RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2012

1. MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE

No ano de 2012, a EDP Bandeirante prosseguiu com a sua atuação sustentável junto aos acionistas, clientes, colaboradores e à sociedade em geral, com foco na qualidade e na obtenção de resultados.

O baixo crescimento econômico do país, refletiu-se no volume de energia elétrica distribuída na nossa área de concessão, com um crescimento de 0,5% face a 2011. O setor industrial cativo apresentou queda de 6,9% comparado ao ano anterior. No período, a base de clientes foi incrementada em 3,6%, cerca de 56 mil novos clientes, em sua grande maioria nas classes residencial e comercial.

Revisão Tarifária e Resultados Financeiros

Em 16 de outubro de 2012, foi aprovada a revisão tarifária do ciclo 2007/2011, retroativa a outubro de 2011, juntamente com o reajuste anual da EDP Bandeirante de 11,45%, que passou a ser aplicado a partir de 23 de outubro de 2012. Em relação à tarifa praticada anteriormente, o efeito médio percebido pelos clientes, considerando a revisão tarifária de 2011 e o reajuste tarifário de 2012, foi de 7,29%.

A receita operacional líquida atingiu, em 2012, o valor de R$ 2.557,1 milhões, em linha com mesmo período do ano anterior. O EBITDA foi de R$ 217,1 milhões e o lucro líquido R$ 81,0 milhões, impactados, principalmente, pelo abrandamento do mercado industrial e elevação dos preços com aquisição de energia, que ficaram acima do valor reconhecido na tarifa, pelo aumento do volume de geração termoelétrica, em face do baixo nível de água dos reservatórios em todas as regiões do país e impacto positivo de R$ 24,5 milhões pelo Valor novo de Reposição de Ativos de distribuição conforme definido na Medida Provisória nº 579, os ativos da concessão passam a ser indenizados considerando o Valor Novo de Reposição - VNR, o mesmo utilizado nos processos de Revisão Tarifária das Concessões de Distribuição de Energia para a definição da Base de Remuneração Regulatória.

Investimentos e Otimização de Processos

A EDP Bandeirante mantém investimentos consistentes com foco na qualidade dos serviços prestados aos seus clientes e no atendimento às regras regulatórias. Estes investimentos superaram, nos últimos três anos, 500 milhões, contemplando obras estruturantes para o reforço do sistema elétrico, nomeadamente através da construção de 5 novas subestações e da ampliação de outras 8, que permitiram expandir em 13% a capacidade instalada. Vale ressaltar o incremento e modernização dos canais de atendimento, como a melhoria da agência virtual que disponibiliza serviços online aos clientes e o atendimento presencial em todas as cidades da área de concessão.

Aplicando ferramentas de inteligência operacional, a EDP Bandeirante reduziu, em cerca de 8% face a 2011, a quantidade de deslocamentos improcedentes das equipes de plantão. O projeto Lean, já implantado com sucesso nos centros de manutenção, traduziu o comprometimento da Empresa com a melhoria nos processos, resultando em maior eficiência operacional e melhor utilização de recursos. Este esforço de otimização estendeu-se também ao ciclo comercial, com efeitos na redução em cerca de 60% das reclamações em relação ao ano anterior.

Indicadores Operacionais

Os indicadores técnicos que medem a continuidade do fornecimento de energia, DEC (Duração Equivalente de Interrupção) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção), apresentaram índices melhores que os padrões estabelecidos pela ANEEL, 9,42 horas e 6,03 vezes, respectivamente, resultado dos investimentos na expansão e modernização das redes e do plano de manutenção. Como consequência da elevação do nível de automação da rede de distribuição, verificou-se o aumento do número de clientes abrangidos por transferência automática de cargas. Atualmente, cerca de 38% dos clientes da Empresa estão abrangidos pela transferência automática de cargas (em 2008 eram apenas 2%). A EDP Bandeirante é uma das empresas do setor que possui maior avanço nesta área.

As perdas totais mantiveram-se estáveis face a 2011. A manutenção deste indicador se deve essencialmente ao controle das perdas não técnicas, resultado do Projeto Garantia de Receita.

Investimentos em Inovação e Eficiência Energética

Em 2012, a EDP Bandeirante prosseguiu com a implementação do Projeto InovCity, alcançando o total de 12 mil unidades consumidoras com medidores inteligentes instalados. A iniciativa, realizada em parceria com a Secretaria de Energia de São Paulo e a Prefeitura de Aparecida, permitirá uma maior eficiência e qualidade na prestação de serviços ao cliente, como medição inteligente, iluminação pública eficiente, micro-geração com fontes renováveis de energia, mobilidade elétrica e ações de eficiência energética. Com o foco na segurança, conforto e qualidade de vida dos clientes, a EDP Bandeirante deu continuidade aos projetos no âmbito do Programa de Eficiência Energética. Destaca-se o Programa Boa Energia na Comunidade, direcionado ao atendimento de comunidades carentes. Em 2012, o projeto atendeu mais de 25 mil famílias, em diversos municípios da área de concessão, com orientações quanto ao uso racional e consumo consciente de energia elétrica.

Reconhecimentos e Agradecimentos

Com o objetivo de medir a qualidade percebida pelos clientes com relação ao fornecimento de energia elétrica e à eficácia dos serviços oferecidos, a EDP Bandeirante participa anualmente da pesquisa conduzida pela ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Em 2012, atingiu um índice de Satisfação com a Qualidade Percebida de 85,9%, o melhor resultado da distribuidora na história da pesquisa.

A EDP Bandeirante recebeu ainda a premiação de "Evolução do Desempenho", promovido pela ABRADEE, sendo reconhecida como a empresa do setor de distribuição elétrica no Brasil, que registrou melhor evolução na avaliação global dos critérios do prêmio (Gestão Operacional, Satisfação do Cliente, Gestão Econômico-Financeira, Qualidade de Gestão, Responsabilidade Social).

No Prêmio Nacional da Qualidade a empresa foi destaque novamente, desta vez, no critério Clientes, que mensura a gestão e o desempenho da empresa no relacionamento com os clientes.

Agradecemos aos nossos clientes e parceiros de negócio pelo relacionamento duradouro, aos acionistas pela confiança em nossa administração e aos colaboradores pela dedicação e profissionalismo. Em 2013, manteremos a política de segurança e qualidade dos serviços prestados, acompanhado de rigorosa gestão financeira e continuaremos empenhados profundamente na satisfação dos nossos clientes e no desenvolvimento das nossas pessoas.

Ana Maria Machado Fernandes
Presidente do Conselho de Administração

2. CENÁRIO MACROECONÔMICO

O setor de serviços segue como importante propulsor da economia paulistana, entre janeiro e setembro de 2012, segundo a SEADE, o PIB paulista cresceu 2,1%, em relação a igual período de 2011, refletindo a expansão 4,2% no valor adicionado dos serviços e de 1,3% nos impostos.

A robustez desse seguimento fica evidenciada na geração de emprego, que de acordo com CAGED/MTE, no ano, verificou acréscimo de 336.398 postos (+2,77%), dos quais o setor de serviços respondeu +201.787 postos e o comércio por +104.189 postos. Em linha com este resultado, volume de vendas do comércio varejista apresentou crescimento de 9,9% taxa acumulada até nov/12, frente ao mesmo período de 2011.

Em 2012, o setor industrial paulista foi fortemente impactado pelo arrefecimento da economia, reflexo da conjuntura internacional. Segundo o IBGE, o índice acumulado da produção física industrial nos onze meses de 2012, frente a igual período de 2011, mostrou queda de 3,9%, com treze das vinte atividades investigadas apontando recuo na produção. O maior impacto negativo sobre o total da indústria veio de veículos automotores (-15,2%), pressionado, principalmente, pela menor produção de caminhões e automóveis. O alívio veio dos setores de outros equipamentos de transporte (17,5%) e de refino de petróleo e produção de álcool (7,2%) que apontaram as contribuições positivas mais relevantes, impulsionados, em grande parte, pelos itens aviões, no primeiro ramo, e gasolina automotiva e óleo diesel e outros óleos combustíveis, no segundo.

3. A EDP BANDEIRANTE E SUA ÁREA DE CONCESSÃO

A Bandeirante Energia S.A. (EDP Bandeirante), Companhia de capital aberto, tem por objetivo a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, a partir de 23 de outubro de 1998, conforme contrato de concessão, firmado naquela data.

A partir de abril de 2005 passou a ser subsidiária integral da EDP - Energias do Brasil S.A. A sua sede está localizada na cidade de São Paulo, maior centro econômico-financeiro da América Latina.

Atua em 28 municípios do Estado de São Paulo, especificamente nas regiões do Alto Tietê, Vale do Paraíba e Litoral Norte, abrangendo cerca de 4,5 milhões de habitantes, compreendidos entre 2,5 milhões no Alto Tietê e 2,0 milhões no Vale do Paraíba.

4. PRINCIPAIS INDICADORES

Descrição	unidade	Saldos dez/12	dez/11	Variação %
Financeiros				
Ativo Total	R$ mil	2.511.611	2.577.538	(2,6)
Patrimônio Líquido	R$ mil	779.289	791.368	(1,5)
Dívida Líquida (1)	R$ mil	525.133	455.722	15,2
Dívida Líquida/ Patrimônio Líquido	vezes	0,67	0,58	15,5
Dívida Bruta/EBITDA (12 meses)	vezes	2,93	1,34	118,7

Descrição	unidade	janeiro - dezembro 2012	2011	Variação %
Resultados				
Receita Líquida	R$ mil	2.557.089	2.584.707	(1,1)
Gastos Gerenciáveis e Não Gerenciáveis	R$ mil	2.422.101	2.177.538	11,2
Resultado do Serviço (EBIT)	R$ mil	134.988	407.169	(66,8)
EBITDA (2)	R$ mil	217.089	481.363	(54,9)
Resultado Financeiro	R$ mil	(22.389)	(88.016)	(74,6)
Resultado Antes de Impostos	R$ mil	112.599	319.153	(64,7)
Lucro Líquido	R$ mil	80.968	222.901	(63,7)
Margens				
Margem EBITDA (EBITDA/rec. líquida)	%	8,8%	20,0%	-11,1 p.p.
Margem Líquida (lucro líq./rec. líquida)	%	3,2%	8,6%	-5,5 p.p.
Operacionais				
Investimentos Líquidos (3)	R$ mil	101.043	184.826	(45,3)
Número de Clientes Finais	mil	1.601.441	1.545.296	3,6
Número de Colaboradores (4)	Unidade	1.184	1.103	7,3
Produtividade (MWh distribuído/empregado) (5)	MWh	12.943	13.876	(6,7)
Duração Equiv. de Interrupção por Cliente - DEC	horas	9,42	9,43	(0,1)
Frequência Equiv. de Interrupção por Cliente - FEC	vezes	6,03	6,17	(2,3)

(1) Dívida Líquida = Dívida bruta - Caixa e equivalentes de caixa

(2) EBITDA = Lucro antes de impostos, resultado financeiro, depreciação e amortização

(3) Investimentos líquidos das adições de Obrigações Especiais e Receitas de Ultrapassagem e Excedente de Reativo

(4) Considera quantidade de colaboradores + Conselho de Administração

(5) Considera a média de colaboradores no período

5. AMBIENTE REGULATÓRIO E TARIFÁRIO

ALTERAÇÕES REGULATÓRIAS

O ano de 2012 foi marcado por significativas alterações nas regulamentações aplicadas ao setor de energia elétrica, entre elas, a Medida Provisória n° 579/2012, na qual o governo federal apresentou medidas para reduzir a conta de energia elétrica. A redução média prevista para todo o Brasil é de 20,2%, decorrente da atuação do governo em duas frentes: Encargos Setoriais (7%) e Renovação das Concessões (13%).

No que se refere aos Encargos Setoriais, a cobertura tarifária referente às quotas da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC e a Reserva Global de Reversão - RGR deixará de ser repassada pelas distribuidoras aos consumidores e a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE será inicialmente reduzida em 75% de seu valor atual.

A Medida Provisória nº 579/2012 estabeleceu que as concessionárias de geração e transmissão, licitadas antes de 13 de fevereiro de 1995 (art. 19 da Lei nº 9.074/1995) e que tiverem seus contratos vencendo entre 2013 e 2017, poderão prorrogar antecipadamente as suas concessões. As concessões de geração deverão disponibilizar sua garantia física de energia e de potência para o regime de cotas a ser distribuído proporcionalmente ao mercado de cada distribuidora, impactando a contratação de energia.

As concessionárias de geração e transmissão que tiverem seus contratos alcançados pela MP 579/2012 poderão prorrogar suas concessões, e considerando que os ativos vinculados à prestação do serviço de geração e transmissão de energia elétrica estarão totalmente amortizados, terão reconhecidos nas tarifas os custos de operação e manutenção, encargos e tributos.

Estes efeitos serão percebidos pelos consumidores a partir de fevereiro de 2013, quando todas as distribuidoras de energia elétrica passarão por uma revisão tarifária extraordinária - RTE, específica para ajuste dos custos de energia, custos de transmissão e encargos setoriais. Assim, simultaneamente, os custos não-gerenciáveis serão reduzidos e as tarifas de fornecimento também, não havendo impactos na margem das distribuidoras.

As concessões de geração hidroelétrica detidas pelo Grupo EDP - Energias do Brasil - por terem sido outorgadas após fevereiro de 1995, data de entrada em vigor da Lei 8.987 - não são atingidas pelas mudanças regulatórias em pauta. Entretanto, estas mudanças com certeza influenciarão as regras que serão aplicadas às prorrogações destas concessões no futuro, conforme as condições estabelecidas agora:

- Remuneração por tarifa calculada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para cada usina hidroelétrica.
- Venda da energia das usinas (certificado chamado de Garantia Física) através de quotas destinadas exclusivamente ao Ambiente Regulado, ou seja, às distribuidoras.
- Submissão aos padrões de qualidade do serviço fixado pela ANEEL.

REVISÕES TARIFÁRIAS

A metodologia para a realização do Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária (2CRTP) foi publicada após a data de revisão tarifária de algumas distribuidoras. Desta forma, a Diretoria da ANEEL, decidiu que as empresas com revisão tarifária entre 2011 e fevereiro de 2012, tivessem as suas tarifas prorrogadas até a data do próximo reajuste tarifário, todavia com efeitos retroativos à data originalmente definida. A EDP Bandeirante fez parte do grupo de empresas nessa situação, tendo no processo tarifário de outubro de 2012, os efeitos retroativos da revisão tarifária de 2011 e do próprio reajuste tarifário de 2012. A partir da diferença entre as tarifas prorrogadas e aquelas definidas na revisão tarifária, foi gerado um componente financeiro, que será amortizado em três parcelas, sendo a primeira considerada no reajuste tarifário de 2012 e as demais nos reajustes subsequentes.

REAJUSTE TARIFÁRIO

Conforme já mencionado, o reajuste tarifário anual[1] médio concedido à concessionária foi de 11,45%, reposicionando as tarifas para o período de 23 de outubro de 2012 a 22 de outubro de 2013. Deste percentual, 7,60% referem-se ao reajuste econômico e 3,85% referem-se a componentes financeiros.

