
Em Serviço		
Direito de uso da concessão	2	2
Total	2	2

9 Fornecedores

	31/12/10	31/12/09
Fornecedores		
Materiais e Serviços	8	8
Total	8	8
Circulante	8	8
Não Circulante	-	-

10 Empréstimos e Financiamentos

	Taxa Efetiva	Encargos Circulante	Principal Não Circulante	Total 31/12/10
Composição da dívida				
Moeda nacional				
Banco do Brasil	4,50% a.a.	605	33.040	33.645
Subtotal - Banco do Brasil		605	33.040	33.645
Total moeda nacional		605	33.040	33.645
Fonte	Assinatura	Moeda	Objetivo	Juros Swap
BANCO DO BRASIL	28/06/10	R\$	Investimentos em Transmissão de Energia	4,50% a.a.
				Não aplicável
				2020
				Aval Neoenergia

O vencimento das parcelas a longo prazo são os seguintes:

	31/12/10
Dívida	Total Líquido
2011	1.721
2012	4.130
2013	4.130
2014	4.130
2015	4.130
Após 2015	18.929
Total	33.040

Mutações de empréstimos e financiamentos

	Moeda nacional	Total
Passivo Circulante	Não Circulante	
Saldos em 31 de dezembro de 2009		
Ingressos	-	-
Encargos	605	605
Saldos em 31 de dezembro de 2010	605	33.040

11 Patrimônio Líquido

Capital Social

O capital social subscrito em 31 de dezembro de 2010 e 2009 é de R\$ 16.000.

A composição do capital social realizado por classe de ações e acionistas é a seguinte:

	Nº de Ações (em mil)	%
Acionistas	Ações Ordinárias	
Neoenergia S.A.	Única	100,0
Total	16.000	100,0
	R\$ (em mil)	
Acionistas	Ações Ordinárias	%
Neoenergia S.A.	Única	100,0
Total	16.000	100,0

12 Saldos e Transações com Partes Relacionadas

	Ref.	Natureza de Operação	31/12/10	31/12/09
Empresas				
Neoenergia S.A.	(1)	Contrato de Mútuo	-	-
		Outras	-	-
			2	2
			-	-
			15.924	15.924

(1) Referente a valores adiantados pelo controlador através de empréstimo por mútuo para cobrir gastos das obras até a disponibilização dos recursos tomados em empréstimo, ocorrido em julho de 2010.

13 Instrumentos Financeiros

Considerações Gerais

Em 31 de dezembro de 2010, os principais instrumentos financeiros estão descritos a seguir:

- Numerário disponível – está apresentado ao seu valor de mercado, que equivale ao seu valor contábil.
- Aplicações financeiras – são classificadas como destinadas à negociação. O valor de mercado está refletido nos valores registrados nos balanços patrimoniais.



DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO

Para o Exercício Findo em 31 de Dezembro de 2010 e 2009

(R\$ mil)

	31/12/2010	31/12/2009 (Reapresentado)
RECEITAS		
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS		
Materiais, serviços de terceiros e outros	(40)	(15)
VALOR ADICIONADO BRUTO	(40)	(15)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	(40)	(15)
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR	(40)	(15)
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO:		
• Pessoal		
Subtotal	-	-
• Governo		
Imposto de renda e contribuição social	5	(6)
Outros	2	-
Subtotal	7	(6)
• Financiamentos		
Juros e variações cambiais	28	-
Outros	-	1
Subtotal	28	1
• Acionistas		
Lucro/Prejuízos	(73)	(10)
Subtotal	(73)	(10)
VALOR ADICIONADO TOTAL DISTRIBUÍDO	(40)	(15)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.



DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E DOS RECURSOS DESTINADOS A AUMENTO DE CAPITAL

Para os Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009

(R\$ mil)

	<u>Reserva de Lucros</u>			<u>Total do</u>	
	Capital Social	Reserva Legal	Retenção de Lucros	Lucros Acumulados	Patrimônio Líquido
Saldos em 1º de janeiro de 2009 (reapresentado)	-	-	-	-	-
Aumento de capital	16.000	-	-	-	16.000
Prejuízo do exercício	-	-	-	(10)	(10)
Saldos em 31 de dezembro de 2009 (reapresentado)	16.000	-	-	(10)	15.990
Prejuízo do exercício	-	-	-	(73)	(73)
Saldos em 31 de dezembro de 2010	16.000	-	-	(83)	15.917

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Os valores contábeis e de mercado dos instrumentos financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2010 é como segue:

		Ativos (Passivos)			
		31/12/10		31/12/09	
	Categoria	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	Mantido para negociação	3.611	3.611	421	421
Passivo					
Empréstimo em moeda nacional					
Banco do Brasil (NCC)	Objeto de hedge	(33.645)	(33.645)	-	-

Fatores de Risco:

- Riscos financeiros

- ✓ Risco de encargos de dívida

Este risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas que diminuam a receita financeira relativas às aplicações financeiras da Companhia.

Vide abaixo análise de sensibilidade do risco de receita financeira relativas às aplicações financeiras, demonstrando o efeito no resultado das variações nos cenários:

Risco de Deterioração dos Encargos Financeiros

		Efeitos	
	Aumento/redução em pontos-base	No resultado	No patrimônio líquido
2010			
Ativos Financeiros			
CDI	0,99	35	35
Passivos Financeiros			
CDI	0,99	-	-
TJLP	-	-	-
IGPM	(6,32)	-	-

Essas análises de sensibilidade têm por objetivo ilustrar a sensibilidade a mudanças em variáveis de mercado nos instrumentos financeiros da Companhia. As análises de sensibilidade acima demonstradas são estabelecidas com o uso de premissas e pressupostos em relação a eventos futuros. A Administração da Companhia revisa regularmente essas estimativas e premissas utilizadas nos cálculos. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade inerente ao processo utilizado na preparação dessas análises.

- Riscos operacionais

- ✓ Risco de vencimento antecipado

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis ("covenants" financeiros). O descumprimento dessas restrições pode implicar em vencimento antecipado da dívida.



MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da SE Narandiba S.A. tendo examinado, em reunião nesta data, as Demonstrações Financeiras relativas ao Exercício Social de 2010, compreendendo o relatório de administração, o balanço patrimonial, a demonstração do resultado, as mutações do patrimônio líquido, as demonstrações dos fluxos de caixa e do valor adicionado, complementados por notas explicativas, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria e pelo contador da Companhia, aprovou os referidos documentos e propõe sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Rio de Janeiro, 28 de janeiro de 2011



MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Marco Geovanne Tobias da Silva	Mario José Ruiz-Tagle Larrain
Presidente	Vice-Presidente
Titulares	Suplentes
Jose Mauricio Pereira Coelho	Luciana Freitas Rodrigues
	Eduardo Capelastegui Saiz
	Vinicius Balbino Bouhid
	Lara Cristina Ribeiro Plau Marques

DIRETORIA EXECUTIVA

Enio Emilio Schneider	Paulo Roberto Dutra
Diretor-Presidente	Diretor de Planejamento e Controle
Erik Breyer	Lady Batista de Moraes
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	Diretora de Gestão de Pessoas
Solange Maria Pinto Ribeiro	
Diretora de Regulação	

CONTADORA

Cláudia Almeida Santos Franqueira
CRC MG-068369/O-0-T-RJ

RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO

2010

Senhores Acionistas, apresentamos as demonstrações financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31/12/2010. Os valores apresentados no balanço geral representam a situação da Sociedade no período mencionado, entretanto, estamos ao inteiro dispor de V.Sas., para quaisquer esclarecimentos que se fizerem necessários.

BALANÇOS PATRIMONIAIS

Levantados em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 e 1º de Janeiro de 2009

	NOTAS	31/12/10	31/12/09 (Reapresentação)	01/01/09 (Reapresentação)		NOTAS	31/12/10	31/12/09 (Reapresentação)	01/01/09 (Reapresentação)
ATIVO					PASSIVO				
CIRCULANTE					CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa	(4)	1.841	209	32	Fornecedores	(11)	4.726	5.131	2.105
Contas a receber de clientes e outros	(5)	2.253	1.895	-	Empréstimos e financiamentos	(12)	8.014	3.865	-
Títulos e valores mobiliários	(6)	4.190	-	-	Dividendos e juros sobre capital próprio	(8)	922	143	27
Impostos e contribuições a recuperar	(8)	551	8	-	Outros passivos circulantes	(13)	2.951	-	-
Despesas pagas antecipadamente		16	-	-	TOTAL DO CIRCULANTE		16.614	9.139	2.132
Outros ativos circulantes	(7)	1.108	1.085	8	NÃO CIRCULANTE				
TOTAL DO CIRCULANTE		9.959	3.197	40	Fornecedores	(12)	95.172	89.793	-
NÃO CIRCULANTE					Coligadas, controladas e controladoras	(18)	60.159	1.135	75.519
Impostos e contribuições a recuperar	(8)	45	-	-	TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		155.331	90.928	75.519
Outros ativos não circulantes	(7)	32	-	-	PATRIMÔNIO LÍQUIDO	(14)			
Imobilizado	(9)	218.131	146.833	77.767	Capital social		49.174	49.174	161
Intangível	(10)	12	16	5	Reservas de lucro		500	40	-
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		218.220	146.849	77.772	Proposta de distribuição de dividendos adicional		6.560	-	-
TOTAL DO ATIVO		228.179	150.046	77.812	Lucro/prejuízo acumulado		56.234	49.979	161
					TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		228.179	150.046	77.812
					TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		228.179	150.046	77.812