Em relação à tarifa praticada até 22 de outubro 2012, homologadas no reajuste tarifário anual de 2010, o efeito médio percebido pelos consumidores cativos, já considerado o reposicionamento tarifário de 2011, foi de 7,29%, sendo 7,82% o efeito médio para os consumidores de alta e média tensão e 6,82% o efeito médio para os consumidores baixa tensão.

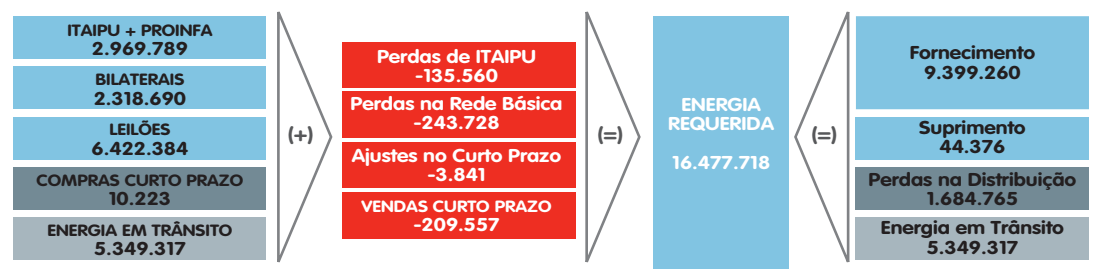
O ajuste financeiro relativo à postergação da Revisão Tarifária Periódica de 2011 da EDP Bandeirante, no valor total de R$ 78 milhões, foi divido em três parcelas, sendo a primeira já considerada nesse reajuste.

[1] Resolução Homologatória ANEEL nº 1.368 de 16/10/2012

6. MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

6.1 Balanço Energético (MWh)

O Balanço Energético retrata a energia contratada para atendimento ao mercado da Companhia e às perdas na distribuição e na rede básica, sendo o saldo ajustado no Mercado de Curto Prazo.



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2012

6.2 Compra de Energia

A compra de energia em 2012 foi de 11.721 GWh inferior em 1,8% à verificada em 2011. Deste montante, as compras compulsórias de Itaipu e do Proinfa representam 25,3%, as compras no ACR (CCEAR e Contrato de Ajuste) 54,8% e os Contratos Bilaterais 19,8%.

6.3 Energia Distribuída

A EDP Bandeirante faturou 9.443,6 GWh para os clientes cativos, permissionárias e consumo próprio no período findo em 31 de Dezembro de 2012, representando um crescimento de 1,4% em relação ao mesmo período do ano anterior.

A energia em trânsito, distribuída a clientes livres, totalizou 5.349,3 GWh em 2012, apresentando um decréscimo de 1,2% em relação ao mesmo período do ano anterior.

A energia distribuída pela EDP Bandeirante apresentou um crescimento de 0,5% no mesmo período, totalizando 14.792,9 GWh.

Receita Operacional Líquida	janeiro - dezembro					
	Consumidores		MWh		R$ Mil	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Fornecimento						
Residencial	1.458.722	1.415.879	3.374.935	3.260.568	1.158.093	1.102.266
Industrial	11.711	11.348	2.973.313	3.194.680	777.889	843.522
Comercial	110.378	97.927	2.025.909	1.847.221	612.181	562.079
Rural	8.072	8.124	84.183	83.595	18.767	18.471
Outros (1)	12.247	11.781	935.099	880.671	223.218	211.665
(–) Transferência para TUSD - clientes cativos					(1.368.834)	(1.327.490)
Fornecimento não Faturado					22.370	4.004
Consumo próprio	169	137	5.821	4.382		
Total Fornecimento	**1.601.299**	**1.545.196**	**9.399.260**	**9.271.117**	**1.443.684**	**1.414.517**
Suprimento	2	2	44.376	42.024	2.402	2.083
Total Fornecimento e suprimento	**1.601.301**	**1.545.198**	**9.443.636**	**9.313.141**	**1.446.086**	**1.416.600**
Disponibilização do Sistema de Distribuição	140	98	5.349.317	5.412.538	1.757.608	1.723.222
Total Energia Distribuída	**1.601.441**	**1.545.296**	**14.792.953**	**14.725.679**	**3.203.694**	**3.139.822**
Outras receitas operacionais (2)					146.686	221.826
Energia de curto prazo			209.556	443.308	27.931	7.921
(–) Deduções à receita operacional					(821.222)	(784.862)
Receita Operacional Líquida	**1.601.441**	**1.545.296**	**15.002.509**	**15.168.987**	**2.557.089**	**2.584.707**

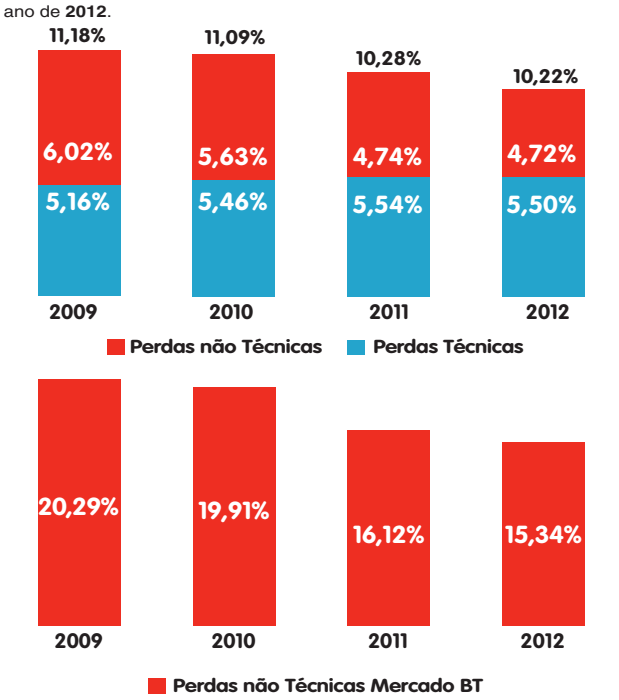
(1) Outros = Poder público + Iluminação pública + Serviço público

(2) Considera as receitas de construção de R$ 96,8 milhões em 2012 e R$ 174,1 milhões em 2011

6.4 Perdas Técnicas e Não Técnicas

A ANEEL determina, para cada ciclo tarifário, o nível de perdas a ser admitido no sistema de distribuição da EDP Bandeirante. Essa determinação pode ser feita mediante a fixação de um valor único para todo o período tarifário ou pela definição de uma "trajetória" ou curva decrescente.

Para o período **2011/2012** esses valores foram estabelecidos em **4,90%** para as perdas técnicas e **14,63%** para as perdas não técnica (padrão). Vale lembrar que, para este último índice, o valor é calculado considerando a energia total das perdas não técnicas dividido pela energia total vendida no segmento de baixa tensão, resultando o valor de **15,34%** para o ano de **2012**.



6.5 Combate às Perdas Não Técnicas

No início de 2012 a EDP Bandeirante ainda não conhecia a trajetória de perdas referente ao 3º ciclo 2011-2015, em virtude do congelamento da revisão tarifária de outubro de 2011, sendo definida e divulgada pela ANEEL somente em outubro de 2012. Este fato exigiu a elaboração de um plano de combate às perdas não técnicas com ações que permitissem adequações para aderência à trajetória estipulada na revisão tarifária.

Dando continuidade à estratégia adotada de priorização de ações em grandes consumidores buscando a blindagem de 70% do faturamento foram implementadas ações de modernização do parque de telemetria de 100% dos clientes de média tensão, além da ampliação para mais 2.000 unidades consumidoras atendidas em baixa tensão.

Como parte do plano o recém-inaugurado Centro Integrado de Medição, que conta com uma equipe de especialistas responsáveis pela gestão das informações geradas, garantiu nesse período o tratamento de mais de 500 eventos de monitoramento, possibilitando a intervenção imediata e mitigação dos riscos de perdas. Para a perenidade do projeto foi prevista a instalação de telemedição a todos os novos clientes destas classes.

Para as demais classes de clientes, as principais ações foram a renovação do parque de medidores com a substituição de mais de 35 mil unidades, o plano de inspeções com cerca de 55 mil intervenções e a regularização de mais de 10 mil ligações clandestinas na área de concessão.

Para potencializar a eficácia das inspeções investiu-se na modernização dos equipamentos e instrumentos utilizados pelas equipes de campo e capacitação.

O conjunto de ações resultou no investimento total de R$ 13MM em CAPEX e R$ 9MM em OPEX.

7. ATIVIDADE COMERCIAL

7.1 Relacionamento com o Cliente

A EDP Bandeirante possui uma estrutura de atendimento segmentada em nível de tensão de fornecimento e classe de clientes, respectivamente classificadas em baixa, média e alta tensão e entidades da esfera pública e privada. A distribuidora oferece acesso aos canais de relacionamento Call Center, Agências de Atendimento Presencial, Agência Virtual na internet e atendimento exclusivo a clientes corporativos, empresariais, institucionais e poderes públicos.

A Central de Atendimento Telefônico (Call Center), em conformidade com as exigências regulatórias, conta com infraestrutura e parque tecnológico de ponta dedicado para melhor atender os clientes. Com estrutura para atendimentos de caráter emergencial e comercial e opção de atendimento humano e eletrônico, em 2012 foram atendidas 2.709 mil chamadas. Adicionalmente, na Agência Virtual, na internet, foram realizados 5.866 mil acessos, entre utilização de serviços e consultas. Nas 30 Agências de Atendimento Presencial, distribuídas em todos os municípios de atuação da concessionária, foram realizados 1.164 mil atendimentos; além disso, ainda há a disponibilização de 1.775 pontos de pagamento de fatura de energia elétrica, distribuídos em agentes lotéricos, bancos e correspondentes bancários.

As Entidades Municipais, Estaduais e Federais contam com uma estrutura exclusiva, com opções de atendimento telefônico, eletrônico e presencial. Ao Procon e demais órgãos de Defesa do Consumidor também é oferecida estrutura exclusiva de atendimento com um Call Center gratuito. Além disso, em 2012, como refinamento da segmentação dos clientes de média e alta tensão, foram criadas carteiras de clientes por ramo de atividade e promovida a gestão do conhecimento do negócio dos clientes pelos analistas de Grandes Clientes.

A Ouvidoria da EDP Bandeirante é responsável por acolher as reclamações, elogios, sugestões e críticas dos clientes com garantia de oferecer respostas a todas as suas manifestações, além da atribuição de instância administrativa de recursos, bem como intermediária com os Órgãos Regulamentares ARSESP e ANEEL. Cabe ressaltar que em 2012 houve significativa redução no montante das reclamações críticas dos consumidores, na ordem de 53%, em decorrência do aperfeiçoamento nas práticas de gestão comercial e técnica.

A EDP Bandeirante, ainda em 2012, foi destaque no critério Clientes do PNQ - Prêmio Nacional da Qualidade, promovido pela FNQ - Fundação Nacional da Qualidade, que realiza anualmente um ciclo de avaliações que reconhece as organizações que praticam a excelência em gestão no Brasil.

7.2 Índice de Satisfação da Qualidade Percebida pelo Cliente - Pesquisa ABRADEE

Visando acompanhar a opinião dos clientes residenciais urbanos sobre a qualidade percebida, a EDP Bandeirante participa da pesquisa conduzida pela ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, em parceria com o Instituto Innovare, que mede o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida - ISQP, contemplando vários aspectos, como o fornecimento de energia elétrica e a qualidade dos serviços prestados. Baseado nos resultados apresentados tem-se reavaliado processos e alinhado projetos atendendo às necessidades dos clientes. Em 2012, a EDP Bandeirante atingiu um Índice de Satisfação da Qualidade Percebida de 85,9%, conferindo-lhe o reconhecimento em 1º lugar na categoria "Evolução do Desempenho", que congregou a avaliação do grau de melhoria dos indicadores de gestão operacional, gestão econômico-financeira, qualidade de gestão, responsabilidade social e a avaliação da Distribuidora feita pelos clientes que participaram da pesquisa promovida pela ABRADEE.

8. INVESTIMENTOS

Foram realizados a título de investimento em 2012 R$ 101,0 milhões, já deduzidos os recursos recebidos na forma de doações e subvenções para investimento e considerando os juros capitalizados. Os juros capitalizados representam R$ 4,2 milhões do total.

Investimento - R$ Mil	janeiro - dezembro		
	2012	2011	Variação R$ Mil
Expansão do Sistema Elétrico	68.912	130.184	(61.272)
Melhoramento da Rede	44.558	48.831	(4.273)
Universalização	10.630	4.421	6.209
Telecom., Informática e Outros	30.872	26.686	4.186
Sub Total (1)	**155.059**	**210.122**	**(55.063)**
Receitas de Ultrapassagem (2)	(42.845)		**(42.845)**
(–) Obrigações Especiais (3)	(11.167)	(25.296)	14.129
Investimento Líquido	**101.043**	**184.826**	**(83.783)**

(1) Sub Total = Capex Bruto, considerando Capital investido na rede + Juros capitalizados

(2) Novas regras instituídas com os procedimentos para revisão tarifária relativas à receita de multas por Ultrapassagem de Demanda e consumo de Energia Reativa Excedente (PRORET 2.7) que reduz a Receita Operacional e quando do início do 4º Ciclo de Revisões Tarifárias, o valor acumulado nessa subconta receberá o tratamento usual de depreciação dos ativos alocados como investimentos originários dessas Obrigações Especiais.

(3) Participação financeira de clientes, sejam eles pessoas físicas, jurídicas, união, estado e municípios nos projetos de investimentos

8.1 Expansão do Sistema Elétrico

Para atendimento a demanda de mercado foram investidos R$ 68,9 milhões na expansão de linhas, subestações e redes de distribuição, visando à ligação de novos clientes e à instalação de sistemas de medição. Vale destacar que, deste montante, R$ 27,4 milhões, foram destinados ao início das construções de novas subestações e linhas além da ampliação e recapacitação de ativos dessa natureza.

8.2 Melhoramento da Rede

Os investimentos em melhoramento de redes totalizaram R$ 44,5 milhões, que foram aplicados, principalmente, na substituição de equipamentos e medidores obsoletos, na substituição de redes em final de vida útil e em ações de combate às perdas não técnicas. Tais medidas propiciam a modernização do sistema elétrico, com melhoria de qualidade do fornecimento de energia elétrica e expressiva redução das perdas.

8.3 Universalização

Os investimentos na Universalização do acesso ao serviço público de energia elétrica totalizaram R$ 10,6 milhões, que foram destinados à ligação, dos clientes da área urbana e rural com demanda inferior a 50 kW. Neste Programa, a EDP Bandeirante somou esforços, no sentido de promover o desenvolvimento econômico e social das áreas rurais onde atua.

8.4 Tecnologia da Informação

Foram investidos o total de R$ 14,0 milhões, sendo que R$ 0,9 milhões refere-se às aquisições de Hardwares e Softwares, necessários para manter operante e atualizado o parque tecnológico que suporta as aplicações, e que visa à otimização e organização dos processos da organização, reduzindo riscos de indisponibilidades e falhas por obsolescência, e R$ 13,1 milhões referentes aos projetos necessários para atender as Obrigações Legais e Órgãos Regulatórios. Os principais projetos investidos referem-se: à Atualização de nova versão técnica dos sistemas SAP ISU/CCS (Industry Solution Utilities/Customer Care Service) e SAP CRM (Customer Relationship Management), à adequação do sistema SAP R/3 e do IS-U/CCS para atender a homologação das Resoluções ANEEL 472/2012 de 24 de janeiro de 2012, referente ao novo modelo de subvenção, Resolução ANEEL 479/2012 de 12 de abril de 2012, revisando alguns artigos da Resolução 414 e Resolução ANEEL 464/2012 de 22 de novembro de 2011, referente a estrutura tarifária e tarifa branca e novas bandeiras e à modernização do web site com implementação da "Agência Virtual" que integrou os serviços comerciais para atendimento online via internet, aperfeiçoando os processos relacionados ao atendimento de consumidores.

8.5 Automação e Telecomunicações Operativas

Os investimentos em Automação e Telecomunicações totalizaram R$ 5,2 milhões e destaca-se, entre as diversas ações, a continuidade de instalação dos acessos das subestações à Rede de Transporte Digital de Alta Capacidade - RTDAC, interligando via rádio digital o COS (Centro de Operação Sistema) com 11 subestações reduzindo custos de aluguel de links. No Sistema PLATOE - Plataforma de Operação e Engenharia foram prosseguidas as implantações e integrações de microrremotas celulares nas Subestações para transporte de dados do sistema CAE (Centro de Análise de Engenharia) local, integrado a Base de Dados do Sistema PLATOE GRID. Para a melhoria contínua do processo operativo a rede de MT teve a incorporação de 11 novas Transferências Automáticas (TA's) de carga entre alimentadores telecomandados e telesupervisionados através do Sistema PLATOE/SCADA, totalizando 74 TA's. Desta forma mais de 35% dos clientes da EDP Bandeirante são beneficiados com essas transferências de cargas automáticas.

A implantação dos sistemas do ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga, em atendimento à resolução do ONS, foram finalizados nos 49 clientes de AT, onde foram instalados equipamentos para telesupervisionar os níveis de tensão, corrente, frequência, tensão do banco de baterias da subestação do cliente, bem como estados dos disjuntores. A migração dos sistemas instalados nas transmissoras para as distribuidoras serão executados até meados de 2013.

Em atendimento a publicação das normas regulamentares ditadas pelas resoluções 523 (15/12/2008), 558 (20/12/2008) e 528 (15/06/2011), da Agência Nacional de Telecomunicações - ANATEL foi realizada a contratação da digitalização da rede de rádio UHF/VHF, para a substituição das repetidoras de Rádio para repetidoras digitais, sistemas irradiantes, cabos, conectores, antenas e substituição dos rádios VHF nas viaturas utilizando a tecnologia P25, provida de características técnicas para o atendimento de serviços de missão crítica, ampliando a área de cobertura e possibilitando a interoperabilidade entre os sistemas analógicos legados.

9. DESEMPENHO OPERACIONAL

9.1 Indicadores de Performance

Mesmo com o agravamento dos eventos climáticos no final do ano, conseguimos com a consolidação das práticas do ciclo anterior e uma maior sinergia entre as áreas e total empenho dos colaboradores, atingir resultados positivos.

Os indicadores de qualidade do serviço apresentaram uma melhoria no ano de 2012, atingindo valores inferiores aos limites estabelecidos pela ANEEL, tanto para o DEC quanto para o FEC.

Indicador	Unidade		2009	2010	2011	2012
DEC	Horas	Real	12,77	12,18	9,43	9,42
		Meta Aneel Regulatoria	11,25	10,20	9,70	9,57
FEC	Vezes	Real	6,43	7,05	6,17	6,03
		Meta Aneel Regulatoria	9,36	8,82	8,42	8,37

DEC = Duração Equivalente de Interrupções por Clientes (horas - média cliente/ano)

FEC = Frequência Equivalente de Interrupções por Cliente (Interrupções - média cliente/ano)

9.2 Principais Dados das Instalações Elétricas

Descrição	2012	2011	Variação %
Subestações			
Quantidade	62	63	-1,6
Potência Instalada de Transformadores (MVA)	3.575	3.535	1,1
Redes de Distribuição - Própria (Km)	**27.210**	**26.893**	**1,2**
AT (maior ou igual a 69 KV)	901	884	1,9
MT (entre 1 e menor a 69 KV)	13.851	13.686	1,2
BT (menor que 1 kV)	12.458	12.323	1,1
Transformador de Distribuição - Próprios (Quantidade)	**60.189**	**58.252**	**3,3**
Urbano	43.870	42.427	3,4
Rural	16.270	15.776	3,1
Subterrâneo	49	49	0,0
Potência Instalada na Distribuição Própria (MVA)	**3.256**	**3.093**	**5,3**
Urbano	2.822	2.684	5,1
Rural	407	383	6,3
Subterrâneo	27	26	3,8
Postes em Redes de Distribuição - Quantidade	**533.674**	**527.637**	**1,1**
Urbano	403.500	399.654	1,0
Rural	130.174	127.983	1,7
Iluminação Pública	**354.412**	**346.893**	2,2
Lâmpadas - unidades (de propriedade da empresa)	268.553	280.127	-4,1
Lâmpadas - unidades (de propriedade dos municípios)	85.859	66.766	28,6

10. PESQUISA E DESENVOLVIMENTO E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

10.1 Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

Em 2012, foram encerrados 26 projetos de P&D, permanecendo assim 15 projetos em execução, com investimentos da ordem de R$ 7,79 milhões. A EDP Bandeirante destaca o projeto Inovcity Aparecida, o qual contempla a instalação de um sistema de medição inteligente completo na cidade de Aparecida/SP, que possibilitará uma real aplicação do conceito das redes inteligentes, criando um ambiente para a realização de testes de gerenciamento da rede, de modo a permitir a avaliação dos impactos sociais e econômicos desta tecnologia, em condições reais de utilização.

Os resultados obtidos nos projetos de P&D foram amplamente divulgados à comunidade científica, através da participação em seminários nacionais e internacionais e publicação de artigos em revistas especializadas.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2012

10.2 Eficiência Energética

Sempre orientadas para assegurar a melhor utilização do produto distribuído aos seus clientes promovendo soluções inovadoras e sustentáveis, as atividades de eficiência energética desempenhadas pela EDP Bandeirante, em 2012, caracterizaram-se pela realização de projetos no âmbito do seu Programa de Eficiência Energética - PEE. No ano de 2012 a EDP Bandeirante investiu R$ 16,7 milhões com os projetos "Boa Energia Solar" instalando no período equipamentos de aquecimento solar de alta eficiência em 1.117 unidades consumidoras, permitindo assim substituir os chuveiros elétricos existentes. Deu sequência ao projeto "Boa Energia na Comunidade", que visa aumentar a eficiência energética e regularizar as unidades consumidoras de baixa renda, no ano de 2012 incluiu a substituição de refrigeradores, chuveiros inteligentes e reforma completa das instalações elétricas internas. Por fim, realizou o projeto "Boa Energia nas Escolas" que levou conhecimento sobre o uso adequado e seguro da energia a 838 professores de 170 escolas da rede pública de ensino, atingindo um total de 61.250 alunos. Foi doado a cada escola material didático para utilização dos alunos e produzido uma unidade móvel de ensino "caminhão da boa energia" que visitou as escolas interagindo diretamente com os alunos através de experimentos científicos, jogos educativos, filme em 3D sobre os caminhos da energia e folder explicativo.

11. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DESEMPENHO ECONÔMICO FINANCEIRO

DRE - R$ Mil	janeiro - dezembro		
	2012	2011	Variação %
Receita Operacional Bruta	3.378.311	3.369.569	0,3
(–) Deduções à Receita Operacional	(821.222)	(784.862)	4,6
(=) Receita Operacional Líquida	**2.557.089**	**2.584.707**	**(1,1)**
(–) Despesas Operacionais:	**2.422.101**	**2.177.538**	11,2
Gerenciáveis	**493.361**	**624.187**	**(21,0)**
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada	122.801	108.260	13,4
Material	11.838	12.598	(6,0)
Serviços de terceiros	135.054	142.107	(5,0)
Depreciação e amortização	82.101	74.194	10,7
Provisão p/créd.liq.duvidosa/ perdas líquidas	22.636	17.641	28,3
Provisões para contingências	5.573	32.934	(83,1)
Aluguéis e arrendamentos	4.179	3.105	34,6
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	6.513	32.476	(79,9)
Valor novo de reposição	(24.534)	–	–
Custo com construção da infraestrutura	96.783	174.082	(44,4)
Outras	30.417	26.790	13,5
Não gerenciáveis	**1.928.740**	**1.553.351**	24,2
Energia elétrica comprada para revenda	1.499.859	1.177.752	27,3
Encargos de uso da rede elétrica	422.575	369.460	14,4
Taxa de fiscalização	6.306	6.139	2,7
EBITDA	**217.089**	**481.363**	**(54,9)**
Margem do EBITDA - %	**8,8%**	**20,0%**	**-11,1 p.p.**
(=) Resultado do Serviço	**134.988**	**407.169**	**(66,8)**
Margem do EBIT - %	**5,5%**	**16,9%**	**-11,4 p.p.**
Resultado financeiro	**(22.389)**	**(88.016)**	**(74,6)**
EBT	**112.599**	**319.153**	**(64,7)**
Imposto de renda e contribuição social	**(31.631)**	**(96.252)**	**(67,1)**
Resultado Líquido	**80.968**	**222.901**	**(63,7)**

As margens EBITDA e EBIT não consideram as receitas de construção

A Receita Operacional Líquida apresentou redução de 1,1% no período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2012 em relação ao mesmo período do ano anterior, atingindo R$ 2.557,1 milhões. A redução de R$ 27,6 milhões considera a variação negativa na receita de construção (R$ 77,3 milhões). Se desconsiderarmos a receita de construção, temos um crescimento na Receita Operacional Líquida de R$ 49,7 milhões, explicados principalmente por:

1) Aumento de R$ 86,0 milhões da receita bruta, em virtude dos seguintes fatores: i) crescimento nas receitas de fornecimento a clientes cativos (R$ 29,2 milhões); ii) crescimento nas receitas referentes a disponibilização do sistema de distribuição (R$ 34,4 milhões); iii) aumento da receita da energia de curto prazo (R$ 20,0 milhões).

2) Aumento das deduções da receita operacional em R$ 36,4 milhões. O principal fator deste aumento foi o crescimento dos encargos setoriais em R$ 22,4 milhões, que compreendem: i) aumento na CCC (Conta de Consumo de Combustível) em R$ 1,5 milhões; ii) aumento na CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) em R$ 14,6 milhões. RGR (Reserva Global de Reversão) e P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) apresentam R$ 1,7 milhões de impacto negativo nas deduções da receita operacional.

As **Despesas Operacionais** totalizaram R$ 2.422,1 milhões no período de doze meses acumulado em 31 de dezembro de 2012, superiores em 11,2% às despesas verificadas no mesmo período do ano anterior.

As **despesas operacionais gerenciáveis** da EDP Bandeirante, que compreendem os custos de pessoal, materiais, serviços de terceiros, depreciação e amortização e outras despesas, reduziram R$ 130,8 milhões em 2012, o que correspondeu a um decréscimo de 21,0% em relação ao mesmo período do ano anterior. Excluindo os custos de construção que decrescem R$ 77,3 milhões, a variação de R$ 53,5 milhões menor em 2012 das despesas gerenciáveis devem-se ao impacto de maior custo em 2011 no valor de R$ 25,1 milhões referente provisões para contingências em razão do processo da White Martins S.A e crédito contábil não recorrente em 2012 devido à atualização de Valor Novo de Reposição de Ativos de Distribuição no valor de R$ 24,5 milhões.

As **despesas operacionais não gerenciáveis** que correspondem aos custos com energia comprada para revenda, encargos setoriais de transmissão e taxa de fiscalização totalizaram em 31 de dezembro de 2012 o montante de R$ 1.928,7 milhões, superiores em 24,2% em relação às praticadas no mesmo período do ano anterior. Tal fato é decorrente principalmente ao aumento do custo de energia elétrica comprada para revenda em 2012 de R$ 1.499,8 milhões, 27,3% superior ao comparado de R$ 1.177,7 milhões em 2011 em decorrência de: (i) início de suprimento de energia de dois novos produtos em 2012, adquiridos nos leilões de energia nova, necessários ao atendimento do crescimento do mercado. A entrada desses produtos representa um aumento de 520 GWh na Bandeirante; (ii) acréscimo no preço médio da compra de energia, reajustado pela variação do IPCA e IGPM; (iii) acréscimo no valor da energia comprada de ITAIPU, em 2012, devido ao aumento de 17% no dólar do período e (iv) O PLD permaneceu num patamar elevado, alcançando a média de R$ 166,69/MWh ao longo de 2012, contra a média de R$ 29,42/MWh em 2011, refletindo em maior despacho das usinas térmicas no período. O PLD é formado por um modelo estatístico definido pelo ONS com o objetivo de otimizar a exploração das usinas no Brasil, influenciado pelo nível dos reservatórios de água no país e pela expectativa hidrológica de curto prazo. Quando o PLD atinge um valor acima do custo variável de geração térmica, as térmicas passam a ser despachadas com o objetivo de manter o equilíbrio do sistema.

Em 2012, a conta de encargos de uso e conexão apresentou saldo de R$ 422,6 milhões, 14,4% acima do apresentado em 2011 devido do reajuste das tarifas de uso do sistema de transmissão, além do acréscimo nas distribuidoras proveniente dos encargos de energia de reserva em função de início de suprimento de energia elétrica proveniente de fonte eólica, objeto do 2º Leilão de Energia de Reserva, com o início do suprimento em julho de 2012 e do aumento do encargo de segurança energética devido ao despacho de usinas térmicas por segurança do sistema.

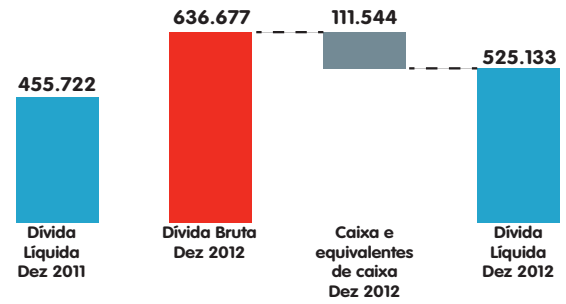
A variação de 2,7% na taxa de fiscalização é decorrente do reajuste no valor do encargo realizado pelo regulador.