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis..

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Para os Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009

		Reservas de Capital	Reservas de Lucros						
		Reserva Especial de Ação	Incentivo Fiscal SUDENE	Reserva Legal	Reserva Incentivos Fiscal	Lucros Acumulados	Proposta de Distribuição de Dividendos Adicional	Total do Patrimônio Líquido	
Saldos em 1º de janeiro de 2009, antes dos ajustes		161	-	-	-	-	-	161	
Saldo em 1º de janeiro de 2009 (Reapresentado)		161	-	-	-	-	-	161	
Aumento de capital		49.012	-	-	-	805	-	49.012	
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	805	
Destinações:		-	-	-	-	-	-	-	
Reserva Legal		-	-	40	-	(40)	-	-	
Saldos em 31 de dezembro de 2009 (reapresentação)		49.173	-	40	-	765	-	49.978	
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	9.206	-	9.206	
Destinações:		-	-	-	-	-	-	-	
Reserva Legal		-	-	460	-	(460)	-	-	
Aprovação de dividendos propostos		-	-	-	-	-	(2.186)	(2.186)	
Dividendos declarados		-	-	-	-	-	(764)	(764)	
Dividendos propostos		-	-	-	-	6.559	(6.559)	-	
Saldos em 31 de dezembro de 2010		49.173	-	500	-	16.070	(9.509)	56.234	

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis..

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009 E 01 DE JANEIRO DE 2009

(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

1 Contexto Operacional

A BAHIA PCH I S.A. ("BAHIA PCH I") é uma sociedade de propósito específica (SPE) e foi constituída em 1º de maio de 2007 como uma companhia de capital fechado, 100% Neoenergia.
A Bahia PCH I foi criada com o propósito de construir, operar e manter a PCH Sítio Grande, localizada no Rio das Fêmeas, município de São Desidério, BA.
A energia será gerada através de duas unidades geradoras que terão potência instalada de 25 MW.
Sua licença de instalação foi obtida em 3 de agosto de 2007 e sua entrada em operação ocorreu em dezembro de 2009, com venda de energia ainda nesse mês para sustentar o lastro do início do período de suprimento, conforme contrato bilateral. O investimento no empreendimento foi de ordem de R\$ 193 milhões, financiados em uma proporção de 59% para recursos de terceiros e 41% para recursos próprios.

2 Apresentação das Demonstrações Contábeis

As demonstrações contábeis estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugada com a legislação específica aplicada às concessionárias do serviço público de energia elétrica, editada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM. Conforme facultado pela Deliberação CVM nº 565, de 17 de dezembro de 2008, que aprova o Pronunciamento Técnico CPC nº 13, a partir do exercício findo em 31 de dezembro de 2008 a Companhia passou a adotar a Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08 (convertida na Lei nº 11.941, de 27 de maio de 2009). A Companhia adotou como data de transição 1º de janeiro de 2008.
A autorização para conclusão da preparação destas demonstrações contábeis ocorreu em 15 de janeiro pela Diretoria Executiva.

3 Sumário das Principais Práticas Contábeis

Aplicações Financeiras
Estão registradas pelo valor original acrescidas dos rendimentos auferidos até as datas de encerramento das demonstrações contábeis, apurados pelo critério pro rata.
Imobilizado
Registrado ao custo de aquisição ou construção, deduzido da depreciação acumulada.
Intangível
Registrado pelo custo de aquisição das faixas de servidões permanentes e software de manutenção de sistema corporativo, este último deduzido da amortização acumulada.
Empréstimos e financiamentos
As obrigações são atualizadas pelos juros incorridos até as datas dos balanços, de acordo com os termos dos contratos financeiros.
Ajuração do resultado
As receitas e despesas são reconhecidas pelo regime de competência.
Depósitos e obrigações
Outros ativos e passivos circulantes e não circulantes, sujeitos à variação monetária ou cambial por força de legislação ou cláusulas contratuais, estão sendo corrigidos com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores atualizados até a data das demonstrações financeiras. Os demais estão apresentados pelos valores incorridos na data de formação, sendo os ativos reduzidos de provisão para perdas, quando aplicável.