O **Resultado do Serviço de Energia Elétrica** (**EBIT**) totalizou R$ 135,0 milhões no período findo em 31 de dezembro de 2012, inferior em 66,8% ao mesmo resultado no período findo em 31 de dezembro de 2011, em virtude dos mesmos efeitos citados anteriormente. A margem líquida em 31 de dezembro de 2012, desconsiderando o efeito da receita de construção na receita líquida, foi 5,5% enquanto no mesmo período de 2011 foi 16,9%. O EBITDA do período foi R$ 217,1 milhões, inferior em 54,9% ao EBITDA obtido no mesmo período do ano anterior. A margem do EBITDA em 2012, desconsiderando o efeito da receita de construção na receita líquida, foi 8,8% enquanto em 2011 foi de 20,0%.

O **Resultado Financeiro** do período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2012 foi R$ 22,4 milhões negativos, superiores em R$ 65,6 milhões comparado ao resultado financeiro de R$ 88,0 milhões negativos de 2011, principalmente pelo impacto da despesa não recorrente em função da atualização monetária do passivo relacionando ao litígio com a empresa White Martins S.A que afetou o resultado do ano anterior.

Pelos motivos ressaltados anteriormente a EDP Bandeirante apresentou um **Lucro Líquido** de R$ 80,9 milhões no período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2012, inferior em 63,7% ao registrado em igual período do ano anterior.

11.1 Endividamento



Em 31 de dezembro de 2012, a EDP Bandeirante apresentou um endividamento líquido de R$ 525,1 milhões, fechando o quarto trimestre do ano de 2012 em 15,2% superior ao saldo de dezembro de 2011.

A dívida bruta da EDP Bandeirante em 31 de dezembro de 2012 foi de R$ 636,7 milhões e é composta da seguinte forma: R$ 405,7 milhões de debêntures, R$ 207,1 milhões de financiamentos para o programa de investimentos (BNDES, BID e outras instituições financeiras) e R$ 23,8 milhões de financiamentos junto à Eletrobrás. Em 31 de dezembro de 2012, a dívida líquida representou 0,67 vezes o Patrimônio Líquido da companhia (0,58 vezes em 31 de dezembro de 2011).

12. GESTÃO DE PESSOAS

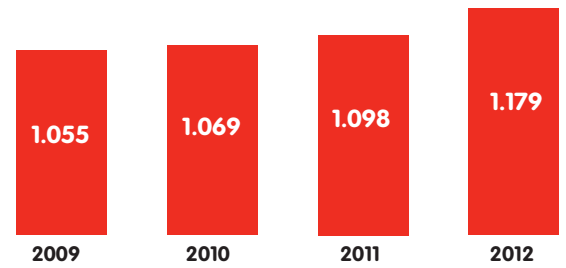
Visando o desenvolvimento dos gestores da EDP Bandeirante, durante o ano de 2012 foi dado sequência ao Programa de Desenvolvimento da Liderança, como parte da estrutura da Escola de Desenvolvimento de Diretivos da Universidade EDP. A Escola de Diretivos tem como objetivo promover o desenvolvimento de competências de Gestão e Liderança do Grupo EDP. Ao mesmo tempo, tem função de acompanhar o potencial que temos no grupo, preparando líderes, gerindo sucessão e facilitando a mobilidade funcional e geográfica. O Programa é composto por 5 Pilares importantes para o Grupo: Estratégia, Liderança, Comunicação, Negociação e Inovabilidade. Cada Pilar possui treinamentos obrigatórios e optativos, dependendo do público alvo de cada iniciativa. Com objetivo de garantir a cultura organizacional da EDP, o programa de integração para novos colaboradores transmite informações sobre a cultura, o Código de Ética, direitos e benefícios concedidos pela Empresa.

No âmbito do Projeto Conciliar, foram desenvolvidas ações que visam o equilíbrio entre a vida pessoal, profissional e familiar dos colaboradores. Distribuídas em 4 pilares: saúde e bem-estar, apoio à família, cidadania e cultura e vida pessoal e trabalho, as ações incluem: parcerias com academias, participação no JOIS/SESI, hotéis, restaurantes e agências de viagem para obtenção de descontos aos colaboradores, realização de Colônia de férias aos dependentes entre 5 e 12 anos, prática de ginástica laboral, dispensa à gestantes 15 dias antes do parto e distribuição de cestas maternidade/adoção, visita de filhos ao local de trabalho, Conte Comigo com apoio psicossocial, orientação financeira e jurídica, entre outros. Asseguramos nossa estratégia de remuneração, através da análise remuneratória do Grupo EDP em relação ao mercado, revisamos nossa Política de Cargos e Salários e aplicamos nossa política de mérito.

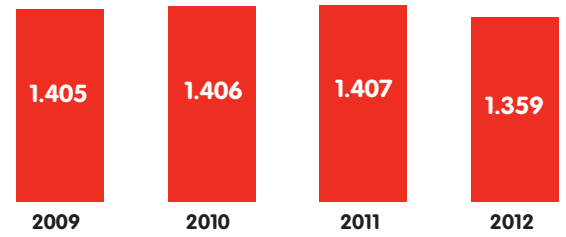
12.1 Força de Trabalho

O quadro de pessoal próprio da EDP Bandeirante, ao final de 2012, foi de 1.179 colaboradores, 4 colaboradores da alta direção em regime estatutário e 1 conselheiro totalizando 1.184. A relação clientes por colaborador próprio atingiu 1.359 perante a 1.407 apresentado em 2011, devido a primarizações feitas pela empresa.

Número de Colaboradores



Índice de Produtividade



12.2 Programa de Benefícios

A EDP Bandeirante dispõe de um amplo programa de benefícios para seus colaboradores e dependentes, tais como: previdência complementar, assistência médica e odontológica, auxílio alimentação e refeição, seguro de vida em grupo, auxílio transporte, complementação auxílio doença/acidente, auxílio medicamento, auxílio creche e auxílio dependente especial.

12.3 Capacitação e Desenvolvimento

Investimentos na ordem de R$ 0,79 milhões foram realizados pela Companhia em capacitação, desenvolvimento, atualização dos colaboradores, correspondendo a uma média de 95 horas por colaborador. No decorrer do ano, 56 colaboradores foram contemplados com o Programa de Incentivo à Educação Formal, programa realizado desde 2001 que disponibiliza bolsas de estudo aos colaboradores, englobando cursos técnicos, graduação, pós-graduação e MBA, visando o fomento ao auto desenvolvimento, atualização profissional e investimento na carreira.

12.4 Planejamento de Pessoas e Sucessão

Foi implantada a segunda etapa do sistema Rotas de Carreira na intranet para todos os colaboradores, com o objetivo de oferecer ferramentas e informações para o planejamento de sua carreira na EDP. Foram preenchidas 229 vagas, das quais 17% foram por recrutamento e aproveitamento interno. Contribuem para retenção de pessoas os programas ON TOP (programa de estágio) com aproveitamento de 23% dos estagiários e Energizing Development Program (programa interno de trainees).

12.5 Segurança no Trabalho

O sistema de Gestão de Segurança do trabalho é implementado através das vertentes de Engenharia de Segurança do Trabalho e da Medicina do Trabalho. A Engenharia de Segurança do Trabalho tem dois programas para reger suas atividades:

(i) PSC (Programa de Segurança para o Colaborador), voltado para o quadro próprio, visa desenvolver os colaboradores da EDP Bandeirante a atenderem as exigências legais de segurança e saúde ocupacional. (ii) PSP (Programa de Segurança do Prestador de Serviços), baseado nos mesmos conceitos do PSC, é desenvolvido para Prestadores de Serviços e busca subsidiar os mesmos no atendimento a legislação vigente e contratual. No ano de 2012 as taxas de frequência e gravidade da EDP Bandeirante foram de 2,56 e 85 respectivamente, ao mesmo tempo que as prestadoras de serviços, registraram taxas de frequência e gravidade de 2,12 e 100 respectivamente, e foram realizadas 284 abordagens de segurança, e 240 inspeções.

A manutenção da certificação OHSAS (Occupational Health and Safety Assessment Series) 18001/2007 para o Sistema de Gestão de Segurança e Saúde Ocupacional no escopo de Manutenção e Operação de Estações foi realizada no mês de Novembro de 2012. Buscar continuamente o bem-estar dos colaboradores, provendo ambientes saudáveis é o princípio orientador em se tratando de saúde. Assim, além de exames periódicos, check up's (abrangem executivos e carreira y), visitas técnicas, monitoramentos de dislipidemias, foram realizadas, em 2012, campanhas de vacinação antigripal, combate ao fumo, prevenção a DST, doação de sangue, além de disseminação frequente de boletins relacionados a saúde.

12.6 Compromisso com a Sociedade

Visando o compromisso com a comunidade em que está inserida, a Bandeirante em parceria com o SENAI criou a Escola de Eletricistas, onde o objetivo é a qualificação de trabalhadores desempregados, através do curso de Construção e Manutenção de Rede de Distribuição Aérea, possibilitando aos participantes uma certificação sólida, com maiores chances de ingressar ao mercado de trabalho. Em 2012 foram realizadas 3 escolas, formando 36 profissionais, dentre os quais 100% foram absorvidos pela própria empresa e hoje fazem parte do quadro de funcionários. Com esta iniciativa a Bandeirante recebeu o prêmio Vida Profissional Sodexo na categoria Educação, Treinamento e Desenvolvimento.

13. RESPONSABILIDADE SOCIAL, MEIO AMBIENTE E SUSTENTABILIDADE

13.1 Sustentabilidade e Responsabilidade Social Corporativa

Os novos Princípios de Desenvolvimento Sustentável, revistos em 2012, e as orientações das Políticas Corporativas continuaram a nortear a atuação da EDP Bandeirante. As iniciativas visaram a criação de valor e o equilíbrio das relações com colaboradores, clientes, fornecedores, comunidades do entorno e outros importantes atores sociais. Exemplo dessa integração é o projeto InovCity pela transversalidade dos seus programas que beneficiam o meio ambiente - através dos programas de mobilidade elétrica, iluminação pública com LED, programas de eficiência energética -, e a sociedade - por meio das iniciativas de melhoria do atendimento ao cliente, medição inteligente e os projetos sociais e educacionais promovidos pelo Instituto EDP.

Em 2012 os investimentos socioculturais realizados pela Companhia atingiram o valor de R$ 2,9 milhões, beneficiando mais de 42 mil pessoas. O programa "EDP Solidária" apoiou projetos sociais com foco na educação e desenvolvimento local e propiciou o atendimento direto a aproximadamente 8 mil pessoas. Com o programa "EDP Cultura", fomentou-se a inclusão social através da seleção, por meio de edital, de projetos com ênfase na capacitação de jovens e crianças para valorização, resgate e disseminação da cultura local, como os projetos "Colorindo minha cidade", "Ritos de Rios e Ruas" e o "Teatro a Bordo". Com o Prêmio "EDP nas Artes" foram capacitados e valorizados jovens artistas plásticos de todo Brasil. Já o Programa "EDP nas Escolas" beneficiou, com a entrega de kits escolares, teatro nas escolas, melhorias do ambiente escolar e concursos culturais, mais de 5 mil alunos do 1º ao 9º ano do ensino fundamental. O "Programa de Voluntariado da EDP", com participação dos colaboradores da EDP Bandeirante, promoveu diversas ações de cidadania, beneficiando cerca de 2.000 pessoas atendidas por organizações sociais. Destaque para os projetos "Desafio do Bem", "Parte de Nós Florestas" e "Parte de Nós Natal". Esta atuação da EDP Bandeirante, que promove a excelência em responsabilidade social corporativa, contribuiu para manter o reconhecimento pelo sétimo ano consecutivo do Grupo EDP no Brasil no Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&F da Bovespa (ISE Bovespa) e a renovação do título "Empresa Amiga da Criança".

13.2 Meio ambiente

Em 2012 destaca-se a participação da equipe especializada de meio ambiente da EDP Bandeirante no acompanhamento técnico das obras de construção da Linha de Transmissão de Itapeti São José para avaliar e minimizar o respectivo impacto nos recursos naturais e nas populações de entorno. A construção desta nova linha utilizou um novo método de desenvolvimento que permitiu uma redução da supressão de vegetação de 20ha para 2,5ha. Esse novo método tornou-se padrão para o Órgão Ambiental Paulista (Cetesb), tendo sido incorporado como condicionante para demais projetos dessa natureza.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2012

Paralelamente, a EDP Bandeirante mantém as suas atividades de manutenção do sistema de gestão ambiental, assegurando a recertificação de três sub-estações em 2012 pela norma internacional ISO 14.001, o correto gerenciamento dos resíduos gerados, a manutenção dos níveis de ruídos das instalações em valores aceitáveis através das campanhas anuais de monitoramento, entre outras.

Outro destaque de 2012 foi a implementação do Projeto de Compensação de Gás Carbônico (CO_2) que envolveu o plantio de mudas com o objetivo de neutralizar as emissões de CO2 decorrentes do deslocamento dos veículos da empresa movidos a diesel.

Estas atividades culminaram num total de R$ 4,26 milhões de investimentos e gastos de natureza ambiental.

14. RECONHECIMENTOS EXTERNOS

No decorrer do ano de 2012, a EDP Bandeirante foi reconhecida em atividades que desenvolveu, atestando a qualidade de sua gestão empresarial. Destacam-se:

Prêmio Nacional da Qualidade (PNQ) - a EDP Bandeirante foi destaque no Prêmio Nacional da Qualidade no critério Clientes, por atender os requisitos estabelecidos pelo Modelo de Excelência da Gestão (MEG). Ganhou evidência a prática de segmentação de clientes, o plano anual de comunicação e os canais de relacionamento com cliente.

A EDP Bandeirante recebeu a premiação de "Evolução do Desempenho", promovido pela ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Esta categoria do Prêmio ABRADEE avalia a evolução de 5 critérios (Gestão Operacional, Satisfação do Cliente, Gestão Econômico-Financeira, Qualidade de Gestão e Responsabilidade Social) comparativamente com os resultados dos últimos 3 anos. Significa que a EDP Bandeirante foi a empresa do setor de distribuição elétrica no Brasil, que registrou melhor evolução na avaliação global destes 5 critérios, em 2011.

A EDP Bandeirante renovou o selo Empresa Amiga da Criança 2011, promovido pela Fundação Abrinq.

A EDP Bandeirante manteve certificados os processos: tratamento das reclamações (ISO 9001:2008); coleta de dados e de apuração dos indicadores de continuidade coletivos e individuais (ISO 9001:2008); elaboração, execução, medição e verificação do Programa de Eficiência Energética (ISO 9001:2008); e o processo de Operação e Manutenção de Subestações de 88/138 kV (ISO 14001/OHSAS 18001).

15. BALANÇO SOCIAL ANUAL - FORMULÁRIO IBASE

1 - Base de Cálculo	2012 Valor (Mil reais)			2011 Valor (Mil reais)		
Receita líquida (RL)			2.557.089			2.584.707
Resultado operacional (RO)			112.599			319.153
Folha de pagamento bruta (FPB)			100.073			95.714
2 - Indicadores Sociais Internos	**(Valor mil)**	**% sobre FPB**	**% sobre RL**	**Valor (mil)**	**% sobre FPB**	**% sobre RL**
Alimentação	11.988	11,98%	0,47%	10.598	11,07%	0,44%
Encargos sociais compulsórios	28.216	28,20%	1,10%	25.689	26,84%	1,07%
Previdência privada	3.344	3,34%	0,13%	2.854	2,98%	0,12%
Saúde	10.855	10,85%	0,42%	9.490	9,92%	0,39%
Segurança e saúde no trabalho	–	0,00%	0,00%	394	0,41%	0,02%
Educação	298	0,30%	0,01%	229	0,24%	0,01%
Cultura	–	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%
Capacitação e desenvolvimento profissional	1.610	1,61%	0,06%	1.311	1,37%	0,05%
Creches ou auxílio-creche	304	0,30%	0,01%	235	0,25%	0,01%
Participação nos lucros ou resultados	–	0,00%	0,00%	6.816	7,12%	0,28%
Programa de Desligamento Voluntário - PDV	–	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%
Outros	1.516	1,51%	0,06%	1.495	1,56%	0,06%
Total - Indicadores sociais internos	**58.131**	**58,09%**	**2,27%**	**59.111**	**61,76%**	**2,45%**
3 - Indicadores Sociais Externos	**Valor (mil)**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**Valor (mil)**	**% sobre RO**	**% sobre RL**
Educação	441	0,39%	0,02%	635	0,20%	0,03%
Cultura	1.458	0,12%	0,01%	898	0,28%	0,04%
Saúde e saneamento	110	0,10%	0,00%	40	0,01%	0,00%
Esporte	931	0,03%	0,00%	175	0,05%	0,01%
Combate à fome e segurança alimentar	–	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%
Outros	104	0,09%	0,00%	50	0,02%	0,00%
Total das contribuições para a sociedade	**3.044**	**0,73%**	**0,03%**	**1.798**	**0,56%**	**0,07%**
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.736.480	1542,18%	67,91%	1.727.895	541,40%	71,68%
Total - Indicadores sociais externos	**1.739.524**	**1542,91%**	**67,94%**	**1.729.693**	**541,96%**	**71,75%**
4 - Indicadores Ambientais	**Valor (mil)**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**Valor (mil)**	**% sobre RO**	**% sobre RL**
Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	4.260	3,78%	0,17%	4.989	1,56%	0,21%
Investimentos em programas e/ou projetos externos	–	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%
Total dos investimentos em meio ambiente	**4.260**	**3,78%**	**0,17%**	**4.989**	**1,56%**	**0,21%**
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa	(x) não possui metas ( ) cumpre de 51 a 75% ( ) cumpre de 0 a 50% ( ) cumpre de 76 a 100%			(x) não possui metas ( ) cumpre de 51 a 75% ( ) cumpre de 0 a 50% ( ) cumpre de 76 a 100%		
5 - Indicadores do Corpo Funcional	**2012**			**2011**		
Nº de empregados(as) ao final do período	1181			1102		
Nº de admissões durante o período	198			180		
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	1898			1660		
Nº de estagiários(as)	31			58		
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	238			270		
Nº de mulheres que trabalham na empresa	220			232		
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	19,0%			17%		
Nº de negros(as) que trabalham na empresa (1)	116			119		
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	2,4%			1%		
Nº de pessoas com deficiência ou necessidades especiais	35			39		

6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial	2012			Meta 2013		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa (2)	38,79			38,79		
Número total de acidentes de trabalho (3)	44			0		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	( ) direção	(x) direção e gerências	( ) todos (as) empregados(as)	( ) direção	(x) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	(x) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)	( ) todos(as) + Cipa	(x) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)	( ) todos(as) + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	( ) não se envolve	(x) segue as normas da OIT	( ) incentiva e segue a OIT	( ) não se envolverá	(x) seguirá as normas da OIT	( ) incentivará e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	( ) direção	( ) direção e gerências	(x) todos(as) empregados(as)	( ) direção	( ) direção e gerências	(x) todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	( ) direção	( ) direção e gerências	(x) todos(as) empregados(as)	( ) direção	( ) direção e gerências	(x) todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	( ) não são considerados	( ) são sugeridos	(x) são exigidos	( ) não serão considerados	( ) serão sugeridos	(x) serão exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	( ) não se envolve	( ) apóia	(x) organiza e incentiva	( ) não se envolverá	( ) apoiará	(x) organizará e incentivará
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (na empresa, no procon, na justiça)	33.397	1.664	3.742	0	0	N/A
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	97%	100%	51%	0%	0%	0%
Valor adicionado total a distribuir (em mil R$):	Em 2012: 1.841.091,00			Em 2011: 2.232.153		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	86% governo 5% colaboradores(as) 2% acionistas 5% terceiros 2% retido			78% governo 4% colaboradores(as) 2% acionistas 8% terceiros 8% retido		

7 - Outras Informações

(1) Abrange negros e pardos que trabalham na empresa.

(2) Para este indicador não foi considerado o salário do Presidente pois apesar da remuneração ser paga pelo Brasil, a decisão sobre os valores é realizada em Portugal. Já os Conselheiros, não foram considerados por não comporem o headcount do Grupo.

(3) Este número inclui os acidentes com e sem afastamento, envolvendo funcionários próprios e terceiros.

Esta empresa não utiliza mão-de-obra infantil ou trabalho escravo, não tem envolvimento com prostituição ou exploração sexual de criança ou adolescente e não está envolvida com corrupção. O grupo EDP no Brasil é signatário do pacto contra o trabalho escravo e infantil.

Nossa empresa valoriza e respeita a diversidade interna e externamente.

Informações não auditadas.

Responsável pelas Informações: Gerência Executiva de Sustentabilidade (sustentabilidade.edp@edpbr.com.br).

16. AUDITORIA EXTERNA

Nos termos da Instrução CVM n° 381, de 14 de janeiro de 2003, informamos que a Companhia firmou contrato com a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, em dezembro de 2011, para prestação de serviços de auditoria de suas demonstrações financeiras anuais, bem como a revisão de informações contábeis intermediárias.

A Deloitte iniciou a prestação de serviços em março de 2012. Adicionalmente em 2012, foram prestados serviços não relacionados a auditoria, referentes a procedimentos previamente acordados para atendimento ao Órgão Regulador no valor de R$ 0,07 milhões que ultrapassaram 5% do valor do contrato de prestação de serviços de auditoria.

A política de atuação da Companhia, bem como das demais empresas do Grupo EDP, 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.

17. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Conforme requerido pelo artigo 25 da instrução CVM 480/09, declaramos que revisamos e concordamos com as demonstrações financeiras e também com o parecer de auditoria independente emitido sobre as respectivas Demonstrações Financeiras para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2012.

18. AGRADECIMENTOS

A Administração da EDP Bandeirante registra agradecimentos ao seu acionista e membros do Conselho de Administração pelo seu apoio e participação. Nossos reconhecimentos à dedicação e empenho dos gestores e colaboradores na intensa participação em inúmeros projetos que contribuíram para os resultados alcançados. Estendemos nossos agradecimentos aos clientes, fornecedores, comunidade, governo e demais parceiros, que muito contribuíram para o cumprimento dos objetivos da EDP Bandeirante.

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM

(Em milhares de reais)	Nota	31/12/2012	31/12/2011
ATIVO			
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	4	111.544	191.654
Consumidores e concessionárias	5	601.889	453.640
Impostos e contribuições sociais	6	97.361	232.456
Estoques		15.648	21.174
Cauções e depósitos vinculados	9	327	149
Despesas pagas antecipadamente		133	1.050
Outros créditos	10	68.893	81.550
		895.795	**981.673**
Não circulante			
Ativo financeiro indenizável	11	238.834	188.432
Consumidores e concessionárias	5	31.363	52.943
Impostos e contribuições sociais	6	32.797	21.317
Imposto de renda e contribuição social diferidos	7	209.777	210.213
Partes relacionadas	8	1.033	1.421
Cauções e depósitos vinculados	9	70.341	63.885
Outros créditos	10	24.750	25.484
		608.895	**563.695**
Propriedades para investimentos	12	3.053	3.053
Imobilizado	13	112	136
Intangível	14	1.003.756	1.028.981
		1.006.921	**1.032.170**
Total do ativo		**2.511.611**	**2.577.538**

	Nota	31/12/2012	31/12/2011
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Circulante			
Fornecedores	15	448.325	325.473
Impostos e contribuições sociais	6	151.695	246.766
Dividendos	22.2	34.819	48.907
Debêntures	16	16.545	24.825
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	60.508	62.041
Benefícios pós-emprego	18	16.076	18.317
Obrigações estimadas com pessoal	19	22.661	21.864
Encargos regulamentares e setoriais	20	85.484	130.916
Provisões	21	6.404	6.900
Outras contas a pagar	10	47.852	80.523
		890.369	**966.532**
Não circulante			
Impostos e contribuições sociais	6	25.846	40.713
Debêntures	16	389.195	388.550
Empréstimos e financiamentos	17	170.429	171.960
Benefícios pós-emprego	18	145.230	82.718
Partes relacionadas	8	3.714	856
Encargos regulamentares e setoriais	20	6.988	885
Provisões	21	68.675	80.685
Reserva para reversão e amortização	2.2.p	17.248	17.248
Outras contas a pagar	10	14.628	36.023
		841.953	**819.638**
Patrimônio líquido			
Capital social	22.1	254.628	254.628
Reservas de capital	22.3	334.728	334.728
Reservas de lucros	22.3	189.933	202.012
		779.289	**791.368**
Total do passivo e patrimônio líquido		**2.511.611**	**2.577.538**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 e 2011

(Em milhares de reais)	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total
Saldos em 1º de janeiro de 2011	**254.628**	**334.728**	**230.915**	**–**		**820.271**
Dividendo adicional aprovado - AGO de 05/04/2011			(201.990)			(201.990)
Lucro líquido do exercício					222.901	222.901
Destinação do lucro						
Constituição de reserva legal			1.536		(1.536)	–
Dividendos intermediários (JSCP)					(42.892)	(42.892)
Dividendo adicional aprovado					(12.449)	(12.449)
Dividendo adicional proposto			166.024		(166.024)	–
Outros resultados abrangentes						
Ganhos e perdas atuariais - Benefícios pós-emprego				8.374		8.374
Imposto de renda e contribuição social diferidos				(2.847)		(2.847)
Transferência para reserva de lucros			5.527	(5.527)		–
Saldos em 31 de dezembro de 2011	**254.628**	**334.728**	**202.012**	**–**	**–**	**791.368**
Reversão de dividendos - AGO de 19/12/2012			161.181			161.181
Dividendo adicional aprovado - AGO de 09/04/2012			(166.024)			(166.024)
Lucro líquido do exercício					80.968	80.968
Destinação do lucro						
Dividendos intermediários (JSCP)					(40.963)	(40.963)
Reserva de retenção de lucros			40.005		(40.005)	–
Outros resultados abrangentes						
Ganhos e perdas atuariais - Benefícios pós-emprego				(71.578)		(71.578)
Imposto de renda e contribuição social diferidos				24.337		24.337
Transferência para reserva de lucros			(47.241)	47.241		–
Saldos em 31 de dezembro de 2012	**254.628**	**334.728**	**189.933**	**–**	**–**	**779.289**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)	2012	2011 Reclassificado
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	112.599	319.153
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais		
Provisão para créditos de liquidação duvidosa e perdas líquidas	22.636	17.641
Ativo financeiro indenizável - baixa	(371)	4.764
Valor justo do ativo financeiro indenizável	(24.534)	
Depreciações e amortizações	82.101	74.194
Valor residual do ativo imobilizado e intangível baixados	14.302	17.194
Fornecedores - atualização monetária - Energia livre	2.502	3.067
Encargos de dívidas e variações monetárias sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	54.072	64.916
Provisão (reversão) para plano de benefícios pós-emprego	4.353	6.797
Provisões (reversões) e atualizações monetárias cíveis, fiscais e trabalhistas	19.075	91.754
Ajuste a valor presente	4.508	(2.543)
Encargos regulamentares e setoriais - provisão e atualização monetária	17.831	19.346
Cauções e depósitos vinculados a litígios - atualização monetária	(2.599)	(8.862)
Impostos e contribuições sociais - atualização monetária	3.132	8.987
Outros	9.385	52
	318.992	**616.460**
(Aumento) diminuição de ativos operacionais		
Consumidores e concessionárias	(174.892)	(42.817)
Impostos e contribuições sociais compensáveis	24.585	57.904
Estoques	(3.859)	(5.789)
Cauções e depósitos vinculados	(4.035)	(5.084)
Despesas pagas antecipadamente	917	47
Outros ativos operacionais	(21.131)	(1.939)
	(178.415)	**2.322**
Aumento (diminuição) de passivos operacionais		
Fornecedores	120.350	19.777
Outros tributos e contribuições sociais	(21.378)	(32.617)
Benefícios pós-emprego	(15.660)	(17.498)
Obrigações estimadas com pessoal	797	944
Encargos regulamentares e setoriais	(16.339)	7.330
Provisões	(31.608)	(14.080)
Devolução ao consumidor - PIS e COFINS COSIT 27	(74)	(25.108)
Outros passivos operacionais	(10.918)	583
	25.170	**(60.669)**
Caixa (aplicado nas) proveniente das atividades operacionais	**165.747**	**558.113**
Imposto de renda e contribuição social pagos	(23.242)	(129.974)
Caixa líquido (aplicado nas) proveniente das atividades operacionais	**142.505**	**428.139**
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Adições ao Imobilizado e Intangível	(96.783)	(174.082)
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades de investimento	**(96.783)**	**(174.082)**
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Partes relacionadas	3.246	383
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(53.750)	(263.604)
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	49.889	61.707
Amortização do principal de empréstimos, financiamentos e debêntures	(61.272)	(141.178)
Encargos de dívidas líquido de derivativos	(63.945)	(83.797)
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades de financiamento	**(125.832)**	**(426.489)**
(Redução) aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa	**(80.110)**	**(172.432)**
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	111.544	191.654
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	191.654	364.086
	(80.110)	**(172.432)**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)	Nota	2012	2011 Reclassificado
Receitas	23	**2.557.089**	**2.584.707**
Custo do serviço de energia elétrica			
Custo com energia elétrica			
Energia elétrica comprada para revenda		(1.499.859)	(1.177.752)
Encargos de uso da rede elétrica		(422.575)	(369.460)
	24	**(1.922.434)**	**(1.547.212)**
Custo de operação			
Pessoal		(84.594)	(73.577)
Materiais e serviços de terceiros		(93.432)	(97.011)
Depreciações e amortizações		(72.921)	(65.235)
Outros custos de operação		(2.121)	(17.407)
	24	**(253.068)**	**(253.230)**
		(2.175.502)	**(1.800.442)**
Custo do serviço prestado a terceiros	24	**(100.541)**	**(177.012)**
Lucro bruto		**281.046**	**607.253**
Despesas e Receitas operacionais			
Despesas com vendas		(22.636)	(18.014)
Despesas gerais e administrativas		(110.999)	(101.511)
Depreciações e amortizações		(9.180)	(8.959)
Outras despesas e receitas operacionais		(3.243)	(71.600)
	24	**(146.058)**	**(200.084)**
Resultado antes do Resultado financeiro e tributos		**134.988**	**407.169**
Receitas financeiras		71.146	81.977
Despesas financeiras		(93.535)	(169.993)
Resultado financeiro	25	**(22.389)**	**(88.016)**
Resultado antes dos tributos sobre o lucro		**112.599**	**319.153**
Imposto de renda e contribuição social correntes		(6.858)	(100.196)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(24.773)	3.944
	26	**(31.631)**	**(96.252)**
Resultado líquido do exercício		**80.968**	**222.901**
Atribuível aos acionistas controladores		80.968	222.901
Resultado por ação atribuível aos acionistas controladores	27		
Resultado básico por ação (Reais/ação) ON		0,00207	0,00570
Resultado diluído por ação (Reais/ação) ON		0,00207	0,00570