4 Disponibilidades

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Caixa e depósitos bancários à vista	123	85	32
Aplicações financeiras de liquidez imediata: (*)			
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	2	50	-
Fundos de investimento (1)	1.716	74	-
Total	1.841	209	32

(1) Fundo de Investimento exclusivo do Grupo Neoenergia, tendo a Companhia como participante. Sua carteira é composta principalmente de: LTN – Letras do Tesouro Nacional, LFT – Letras Financeiras do Tesouro e CDB – Certificado de depósitos bancários.
(*) Aplicação sem vencimento pré-determinado.

5 Títulos a Receber

Refere-se ao contrato de comercialização de energia de fontes incentivadas (CCEI), que entre si fazem a Vale do Rio Doce Energia e Bahia PCH I, com vigência até dezembro do ano de 2009.
A comercialização realizada entre as partes deve ser acompanhada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Consumidores	2.160	1.895	-
Comercialização de Energia na CCEE	2.253	93	-
Total Circulante	2.253	1.895	-

	Saldos vincendos	Até 90 dias	Mais 90 dias	31/12/10	31/12/09
Sector Privado	2.161	92	-	2.253	1.895
Total Circulante	2.161	92	-	2.253	1.895

6 Títulos e Valores Mobiliários

Agente Financeiro
Disponíveis para venda
do Brasil
Fundo de Investimento (*)
CDI
4.190
Total
Referem-se a aplicações financeiras, requeridas em contratos de empréstimos, com a finalidade de garantia real.
(*) Aplicações sem vencimento pré-determinado.

7 Outros Créditos

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Adiantamentos a Empregados	18	-	-
Adiantamentos a Fornecedores	102	102	8
Outros créditos a receber	1.020	983	-
Total	1.140	1.085	8
Circulante	1.108	1.085	8
Não Circulante	32	-	-

8 Tributos e Contribuições Sociais

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Circulante			
Imposto de Renda - IR	1	-	-
Contribuição Social - CSLL	447	4	-
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	88	4	-
Outros	551	-	-
TOTAL	1.086	8	-
Não-Circulante			
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	45	-	-
TOTAL	45	-	-
A expectativa de realização dos impostos e contribuições de longo prazo é a seguinte:			
2011	15	-	-
2012	15	-	-
2013	15	-	-
TOTAL	45	-	-

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Circulante			
Imposto de Renda - IR	215	36	97
Contribuição Social - CSLL	98	20	-
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	63	5	-
Programa de Integração Social - PIS	17	12	-
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	77	57	-
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	216	1	5
Imposto sobre Serviços - ISS	209	5	-
Outros	28	7	13
Total Circulante	922	143	27

9 Imobilizado

O valor dos ativos imobilizados está composto da seguinte forma:

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Em serviço			
Taxas anuais médias ponderadas de depreciação (%)			
Edifícios, Obras Cíveis e Benfeitorias	4,00	-	-
Máquinas e Equipamentos	4,68	(4)	13
Móveis e Utensílios	9,42	(2)	16
Outros	6,927	-	6,927
Subtotal	6,961	(6)	6,956
Em curso			
Edifícios, Obras Cíveis e Benfeitorias (1)	117.761	(1.142)	116.618
Máquinas e Equipamentos (1)	16.600	-	16.600
Outros (1)	77.957	-	77.957
Subtotal	212.318	(1.142)	211.175
Total	219.279	(1.148)	218.131

(1) As parcelas correspondentes aos equipamentos parcialmente em operação serão capitalizadas após o período de teste e avaliação.