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)	2012	2011
Resultado líquido do exercício	80.968	222.901
Outros resultados abrangentes		
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego	(71.578)	8.374
Imposto de renda e contribuição social diferidos	24.337	(2.847)
Resultado abrangente do exercício	**33.727**	**228.428**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)	2012	2011 Reclassificado
Geração do valor adicionado	**4.285.426**	**4.215.758**
Receita operacional	4.170.238	4.048.371
Provisão para créditos de liquidação duvidosa e perdas líquidas	(22.636)	(17.641)
Receita de construção	96.783	174.082
Outras receitas	41.041	10.946
(–) Insumos adquiridos de terceiros	**(2.428.989)**	**(2.137.865)**
Custos da energia comprada	(1.651.943)	(1.297.287)
Encargos de uso da rede elétrica	(464.600)	(406.195)
Materiais	(12.473)	(12.821)
Serviços de terceiros	(137.050)	(142.834)
Custo com construção da infraestrutura	(96.783)	(174.082)
Outros custos operacionais	(66.140)	(104.646)
Valor adicionado bruto	**1.856.437**	**2.077.893**
Retenções		
Depreciações e amortizações	(86.492)	(89.263)
Valor adicionado líquido produzido	**1.769.945**	**1.988.630**
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	71.146	81.977
Valor adicionado total a distribuir	**1.841.091**	**2.070.607**
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal		
Remuneração direta	70.563	61.544
Benefícios	24.663	21.754
FGTS	8.996	7.125
Impostos, taxas e contribuições		
Federais	661.020	715.457
Estaduais	889.279	854.167
Municipais	3.554	3.750
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	97.795	180.736
Aluguéis	4.253	3.173
Remuneração de capital próprio		
Juros sobre capital próprio	40.963	42.892
Dividendos		12.449
	1.801.086	**1.903.047**
Lucros retidos	40.005	167.560
	1.841.091	**2.070.607**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

1 Contexto operacional

Bandeirante Energia S.A. (Companhia ou Bandeirante), Sociedade Anônima de capital aberto, concessionária de serviço público de energia elétrica, controlada integral da EDP Energias do Brasil S.A. (EDP Energias do Brasil), com sede no município de São Paulo-SP, detém o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica nº 202/98 Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL pelo prazo de 30 anos,válidos até outubro de 2028 e atua em 28 municípios no Estado de São Paulo, tendo suas atividades regulamentadas pela ANEEL.

As principais obrigações estabelecidas às partes pelo contrato de concessão são como seguem:

Concedente: fiscalização do cumprimento do contrato; garantir a prestação do serviço de forma adequada; prorrogar o prazo do contrato se for necessário para garantir a qualidade do atendimento a custos adequados; reajustar as tarifas para garantir o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato; e quando receber a concessão deverá indenizar, conforme disposto na lei, as parcelas dos investimentos vinculados, não amortizados ou depreciados na data da reversão, descontado, no caso da caducidade o valor das multas contratuais e dos danos causados pela Companhia.

Companhia: manter permanentemente atualizado o cadastro dos bens e das instalações; manter equipamentos em perfeitas condições de funcionamento e ter as condições técnicas para assegurar a continuidade e a eficiência dos serviços; cobrar pelo fornecimento e pelo suprimento de energia elétrica as tarifas homologadas pela Concedente; e efetuar os investimentos necessários para garantir a prestação do serviço.

2 Base de preparação e Práticas contábeis

2.1 Base de preparação

2.1.1 Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras da Companhia estão preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, em observância às disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, e incorporam as mudanças introduzidas pelas Leis nºs 11.638/07 e 11.941/09, complementadas pelos novos pronunciamentos, interpretações e orientações do Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados por Resoluções do Conselho Federal de Contabilidade - CFC e deliberações da Comissão de Valores Mobiliários - CVM e estão em conformidade com as *International Financial Reporting Standards* - IFRS, emitido pelo *International Accounting Standards Board* - IASB e legislação específica emanada pela ANEEL, quando esta não for conflitante com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

A Administração da Companhia autorizou a conclusão das demonstrações financeiras em 25 de fevereiro de 2013.

2.1.2 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros derivativos mensurados pelo valor justo e instrumentos não derivativos mensurados pelo valor justo por meio do resultado.

2.1.3 Moeda funcional e moeda de apresentação

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

2.2 Resumo das principais práticas contábeis

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

a) Caixa e equivalentes de caixa (Nota 4)

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários, e os investimentos de curto prazo com liquidez imediata, que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa, com baixo risco de variação no valor de mercado, sendo demonstrados pelo valor justo que equivale ao custo acrescido de juros auferidos até a data do balanço.

b) Contas a receber

• Consumidores e concessionárias (Nota 5)

As contas a receber de clientes são registradas pelo valor faturado ou a ser faturado, ajustadas ao valor presente quando aplicável, incluindo os respectivos impostos diretos de responsabilidade tributária da Companhia, que incluem:

(i) Os valores faturados a consumidores finais, concessionárias revendedoras e empresas comercializadoras, bem como a receita referente à energia consumida e não faturada;

(ii) O cálculo do valor presente é efetuado para parcelamentos de débitos de consumidores, com base nas taxas de remuneração de capital, regulamentada pela ANEEL e aplicada às tarifas das distribuidoras de serviço público de energia elétrica. A contrapartida dos ajustes a valor presente das contas a receber é contra o resultado financeiro do exercício (Nota 25);

(iii) Os valores a receber relativos à energia comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (Nota 5.1); e

(iv) Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD - Os valores foram apropriados conforme Instrução Contábil 6.3.2, do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, que define como regra os seguintes prazos de provisionamento para créditos vencidos: residencial há mais de 90 dias, comercial há mais de 180 dias e demais classes há mais de 360 dias.

Adicionalmente, é efetuada uma análise criteriosa do saldo de consumidores e concessionárias e o valor constituído é considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos.

• Ativo financeiro indenizável (Nota 11)

A Companhia reconhece um crédito a receber do Poder Concedente devido ao direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, conforme previsto em contrato, a título de indenização pelos serviços de construção efetuados e não recebidos por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. Estes ativos financeiros estão registrados pelo valor novo de reposição - VNR, conforme critério estabelecido em regulamento do Poder Concedente no valor dos ativos em serviço pertencentes à concessão e que serão reversíveis no final da concessão.

c) Estoques

Os materiais utilizados na construção da infraestrutura da concessão, na operação e manutenção da prestação dos serviços são registrados ao custo médio de aquisição, não excedendo ao valor de mercado.

d) Propriedades para investimentos (Nota 12)

Os investimentos em terrenos e imóveis, que não fazem parte da atividade operacional da Companhia e pelos quais se aufere uma renda, são avaliados ao custo de aquisição.

e) Imobilizado (Nota 13)

São registrados nesta rubrica apenas os ativos tangíveis não vinculados à infraestrutura da concessão. Contabilizados pelo custo de aquisição e deduzido da depreciação acumulada calculada pelo método linear, de acordo com a vida útil dos ativos.

f) Intangível (Nota 14)

O intangível compreende:

• Direitos de concessão: são registrados como ativos intangíveis o direito da concessionária de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia elétrica e pelo uso de infraestrutura, ao seu valor de custo acrescido de encargos financeiros, quando aplicável. A amortização é registrada pelo prazo remanescente da concessão.

• Ágio incorporado: refere-se à parcela cindida do ágio incorporado decorrentes da aquisição de ações, o qual foi contabilizado de acordo com as Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/99 e ICPC 09 e, conforme determinação da ANEEL, está sendo realizado pela curva entre a expectativa de resultados futuros e o prazo concessão da Companhia.

Em função do disposto nas Instruções Contábeis do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica e na Deliberação CVM nº 672/11, que aprova o pronunciamento técnico CPC 20 (R1), os encargos financeiros relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no intagível em curso, estão registrados neste subgrupo como custo das respectivas obras.

g) Ativos de infraestrutura vinculados à concessão

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019/57, os ativos de infraestrutura utilizados na geração, transmissão, distribuição, inclusive comercialização, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador.

A Resolução ANEEL nº 20/99, regulamenta a desvinculação dos ativos de infraestrutura das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, para aplicação na concessão.

h) Redução ao valor recuperável

Ativo financeiro

São avaliados ao final de cada exercício quanto a sua recuperabilidade. São considerados ativos não recuperáveis quando há evidências de que um ou mais eventos tenham ocorrido após o reconhecimento inicial do ativo financeiro e que eventualmente tenha resultado em efeitos negativos no fluxo estimado de caixa futuro do investimento.

Ativo não financeiro

A Administração da Companhia revisa anualmente o valor contábil líquido do imobilizado e ativos intangíveis, para identificar se houve evidências de perdas não recuperáveis ou que ocorreram eventos ou alterações nas circunstâncias que indicassem que o valor contábil pode não ser recuperável.

Quando tais evidências são identificadas e o valor contábil líquido excede o valor recuperável, é constituída provisão ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável.

Os ativos intangíveis com vida útil indefinida têm a recuperação do seu valor testada anualmente, independentemente de haver indicadores de perda de valor, quando aplicável.

i) Demais ativos circulante e não circulante

São demonstrados aos valores de custo ou realização, incluindo, quando aplicável, os rendimentos auferidos até a data do balanço.

j) Fornecedores (Nota 15)

Inclui, principalmente, os saldos a pagar aos fornecedores de energia elétrica e de encargos de uso da rede elétrica.

k) Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas e debêntures (Notas 16 e 17)

Os empréstimos, financiamentos e as debêntures são demonstrados pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado usando o método da taxa de juros efetiva ou valor justo.

As operações de *swap* foram reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado do exercício.

l) Provisões (Nota 21)

São reconhecidas no balanço em decorrência de um evento passado, quando é provável que um recurso econômico seja requerido para saldar a obrigação e que possa ser estimada de maneira confiável. As provisões são registradas com base nas melhores estimativas do risco envolvido.

m) Demais passivos circulante e não circulante

São demonstrados pelos valores conhecidos ou exigíveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias e cambiais incorridos até a data do balanço.

n) Imposto de renda e contribuição social (Notas 6, 7 e 26)

O Imposto de renda registrado no resultado é calculado com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado), às alíquotas aplicáveis segundo a legislação vigente - 15%, acrescida de 10% sobre o resultado tributável que exceder R$240 anuais. A Contribuição social registrada no resultado é calculada com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado), através da aplicação da alíquota de 9%.

O Imposto de renda e Contribuição social diferidos ativos foram calculados a partir de diferenças temporárias, considerando as alíquotas vigentes dos citados tributos, de acordo com as disposições da Deliberação CVM nº 599/09 e Instrução CVM nº 371/02, e consideram o histórico de rentabilidade e a expectativa de geração de lucros tributáveis futuros fundamentada em estudo técnico de viabilidade.

As despesas com Imposto de renda e contribuição social compreendem os impostos correntes e diferidos, os mesmos são reconhecidos no resultado exceto aqueles que estejam relacionados a itens diretamente reconhecidos no Patrimônio líquido.

A Companhia, para fins de apuração do lucro tributável e seus efeitos sobre as demonstrações financeiras considerou a adoção do Regime Tributário de Transição - RTT, conforme determinado na MP nº 449/08 (convertida na Lei nº 11.941/09).

o) Benefícios pós-emprego (Nota 18)

A Companhia possui planos de benefícios a empregados dos tipos Contribuição definida e Benefício definido, incluindo planos de pensão e aposentadoria. A descrição dos principais planos de benefícios concedidos aos empregados estão descritas na nota 18.

Os valores são registrados de acordo com os termos da Deliberação CVM nº 600/09. Os custos e o passivo atuarial dos planos do tipo Benefício definido são determinados anualmente com base em avaliação realizada por atuários independentes segundo o Método do Critério Unitário Projetado, sendo a última efetuada para a data-base 31 de dezembro de 2012.

Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de Benefício definido são reconhecidos no exercício em que ocorrem diretamente no Patrimônio líquido na rubrica Outros resultados abrangentes.

As obrigações dos planos do tipo Contribuição definida são reconhecidas como despesa de pessoal no resultado do exercício em que os serviços são prestados.

p) Reserva para reversão e amortização

Refere-se a recursos derivados da Reserva para reversão e amortização, constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do SPEE (Decreto Federal nº 41.019/57), aplicado pela Companhia na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica. Sobre o Fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. Sua eventual liquidação ocorrerá de acordo com determinações do Poder Concedente.

q) Capital social (Nota 22.1)

Ações ordinárias são classificadas como Capital social, sendo reconhecidos como dedução ao Patrimônio líquido quaisquer custos atribuíveis à emissão de ações e opções de ações, líquido de quaisquer efeitos tributários.

r) Dividendos

A distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras da Companhia ao final do exercício, com base em seu estatuto social. Qualquer valor acima do mínimo obrigatório somente é reconhecido na data em que são aprovados em Assembleia Geral. O benefício fiscal dos juros sobre capital próprio é reconhecido na demonstração de resultado.

s) Apuração do resultado

O resultado é apurado em conformidade com o regime de competência.

A receita de operações com energia elétrica e de serviços prestados é reconhecida no resultado em função da sua realização. Uma receita não é reconhecida se há uma incerteza significativa na sua realização.

O faturamento de energia elétrica para todos os consumidores e concessionárias é efetuado mensalmente, de acordo com o calendário de leitura e contratos de fornecimento, respectivamente.

A energia fornecida e não faturada, correspondente ao exercício decorrido entre a data da última leitura e o encerramento do balanço, é estimada e reconhecida como receita não faturada.

O reconhecimento da receita de construção está diretamente associado às adições ao ativo intangível em formação (Direito de concessão - Infraestrutura), não sendo incorporada margem nesta atividade de construção assim classificada conforme a aplicação da ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão. A formação da receita de construção resulta da alocação das horas trabalhadas pelas equipes técnicas, dos materiais utilizados, da medição da prestação de serviços terceirizados e outros custos diretamente alocados.

As receitas financeiras abrangem receitas de juros auferidos em aplicações financeiras, ganhos nos instrumentos de *hedge*, quando aplicável, e acréscimos moratórios incidentes sobre a energia vendida, que são reconhecidos no resultado.

As despesas financeiras abrangem despesas com juros, variações monetárias e marcação a mercado sobre empréstimos e financiamentos e resultados de operações de *swap* e *hedge,* que são reconhecidos no resultado.

t) Uso de estimativa e julgamento

Na elaboração das demonstrações financeiras, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e práticas contábeis internacionais, é requerido que a Administração da Companhia se baseie em estimativas para o registro de certas transações que afetam os ativos, passivos, receitas e despesas.

Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em exercícios subsequentes, podem divergir dessas estimativas, devido a imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Companhia revisa as estimativas e premissas pelo menos trimestralmente, exceto quanto ao Plano de benefícios pós-emprego que é revisado semestralmente.

As principais estimativas relacionadas às demonstrações financeiras referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de: Provisão para créditos de liquidação duvidosa; Receita de fornecimento não faturado; Transações realizadas no âmbito da CCEE; Recuperação do imposto de renda e contribuição social diferidos sobre diferenças temporárias; Mensuração de demonstrações financeiras; Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas; e Planos de benefícios pós-emprego.

u) Instrumentos financeiros (Nota 28)

Instrumentos financeiros são quaisquer transações que dão origem a um ativo ou um passivo financeiro, ou, ainda, instrumento de patrimônio de outra companhia. Estes instrumentos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido ou deduzido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis. Posteriormente ao reconhecimento inicial, são mensurados conforme descrito abaixo:

• Instrumentos mantidos até o vencimento

Se a Companhia tem a intenção e capacidade de manter até o vencimento seus instrumentos financeiros, esses são classificados como mantidos até o vencimento. Investimentos mantidos até o vencimento são mensurados pelo custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, deduzido de eventuais reduções em seu valor recuperável.

• Instrumentos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Um instrumento é classificado pelo valor justo por meio do resultado se for mantido para negociação, ou seja, designado como tal quando do reconhecimento inicial. Os instrumentos financeiros são registrados pelo valor justo por meio do resultado se a Companhia gerencia esses investimentos e toma as decisões de compra e venda com base em seu valor justo de acordo com a estratégia de investimento e gerenciamento de risco documentado pela Companhia. Após reconhecimento inicial, custos de transação atribuíveis são reconhecidos nos resultados quando incorridos.

• Empréstimos e recebíveis

São designados para essa categoria somente os ativos não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis que não estão cotados em um mercado ativo, reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custo de transação atribuíveis. Após o reconhecimento incial, os empréstimos e recebíveis são medidos pelo método do custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.

• Instrumentos financeiros derivativos

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos na data da sua negociação (*trade date*) pelo seu valor justo. Subsequentemente, o valor justo dos instrumentos financeiros derivativos é reavaliado numa base regular, sendo os ganhos e perdas resultantes dessa reavaliação registrados no resultado do exercício, exceto no que se refere aos derivativos de cobertura de fluxo de caixa, onde o tratamento contábil depende da efetividade da operação.

v) Moeda estrangeira

Transações em moeda estrangeira, isto é, todas aquelas que não são realizadas na moeda funcional, são convertidas pela taxa de câmbio das datas de cada transação. Ativos e passivos monetários em moeda estrangeira são convertidos para a moeda funcional pela taxa de câmbio da data do fechamento. Os ganhos e as perdas de variações nas taxas de câmbio sobre os ativos e os passivos monetários são reconhecidos na demonstração do resultado. Ativos e passivos não monetários adquiridos ou contratados em moeda estrangeira são convertidos com base nas taxas de câmbio das datas das transações ou nas datas de avaliação ao valor justo quando este é utilizado.

w) Contratos de concessão

O CPC emitiu em 2009, a Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão, com alterações posteriores. Esta interpretação foi aprovada pela Deliberação CVM nº 677/11.

A ICPC 01 (R1) é aplicável aos contratos de concessão público-privado nos quais a entidade pública controla ou regula os serviços prestados, com qual infraestrutura, a que preço e para quem deve ser prestado o serviço e, além disso, detém a titularidade dessa infraestrutura.

Como o contrato de concessão da Companhia tem tais características, então esta interpretação é aplicável.

De acordo com a ICPC 01 (R1), a infraestrutura enquadrada nesta interpretação não pode ser reconhecida como ativo imobilizado uma vez que se considera que o concessionário não controla os ativos subjacentes, passando a ser reconhecida de acordo com um dos modelos contábeis previstos na interpretação, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do concessionário assumido junto ao concedente conforme contrato estabelecido entre as partes, que são o modelo do ativo financeiro, do ativo intangível e o bifurcado.

Como a Companhia é remunerada (i) pelo Poder Concedente, no tocante ao valor residual da infraestrutura ao final do contrato de concessão; e (ii) pelos usuários, pela parte que lhes cabe dos serviços de construção e pela prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica, então, aplica-se o modelo bifurcado:

• Modelo do ativo financeiro

Este modelo é aplicável quando o concessionário tem o direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização da infraestrutura da concessão e resulta no registro de um ativo financeiro, o qual está registrado a valor justo com base no Valor novo de reposição - VNR.

• Modelo do ativo intangível

Este modelo é aplicável quando o concessionário, no âmbito da concessão, é remunerado em função do grau de utilização da infraestrutura pelos usuários através da prestação de serviço. Reconhece-se, então, um ativo intangível.

• Modelo bifurcado

Este modelo aplica-se quando a concessão inclui, simultaneamente, compromissos de remuneração garantidos pelo concedente e compromissos de remuneração dependentes do nível de utilização das infraestruturas da concessão, cobrados dos usuários.

A Companhia procede a testes de redução ao valor recuperável relativamente ao ativo intangível da concessão sempre que eventos ou circunstâncias indiquem que o valor contábil excede o valor recuperável, sendo a diferença, caso exista, reconhecida no resultado.

x) Demonstrações do valor adicionado

A Companhia elaborou Demonstrações do Valor Adicionado - DVA nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras, conforme práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis às companhias abertas, enquanto para IFRS representam informação financeira adicional.

y) Contratos de arrendamentos

Os arrendamentos nos quais uma parcela significativa dos riscos e benefícios da propriedade é retida pelo arrendador são classificados

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

como arrendamentos operacionais. Os pagamentos efetuados para arrendamentos operacionais (líquidos de quaisquer incentivos recebidos do arrendador) são debitados à demonstração do resultado pelo método linear, durante o exercício do arrendamento.

z) Resultado por ação (Nota 27)

O resultado básico por ação é calculado utilizando o resultado do exercício atribuível aos acionistas da Companhia e a média ponderada das ações ordinárias em circulação no respectivo exercício. O resultado por ação diluído é calculado pelos mesmos indicadores, sendo a média das ações em circulação ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluidor, conforme CPC 41 - Resultado por Ação, aprovado pela Deliberação CVM n º 636/10. Não existe diferença entre o resultado básico por ação e o resultado por ação diluído.

2.3 Novas IFRS e interpretações do IFRIC (Comitê de Interpretação de Informação Financeira do IASB)

Algumas normas e emendas das normas e interpretações emitidas pelo IASB ainda não entraram em vigor para o exercício findo em 31 de dezembro de 2012, portanto não foram aplicadas na preparação dessas demonstrações financeiras.

O CPC ainda não editou os respectivos pronunciamentos e modificações correspondentes às IFRS novas e revisadas e à IFRIC apresentadas anteriormente. Em decorrência do compromisso do CPC e da CVM de manter atualizado o conjunto de normas emitido com base nas atualizações feitas pelo IASB, é esperado que esses pronunciamentos e modificações sejam editados pelo CPC e aprovados pela CVM até a data de sua aplicação obrigatória.

Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas pelo IASB e ainda não adotadas pela Companhia

IFRS 9 - Instrumentos Financeiros

A IFRS 9 - Instrumentos Financeiros, aborda a classificação, a mensuração e o reconhecimento de ativos e passivos financeiros. A IFRS 9 foi emitida em novembro de 2009 e revista em outubro de 2010, substituindo os trechos da IAS 39 relacionados à classificação e mensuração de instrumentos financeiros. Esta norma requer a classificação dos ativos financeiros, no reconhecimento inicial, em duas categorias: mensurados ao valor justo e mensurados ao custo amortizado. A base de classificação depende do modelo de negócios da entidade e das características contratuais do fluxo de caixa dos instrumentos financeiros. Nos passivos financeiros, a principal mudança é a de que nos casos em que a opção de valor justo é adotada, o valor decorrente desta mudança no valor justo devido ao risco de crédito da própria entidade é registrada em outros resultados abrangentes e não na demonstração dos resultados, exceto quando resultar em descasamento contábil. A Companhia está avaliando o impacto desta norma, sendo a mesma aplicável a partir de 1º de janeiro de 2015.

Revisões de Pronunciamentos e Interpretações já emitidos anteriormente ocorridas no exercício de 2012 e Novos Pronunciamentos, com adoção requerida para 01 de janeiro de 2013

CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados (IAS 19)

A revisão contempla substancialmente alterações introduzidas no texto da IAS 19. As principais modificações desta norma referem-se aos planos de benefícios definidos. Eliminação da utilização do "método do corredor" passando a vigorar somente o reconhecimento integral dos ganhos e perdas atuariais na data das demonstrações contábeis em Outros resultados abrangentes, prática esta já utilizada pela Companhia desde a adoção inicial ao IFRS, em 2010. Além do reconhecimento integral no resultado dos custos dos serviços passados e a despesa/receita financeira do plano que passa a ser reconhecida pelo valor líquido com base na taxa de desconto. As modificações à IAS 19 são efetivas para períodos anuais com início a partir de 1º de janeiro de 2013 e exigem adoção retroativa. Os impactos esperados são relacionados ao reconhecimento imediato dos custos dos serviços passados como despesa quando da alteração do plano em substituição do diferimento contra o resultado.

CPC 46 - Mensuração do Valor Justo (IFRS 13)

A IFRS 13 apresenta uma base única de orientação para as mensurações do valor justo e divulgações dessa informação. As divulgações quantitativas e qualitativas, com base na hierarquia de valor justo de três níveis atualmente exigidos para instrumentos financeiros serão complementadas de modo a incluir todos os ativos e passivos em seu escopo. A Administração da Companhia entende que a adoção dessa nova norma possa afetar certos valores reportados nas demonstrações financeiras e resultar em divulgações mais abrangentes nas demonstrações financeiras. Essa norma tem vigência para exercícios iniciados a partir de 1º de janeiro de 2013.

Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas pelo CPC - Comitê de Pronunciamentos Contábeis e adotadas pela Companhia

CPC 17 (R1) - Contratos de Construção (IAS 11)

A revisão desse pronunciamento não altera a essência da versão original. Foram realizadas apenas algumas compatibilizações de texto no sentido de produzir os mesmos reflexos contábeis que a aplicação do IFRS.

CPC 30 (R1) - Receitas (IAS 18)

A revisão deste pronunciamento introduziu as últimas alterações realizadas nas normas internacionais, bem como efetuou ajustes e esclarecimentos a fim de sanar eventuais dúvidas quanto aos reflexos contábeis oriundos da harmonização contábil para aplicação das IFRS no Brasil. A Companhia avaliou a revisão deste CPC e não houve impacto significativo nas demonstrações financeiras.

CPC 40 (R1) - Instrumentos Financeiros: Evidenciação (IFRS 7)

A proposta de revisão deste pronunciamento é decorrente substancialmente de compatibilizações de texto com o objetivo de produzir os mesmos reflexos contábeis que a aplicação do IFRS 7. A presente revisão enfatiza divulgações qualitativas no contexto de divulgações quantitativas permitindo que os usuários façam uma associação com as divulgações relacionadas e desse modo formem um entendimento amplo acerca da natureza e da extensão dos riscos advindos dos instrumentos financeiros. Alterou também as divulgações requeridas para ajudar os usuários de demonstrações contábeis a avaliarem as exposições a riscos relativas a transferências de ativos financeiros e o efeito desses riscos sobre a posição financeira da entidade. Esta revisão não contempla as alterações decorrentes do IFRS 9, que somente tem vigência obrigatória pelo IASB em 1º de janeiro de 2015.

ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão (IFRIC 12)

As principais mudanças são no sentido de dar clareza aos itens da Interpretação bem como renomeação de alguns subtítulos. Os parágrafos 28 a 30 que tratavam de Apresentação e divulgação foram excluídos da ICPC 01 e adicionados na ICPC 17, nos parágrafos 6 e 7. A revisão da ICPC 01 e a emissão da ICPC 17 contemplam as alterações feitas pelo próprio IASB, incluindo algumas compatibilizações de texto com o propósito de deixar claro que a intenção das ICPCs é produzir os mesmos reflexos contábeis que a aplicação da IFRIC 12 e da SIC 29. A revisão feita não trouxe alterações significativas.

ICPC 08 (R1) - Contabilização de Pagamento de Dividendos

A revisão desta interpretação tem como objetivo complementar o documento original, através da inclusão de tópicos da legislação societária brasileira (Lei nº 6.404/76) em relação à contabilização da proposta de pagamento de dividendos ou juros sobre o capital próprio aos acionistas ou sócios. A interpretação incorporou os conceitos do CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes e, classifica que: os dividendos intermediários, os dividendos fixos e mínimos devidos aos acionistas preferencialistas, e os lucros destinados à distribuição como dividendo obrigatório (inclusive sob a forma de JSCP), representam de fato uma obrigação presente na data das demonstrações financeiras, por representarem uma obrigação legal, ainda que os dividendos sejam declarados após o período contábil a que se referem as demonstrações financeiras. A parcela remanescente de lucro a distribuir deve figurar como uma retenção de lucro, em conta específica, até à sua aprovação em Assembleia Geral.

2.4 Reclassificações do exercício de 2011

Para fins de comparabilidade foram feitas as seguintes reclassificações nos valores anteriormente apresentados nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2011:

2.4.1 Balanço Patrimonial

De acordo com o CPC 33, foi reclassificado o saldo de ganhos e perdas atuarias líquidos de Imposto de renda e Contribuição social diferidos no valor de R$26.492 da rubrica de Outros resultados abrangentes para a rubrica de Reserva de lucros.

2.4.2 Demonstração do Resultado

Receita e Despesa de construção: De acordo com o CPC 17, o valor de R$174.082 desta natureza antes registrado líquido em Gastos operacionais foi reclassificado para Receita de construção (Nota 23) e Custo com construção da infraestrutura (Nota 24).

2.4.3 Demonstração do Fluxo de Caixa

Adição do efeito de R$10.743 referente a capitalização de encargos antes apresentado em adições ao imobilizado e intangível, na atividade de investimento, e em encargos de dívidas e variações monetárias sobre empréstimos, financiamentos e debêntures na atividade operacional, por não representar efetiva saída de caixa.

R$14.268 refere-se aos encargos de P&D (MME e FNDCT) que foram reclassificados de Encargos regulamentares e setoriais - provisão e atualização monetária no ajuste do Lucro, para Encargos regulamentares e setoriais na variação dos passivos operacionais.