10 Intangível

O valor dos ativos intangíveis está composto da seguinte forma:

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Em Serviço			
Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)			
Direito de uso da concessão	16	(4)	-
Total	16	(4)	12

11 Fornecedores

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Fornecedores			
Energia Elétrica:			
Tercários	-	374	-
Partes Relacionadas	-	374	-
Subtotal	63	-	-
Encargos de Uso da Rede	4.663	4.757	2.105
Total	4.726	5.131	2.105

12 Empréstimos, Financiamentos e Encargos da Dívida

		Encargos Circulante	Principal Circulante	Principal Não Circulante	31/12/10	31/12/09
Composição da Dívida						
Moeda nacional						
TJLP + 1,92%		349	7.665	95.172	103.186	93.658
BNDES		349	7.665	95.172	103.186	93.658
Subtotal - BNDES		349	7.665	95.172	103.186	93.658
Total moeda nacional		349	7.665	95.172	103.186	93.658
O financiamento com o BNDES com o propósito de financiar parte da construção da PCH Sítio Grande, localizada no Rio das Fêmeas, município de São Desidério, BA, será amortizado em 168 parcelas mensais e sucessivas, a partir de junho de 2010 até maio de 2024. A remuneração é baseada na TJLP mais spread de 1,92% a.a.. Os juros durante a carência foram capitalizados, incorporando-se ao principal da dívida e será exigido junto com o mesmo.						
Os vencimentos das parcelas a longo prazo são os seguintes:						
31/12/10						
Dívida						
2011						
2012						
2013						
2014						
2015						
Após 2015						
Total						
Mutações de empréstimos e financiamentos:						
Passivo Circulante						
Moeda nacional						
31/12/10						
31/12/09						
01/01/09						

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Saldos em 01 de janeiro de 2009			
Ingressos	536	89.464	90.000
Encargos	-	3.655	3.655
Variação monetária e cambial	-	3	3
Transferências	3.329	(3.329)	-
Saldos em 31 de dezembro de 2009	3.865	89.793	93.658
Ingressos	778	10.051	10.829
Encargos	7.754	(4.672)	7.754
Transferências	4.672	(4.672)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(9.055)	(9.055)	-
Saldos em 31 de dezembro de 2010	8.014	95.172	103.186

13 Dividendos

De acordo com o previsto no estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% do lucro líquido do exercício, destinado, ao pagamento dos dividendos das ações ordinárias "Classe A".

A base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios e propostos é como segue:

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Saldos em 31 de dezembro de 2009			
Declarados	-	765	-
Propostos	-	2.186	-
Saldos em 31 de dezembro de 2010		2.951	-

14 Patrimônio Líquido e Remuneração aos Acionistas

Capital Social
Técnico CPC 14, e a Instrução CVM 475, de 17 de dezembro de 2008, a Companhia efetuou uma avaliação de seus instrumentos financeiros, inclusive os derivativos.

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Consumidores:			
Suprimento	1	1	1
Subtotal	1	1	1
Total	1	1	1

15 Fornecimento e Suprimento de Energia

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Consumidores:			
Suprimento	1	1	1
Subtotal	1	1	1
Total	1	1	1

16 Deduções da Receita

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Deduções da Receita Bruta			
Impostos:			
PIS	(152)	(12)	-
COFINS	(699)	(57)	-
Total	(851)	(69)	-

17 Custos e Despesas Operacionais

Encargos de uso do sistema transmissão	(160)		(160)		
Depreciação e amortização	-	(1.150)	(1.150)		
Arrendamentos e aluguéis	-	(12)	(12)		(73)
Tributos	-	(4)	(4)		-
Outros	(25)	(17)	(42)		(135)
Total custos/despesas	(9.048)	(1.266)	(10.314)		(877)

18 Saldos e Transações com Partes Relacionadas						
	31/12/10			31/12/09		
Empresas	Natureza de Operação	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo
Neoenergia S.A.	Adiantamento - AFAC	-	41.893	-	-	-
	Contrato de Mútuo	-	16.948	-	-	-
	Dividendos	-	2.951	-	-	-
	Outras	-	5	-	-	5
		-	61.797	-	-	5
Itapetibi	Outras	(1)	1.305	-	1.130	-
		-	1.305	-	1.130	-
Geração CIII	Outras	-	2	-	-	-
		-	2	-	-	-
NC Energia	Energia comprada	(2)	-	3.637	-	374
		-	-	3.637	-	374
Baguari I	Outras	-	2	-	-	-
		-	2	-	-	-
Rio PCH I	Outras	-	4	-	-	-



RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO

2010

Senhores Acionistas,
Apresentamos as demonstrações financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31/12/2010. Os valores apresentados no balanço geral representam a situação da Sociedade no período mencionado, entretanto, estamos ao inteiro dispor de V. Sas., para quaisquer esclarecimentos que se fizerem necessários ao bom entendimento do assunto em pauta.



BALANÇOS PATRIMONIAIS

Para os Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 e 1º de Janeiro de 2009

(R\$ mil)

ATIVO	Notas	31/12/10	31/12/09 (Reapresentação)	01/01/09 (Reapresentação)	PASSIVO	Notas	31/12/10	31/12/09 (Reapresentação)	01/01/09 (Reapresentação)
CIRCULANTE					CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa	(4)	1.740	3.095	270	Fornecedores	(10)	3.121	4.005	302
Contas a receber de clientes e outros	(5)	3.811	3.307	-	Empréstimos e financiamentos	(11)	7.417	7.806	-
Títulos e valores mobiliários	(6)	5.284	4.875	-	Impostos e contribuições a recolher		432	92	231
Fundos vinculados		1.484	1.357	1.352	Dividendos e juros sobre capital próprio		136	-	-
Impostos e contribuições a recuperar	(7)	835	803	-	Outros passivos circulantes		8	-	-
Adiantamento a fornecedores		5.416	5.416	-	TOTAL DO CIRCULANTE		11.114	11.903	533
Outros ativos circulantes		702	782	8	NÃO CIRCULANTE				
TOTAL DO CIRCULANTE		19.272	19.635	1.630	Empréstimos e financiamentos	(11)	118.947	124.669	101.629
NÃO CIRCULANTE					Coligadas, controladas e controladoras	(18)	1.308	1.274	22.961
Tributos e contribuições sociais diferidos	(7)	-	2.358	-	Outros passivos não circulantes		-	1.260	-
Depósitos judiciais		108	2	-	TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		120.255	127.203	124.590
Outros ativos não circulantes		1	-	-	PATRIMÔNIO LÍQUIDO	(12)			
Imobilizado	(8)	218.347	218.416	173.973	Capital social		105.951	105.951	50.513
Intangível	(9)	27	23	8	Reservas de capital		29	-	-
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		218.483	220.800	173.981	Lucro/prejuízo acumulado		406	(4.622)	(25)
TOTAL DO ATIVO		237.755	240.435	175.611	TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		106.386	101.329	50.488
					TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		237.755	240.435	175.611

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.



DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Para os Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009 e 1º de Janeiro de 2009

(R\$ mil)

	Capital Social	Reservas de Lucros	Lucros	Proposta de	Total do
		Reserva Legal	Acumulados	Distribuição de	Patrimônio Líquido
Saldos em 1º de janeiro de 2009, antes dos ajustes	50.514	-	-	-	50.514
Ajustes de adoção inicial - mudança de prática contábil	-	-	(26)	-	(26)
Saldo em 1º de janeiro de 2009 (Reapresentação)	50.514	-	(26)	-	50.488
Aumento de capital	55.458	-	-	-	55.458
Prejuízo do exercício	-	-	(4.575)	-	(4.575)
Ajuste de avaliação patrimonial (IFRS)	-	-	(42)	-	(42)
Saldos em 31 de dezembro de 2009 (Reapresentação)	105.972	-	(4.643)	-	101.329
Prejuízo do exercício	-	-	5.191	-	5.191
Destinações:					
Reserva legal	-	29	(29)	-	-
Reserva de lucro - Incentivo fiscal	-	-	-	-	-
Dividendos declarados	-	-	(134)	-	(134)
Dividendos propostos	-	-	(406)	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2010	105.972	29	(21)	406	106.386

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.



NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2010 e 2009 e 1º de janeiro de 2009

(Em milhares de reais)

1 Contexto Operacional

A Rio PCH I S.A. ("Rio PCH I") é uma sociedade de propósito específico (SPE) e foi constituída em 26 de janeiro de 2007 como uma companhia de capital fechado, controlada pela Neoenergia, com 75% de participação. Os 25% restantes pertencem à Performance Centrais Hidrelétricas Ltda. A sociedade de propósito específico (SPE) está implantando as Pequenas Centrais Elétricas de Pirapetanga, (20 MW), e Pedra do Garrafão, (19 MW), no Rio Itabapoana, divisa dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo. Essas hidrelétricas comercializam sua energia junto ao pool de 64 Distribuidoras Brasileiras por meio dos Contratos de Comercialização celebrados no Ambiente de Contratação Regulado. PCH Pirapetanga iniciou as operações por intermédio do acionamento de suas duas turbinas de 10 MW cada, totalizando 20 MW, no mês de agosto de 2009. No mês setembro de 2009 entraram em operação as duas turbinas de 9,5 MW, totalizando 19 MW, da PCH Pedra do Garrafão. Neste momento, a Companhia passou a operar com o total de sua capacidade instalada, que é de 39 MW. A energia assegurada é de 25,1 MW/ano.

2 Apresentação das Demonstrações Contábeis

As demonstrações contábeis estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugada com a legislação específica aplicada às concessionárias do serviço público de energia elétrica, editada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

Conforme facultado pela Deliberação CVM nº 565, de 17 de dezembro de 2008, que aprova o Pronunciamento Técnico CPC nº 13, a partir do exercício findo em 31 de dezembro de 2008 a Companhia passou a adotar a Lei 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08 (convertida na Lei 11.941, de 27 de maio de 2009).

3 Sumário das Principais Práticas Contábeis

3.1. Práticas Contábeis Gerais

Aplicações Financeiras
Estão registradas pelo valor original acrescidas dos rendimentos auferidos até as datas de encerramento das demonstrações contábeis, apurados pelo critério pro rata.

Imobilizado
Registrado ao custo de aquisição ou construção, deduzido da depreciação acumulada.

Intangível
Registrado pelo custo de aquisição das faixas de servidões permanentes e software de manutenção de sistema corporativo, este último deduzido da amortização acumulada.

Empréstimos e financiamentos
As obrigações são atualizadas pelos juros incorridos até as datas dos balanços, de acordo com os termos dos contratos financeiros.

Demais direitos e obrigações
Outros ativos e passivos circulantes e não circulantes, sujeitos à variação monetária ou cambial por força de legislação ou cláusulas contratuais, estão sendo corrigidos com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores atualizados até a data das demonstrações financeiras. Os demais estão apresentados pelos valores incorridos na data de formação, sendo os ativos reduzidos de provisão para perdas, quando aplicável.

4 Caixa e Equivalentes de Caixa

	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Caixa e depósitos bancários à vista	287	234	115
Aplicações financeiras de liquidez imediata: (*)	-	-	-
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	-	39	155
Fundos de investimento (1)	1.453	2.822	-
Total	1.740	3.095	270

(1) Fundo de Investimento exclusivo do Grupo Neoenergia, tendo a Companhia como participante. Sua carteira é composta principalmente de: LTN – Letras do Tesouro Nacional, LFT – Letras Financeiras do Tesouro e CDB – Certificado de Depósitos Bancários.

(*) Aplicação sem vencimento pré-determinado.

5 Contas a Receber

	31/12/10	31/12/09
Consumidores	2.684	2.728
Consumidores - partes relacionadas (1)	631	423
Comercialização de Energia na CCEE	496	157
Total Circulante	3.811	3.307

(1) Composição de valores a receber pelo fornecimento de energia à empresas relacionadas com detalhamento dos valores na nota de saldos e transações com partes relacionadas.

A composição dos prazos de vencimento:

	Saldos vencidos	Vencidos Até 90 dias	Mais 90 dias	Total	31/12/09
Sector Público	1.400	-	-	1.400	1.172
Sector Privado	2.321	89	1	2.411	2.135
Total Circulante	3.721	89	1	3.811	3.307

6 Títulos e Valores Mobiliários

Agente Financeiro	Tipo de aplicação	Vencimento	31/12/10	31/12/09
Disponíveis para venda				
Banco do Brasil	Títulos Públicos	Diversos	5.284	4.875
Total			5.284	4.875

7 Tributos e Contribuições Sociais

- Impostos e Contribuições a Recuperar

	31/12/2010	31/12/2009
Circulante		
Imposto de Renda - IR	65	57
Contribuição Social - CSLL	18	17
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	194	188
Programa de Integração Social - PIS	106	103
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	452	-
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	-	-
Outros	-	434
Total	835	803

- Impostos e Contribuições a Recolher

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Circulante			
Imposto de Renda - IR	160	6	10
Contribuição Social - CSLL	106	-	-
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	21	-	-
Programa de Integração Social - PIS	95	-	-
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	26	-	-
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	27	-	152
Imposto sobre Serviços - ISS	18	-	-
Outros	53	33	69
Total	432	92	231

- Impostos e Contribuições Sociais Diferidos

	Ativo 31/12/09	Tributo diferido
Base de cálculo	-	-
Imposto de Renda	6.935	1.734
Diferenças Temporárias	6.935	1.734
Contribuição Social		
Diferenças Temporárias	6.935	624
Total	6.935	624
Total	6.935	2.358

8 Imobilizado

Por natureza, os valores dos ativos imobilizados estão compostos da seguinte forma:

	31/12/10			31/12/09			01/01/09		
	Taxas Anuais Médias ponderadas de Depreciação (%)	Custo	Depreciação Amortizada Acumulada	Valor Líquido	Valor Líquido	Valor Líquido	Taxas Anuais Médias ponderadas de Depreciação (%)	Custo	Depreciação Amortizada Acumulada
Em serviço									
Terrenos	-	8.530	-	8.530	8.530	2.224	-	-	-
Edificações, Obras Cívicas e Benfeitorias	4,00	116.303	(4.960)	111.342	38.271	8.263	4,00	116.303	(4.960)
Máquinas e Equipamentos	4,68	1.743	(1.708)	35	1.492	699	4,68	1.743	(1.708)
Móveis e Utensílios	9,42	6	-	6	-	-	9,42	6	-
Outros	-	-	-	-	71.700	-	-	-	-
Subtotal		126.582	(6.669)	119.913	119.998	11.186		126.582	(6.669)
Em curso									
Terrenos	-	-	-	-	-	6.286	-	-	-
Edificações, Obras Cívicas e Benfeitorias	-	-	-	-	-	13.363	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	-	-	-	-	-	687	-	-	-
Móveis e Utensílios	-	-	-	-	-	7	-	-	-
Outros	98,434	-	98.434	98.418	142.444	-	98,434	-	98.434
Subtotal		98.434	-	98.434	162.787	-		98.434	-
Total		225.016	(6.669)	218.347	218.416	173.973		225.016	(6.669)



DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO ACUMULADO

Para os Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009

(R\$ mil)

	Notas	31/12/10	31/12/09
RECEITA BRUTA		32.015	22.423
(-) DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA	(13)	(1.193)	(2.262)
RECEITA LÍQUIDA		30.823	20.161
CUSTO DO SERVIÇO	(15)	(11.795)	(21.609)
LUCRO BRUTO		19.028	(1.448)
Despesas gerais e administrativas	(15)	(339)	(1.582)
IMPOSTOS		18.689	(3.030)
Receita financeira		665	435
Despesa financeira		(10.618)	(4.338)
Juros sobre capital próprio a pagar		-	-
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE LUCRO		8.737	(6.933)
Imposto de renda e contribuição social: Corrente		(3.546)	2.358
Diferido		(1.188)	-
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		5.191	(4.575)
LUCRO ATRIBUÍVEL A:			
Participação dos acionistas controladores		3.893	(3.431)
Participação dos acionistas não controladores		1.298	(1.144)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR AÇÃO DO CAPITAL - R\$ Ordinária		0,05	(0,04)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.



DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO

Para os Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2010 e 2009

(R\$ mil)

	31/12/2010	31/12/2009 (Reapresentado)
RECEITAS		
Vendas de energia e serviços	32.015	22.423
Resultado não operacional	-	(1.260)
	32.015	21.163
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS		
Matérias-primas consumidas	-	(16.190)
Materiais, serviços de terceiros e outros	(7.055)	(4.096)
	(7.055)	(20.286)
VALOR ADICIONADO BRUTO	24.960	877
DEPRECIACÃO/AMORTIZAÇÃO	(5.013)	(1.673)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	19.947	(796)
VALOR ADICIONADO TRANSFERIDO		
Receitas financeiras	665	(3.903)
	665	(3.903)
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR	20.612	(4.699)

Qualidade de vida para a população, desenvolvimento para o Brasil.

A Neoenergia é um grupo completo, que atua em toda a cadeia de energia elétrica: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Presente em dez estados, é o maior grupo privado do setor em número de clientes, e devido à conquista de novos empreendimentos se tornará o segundo em geração de energia.

Pensando no crescimento do País, o Grupo Neoenergia investe constantemente na expansão da capacidade instalada na área de geração.

E realiza investimentos significativos também na modernização da rede de suas três distribuidoras, nos estados da Bahia, do Rio Grande do Norte e de Pernambuco (Coelba, Cosern e Celpe).

Oferecer qualidade no fornecimento de energia é uma das nossas missões. Assim como investir em programas sociais, culturais e de eficiência energética, levando mais qualidade de vida à população e desenvolvimento para o Brasil.



- Maior grupo privado do setor elétrico brasileiro em número de clientes.
- Segundo maior grupo privado do setor elétrico brasileiro em geração de energia.
- Investimentos acumulados superiores a R\$ 17 bilhões.
- Está entre os grupos brasileiros que mais investem no capítulo 1 da Lei Audiovisual.
- Atingiu a marca de 128 mil geladeiras com selo Procel e 1,3 milhão de lâmpadas eficientes distribuídas.
- Atingiu a marca de 596 mil novas ligações dentro do programa Luz para Todos.