2.4.4 Demonstração do Valor Adicionado

De acordo com o CPC 17 a receita e a despesa de construção, no valor de R$174.082 antes registrado líquido em Gastos operacionais foi reclassificado para Receita de construção e Custo com construção da infraestrutura.

Reclassificação dos créditos de PIS e COFINS da rubrica de Insumos adquiridos de terceiros no valor de R$157.220 (R$119.535 referente a Custos da energia comprada, R$36.735 referente a Encargos de uso da rede elétrica, R$223 referente a Materiais e R$727 referente a Serviços de terceiros) e das Depreciações e amortizações no valor de R$15.069, para a rubrica de Distribuição do valor adicionado (R$172.357 para a rubrica de Impostos Federais e (R$68) da rubrica de Aluguéis) para adequação ao CPC 09 no valor de R$172.289.

Reclassificação de R$10.743 referente aos Juros capitalizados ao Imobilizado, anteriormente apresentado líquido em Remuneração de Capitais de Terceiros - Juros para Outras receitas em Geração ao valor adicionado.

3 Eventos do exercício

3.1 Revisão tarifária 2011

A Resolução Homologatória ANEEL nº 1.365/12, homologou o resultado da Terceira Revisão Tarifária Periódica - RTP.

O reposicionamento tarifário é de -1,85%, sendo -2,22% relativo ao reposicionamento econômico e 0,37% referente aos componentes financeiros pertinentes. Considerando-se os ajustes financeiros já incluídos nas tarifas da Companhia, associados à recuperação relativa a períodos anteriores a outubro de 2011, o efeito médio aos consumidores cativos é de -2,25%, sendo -0,79% o efeito médio para os consumidores de alta e média tensão e -3,64% o efeito médio para os consumidores baixa tensão.

No processo de revisão tarifária periódica, que se dá a cada quatro anos na Companhia, a ANEEL recalcula os parâmetros dos custos gerenciados pela Companhia (Parcela B) que incluem os custos operacionais, avalia os investimentos realizados (Base de Remuneração Regulatória - BRR) e a remuneração do capital. Os custos não gerenciáveis (Parcela A), como energia comprada de geradoras, encargos de transporte de energia e encargos setoriais, a exemplo da Conta de Consumo Combustível (CCC), Reserva Global de Reversão (RGR) e taxa de fiscalização, além de ajustes financeiros reconhecidos pela ANEEL na Conta de Variação de Itens da Parcela A (CVA) e outros ajustes financeiros, são considerados tomando-se por base a variação de preços nos doze meses imediatamente anteriores.

O Fator X, a partir deste ciclo de revisão tarifária, passa a ser função dos Componentes "Pd" (ganhos de produtividade), "T" (trajetória para adequação de custos operacionais) e "Q" (incentivo à qualidade), os quais foram homologados em: "Pd" - 1,08%; "T" - 0,0% e "Q" a ser apurado a partir do reajuste tarifário de 2013.

Na composição do reposicionamento tarifário de 2011, objeto da Audiência Pública nº 055/12, destacam-se os componentes: Remuneração do Capital e Quota de Reintegração Regulatória, derivados da Base de Remuneração Regulatória homologada. A Base de Remuneração Bruta é de R$3,0 bilhões e a Base de Remuneração Líquida é de R$1,545 bilhão.

3.2 Reajuste tarifário 2012

A ANEEL, em reunião pública ordinária da diretoria ocorrida em 16 de outubro de 2012, aprovou o reajuste tarifário anual de 2012 da Companhia, a ser aplicado a partir de 23 de outubro de 2012. O reajuste tarifário é de 11,45%, sendo 7,60% relativo ao reposicionamento econômico e 3,85% referente aos componentes financeiros pertinentes.

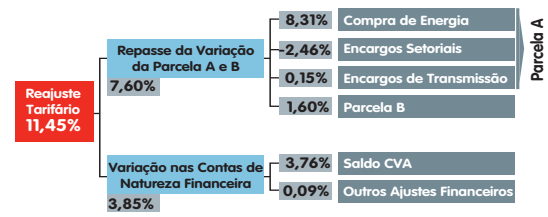
Em relação à tarifa praticada atualmente, homologada no reajuste tarifário anual de 2010, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos, já considerando a revisão tarifária de 2011 e o reajuste tarifário de 2012, é de 7,29%, sendo 7,82% o efeito médio para os consumidores de alta e média tensão e 6,82% o efeito médio para os consumidores baixa tensão.

O ajuste financeiro relativo à postergação da Revisão Tarifária Periódica de 2011 da Companhia, no valor total de R$78 milhões, será dividido em três parcelas anuais, estando incluída a primeira nesse reajuste e as demais nos reajustes subsequentes.

No processo de reajuste tarifário, a ANEEL considera a variação dos custos verificada nos doze meses anteriores, ou seja, de outubro de 2011 a setembro de 2012. A fórmula de cálculo inclui custos gerenciáveis (Parcela B), sobre os quais incide o IGP-M ajustado pelo Fator X e custos não gerenciáveis (Parcela A), como energia comprada de geradoras, encargos de transporte de energia, encargos setoriais, além de ajustes financeiros reconhecidos pela ANEEL, a exemplo da Conta de Variação de Itens da Parcela A (CVA) e outros ajustes financeiros.

A seguir demonstra-se o resumo dos valores aprovados, destacando-se os componentes da Parcela A, a Parcela B e os ajustes financeiros:

Decomposição do Reajuste Tarifário de 2012



4 Caixa e equivalentes de caixa

	31/12/2012	31/12/2011
Bancos conta movimento	111.523	103.068
Aplicações financeiras - renda fixa	21	88.586
Total	**111.544**	**191.654**

As aplicações financeiras de curto prazo, de alta liquidez, são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor. A Companhia possui opção de resgate antecipado dos referidos títulos, sem penalidades ou perda de rentabilidade.

Essas aplicações financeiras referem-se a Certificados de Depósitos Bancários, remunerados a taxas que variam entre 97,0% e 103,0% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

O cálculo do valor justo das aplicações financeiras é baseado nas cotações de mercado do papel ou informações de mercado que possibilitem tal cálculo, levando-se em consideração as taxas futuras de papéis similares.

A exposição da Companhia a riscos de taxas de juros e uma análise de sensibilidade para ativos e passivos financeiros são divulgadas na nota 28.3.

5 Consumidores e concessionárias

Circulante	Nota	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	PCLD	Saldo líquido em 31/12/2012	Saldo líquido em 31/12/2011
Consumidores								
Fornecimento faturado								
Residencial		80.571	65.225	12.640	158.436	(12.640)	145.796	126.645
Industrial		11.667	29.139	31.929	72.735	(14.519)	58.216	31.211
Comércio, Serviços e Outras Atividades		27.740	21.621	9.837	59.198	(6.109)	53.089	34.494
Rural		1.048	484	147	1.679	(78)	1.601	1.314
Poder Público								
Federal		2.796	257	65	3.118	(33)	3.085	2.614
Estadual		3.208	354	383	3.945	(339)	3.606	2.817
Municipal		5.115	3.257	5.454	13.826	(126)	13.700	7.148
Iluminação Pública		9.660	3.895	2.641	16.196	(213)	15.983	21.129
Serviço Público		9.091	516	117	9.724		9.724	12.969
Fornecimento não faturado		198.056			198.056		198.056	177.004
Parcelamentos de débitos		45.996	3.102	24.695	73.793	(28.351)	45.442	28.823
Ajuste a valor presente	5.3	(1.114)			(1.114)		(1.114)	314
Outros créditos				1.493	1.493		1.493	
		393.834	**127.850**	**89.401**	**611.085**	**(62.408)**	**548.677**	**446.482**
Concessionárias								
Suprimento de energia elétrica		178		155	333		333	212
Energia de curto prazo	5.1	42.294			42.294		42.294	4.636
Encargos de uso da rede elétrica		540	370	1.096	2.006		2.006	2.310
Outros		8.168		411	8.579		8.579	
		51.180	**370**	**1.662**	**53.212**	**–**	**53.212**	**7.158**
Total Circulante		**445.014**	**128.220**	**91.063**	**664.297**	**(62.408)**	**601.889**	**453.640**
Não circulante								
Consumidores								
Fornecimento faturado								
Industrial		4.271			4.271	(2.520)	1.751	2.489
Comércio, Serviços e Outras Atividades		18			18	(18)		18
Parcelamentos de débitos		35.157			35.157	(1.238)	33.919	31.552
(-) Ajuste a valor presente	5.3	(9.436)			(9.436)		(9.436)	(6.356)
		30.010	**–**	**–**	**30.010**	**(3.776)**	**26.234**	**27.703**
Concessionárias								
Piratininga	5.2							21.079
Outros		5.248			5.248	(119)	5.129	4.161
		5.248	**–**	**–**	**5.248**	**(119)**	**5.129**	**25.240**
Total Não Circulante		**35.258**	**–**	**–**	**35.258**	**(3.895)**	**31.363**	**52.943**

5.1 Energia de Curto Prazo

Refere-se às transações de venda de energia realizadas no âmbito da CCEE.

5.2 Concessionária - Piratininga

Em 29 de junho de 2012, foi efetuado o encontro de contas dos valores a receber e a pagar no montante de R$76.309 e R$76.538, respectivamente, com a Companhia Piratininga de Força e Luz - Piratininga, decorrentes da cisão parcial da Bandeirante realizada em 1º de outubro de 2001. Os valores foram corrigidos monetariamente nos termos estabelecidos no protocolo de cisão, e a diferença no valor de R$229 liquidado na referida data.

5.3 Ajuste a valor presente

O ajuste a valor presente, regulamentado pelo CPC 12, foi calculado com base na taxa de remuneração de capital, aplicada pela ANEEL nas revisões tarifárias das distribuidoras. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado. Em 31 de dezembro de 2012 corresponde a 11,36% a.a. (15,07% a.a. em 31 de dezembro de 2011), afetando negativamente o resultado do exercício em R$4.508 (positivamente em R$2.543 em 2011).

5.4 Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão é constituída conforme Instrução Contábil 6.3.2 do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico:

i) Residencial: vencidos há mais de 90 dias;

ii) Comercial: vencidos há mais de 180 dias; e

iii) Demais classes: vencidos há mais de 360 dias.

No exercício a Companhia efetuou a revisão dos critérios de apuração da PCLD dos parcelamentos de débitos, passando a adotar os seguintes critérios:

i) Clientes baixa tensão: parcela vencida há mais de 90 dias, é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento;

ii) Clientes média e alta tensão: parcela vencida há mais de 60 dias, é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento; e

iii) Poder Público: parcela vencida há mais de 60 dias, é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento, deduzindo-os dos valores cobertos através de apresentação de Nota de Empenho.

A exposição da Companhia a riscos de crédito está divulgada na nota 28.5.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

6 Impostos e contribuições sociais

Ativo - Compensáveis	Saldo em 31/12/2011	Adição	Baixas	Atualização monetária	Adiantamentos/ Pagamentos	Compensação de tributos	Reclassificação	Transferência	Saldo em 31/12/2012
Imposto de renda e contribuição social	140.982	338	(363)	2.443	23.242	(46.515)		(95.970)	24.157
ICMS	86.289	296.262				(311.371)			71.180
PIS e COFINS	21.523	203.464					(2.061)	(193.446)	29.480
PIS e COFINS - COSIT 27	1.870					(73)			1.797
IRRF sobre aplicações financeiras	2.481	1.236				(662)		(2.453)	602
Outros	628	1.471			589		2.061	(1.807)	2.942
Total	**253.773**	**502.771**	**(363)**	**2.443**	**23.831**	**(358.621)**	**–**	**(293.676)**	**130.158**
Circulante	232.456								97.361
Não circulante	21.317								32.797
Total	**253.773**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**130.158**

Passivo - a recolher	Saldo em 31/12/2011	Adição	Atualização monetária	Adiantamentos/ Pagamentos	Compensação de tributos	Transferência	Saldo em 31/12/2012
Imposto de renda e contribuição social	100.230	7.197				(100.230)	7.197
ICMS	90.718	913.044		(613.459)	(311.371)		78.932
PIS e COFINS	29.336	388.394		(145.537)	(40.818)	(193.446)	37.929
IRRF sobre juros s/capital próprio	6.433	6.143			(6.432)		6.144
Parcelamento de impostos - Lei 11.941/09	45.881		2.756	(16.859)			31.778
Refis - conversão em renda	11.025		377				11.402
Outros	3.856	42.854		(42.551)			4.159
Total	**287.479**	**1.357.632**	**3.133**	**(818.406)**	**(358.621)**	**(293.676)**	**177.541**
Circulante	246.766						151.695
Não circulante	40.713						25.846
Total	**287.479**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**177.541**

6.1 ICMS

O saldo de R$71.180, inclui (i) créditos de ICMS decorrente de aquisição de bens no valor de R$36.646, que de acordo com o parágrafo 5º do artigo 20 da Lei Complementar 87/96 são compensados a razão de 1/48 avos por mês, e (ii) R$34.534 referente a aquisição de créditos de ICMS de terceiros para compensação com o pagamento do ICMS devido pelas operações de venda de energia. Esta operação está prevista no regulamento do ICMS do Estado de São Paulo, Decreto nº 54.249/09 em seu artigo 84 inciso II. O saldo a pagar ao fornecedor do crédito está apresentado na nota 10.

6.2 Parcelamento de impostos - Lei nº 11.941/09 e Refis conversão em renda

Em 2009 a Companhia formalizou junto à Receita Federal do Brasil - RFB a adesão ao programa de redução e parcelamento de tributos federais, conforme a Lei nº 11.941/09 - "REFIS IV". Em 30 de junho de 2011, a Companhia procedeu à consolidação dos débitos incluídos no parcelamento.

Do saldo de R$ 43.180 em 31 de dezembro de 2012, R$ 31.778 serão pagos em 22 parcelas de R$ 1.444 atualizáveis mensalmente pela SELIC e os R$11.402 restantes possuem depósitos judiciais no valor de R$10.473, os quais aguardam conversão em renda da União (conforme artigo 32 da Portaria PGFN/RFB nº 06/09), ocasião em que será efetivada a baixa deste passivo.

7 Imposto de renda e contribuição social diferidos

Os créditos fiscais a seguir detalhados na nota 7.1, foram reconhecidos tomando por base o histórico de rentabilidade da Companhia e as expectativas de geração de lucros tributáveis nos próximos períodos, no prazo máximo de 10 anos.

7.1 Composição e base de cálculo

	Ativo Não Circulante 31/12/2012			31/12/2011	Resultado 2012	Resultado 2011
Natureza dos créditos	**IRPJ**	**CSLL**	**Total**	**Total**	**IRPJ/ CSLL**	**IRPJ/ CSLL**
Prejuízos Fiscais						(3.418)
Base Negativa da Contribuição Social						(5.272)
	–	–	–	–	**–**	**(8.690)**
Diferenças Temporárias						
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	17.248	6.209	23.457	26.024	(2.567)	1.944
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	36.500	13.140	49.640	52.676	(3.036)	25.920
Provisão para resultados de *Swap*	(1.372)	(494)	(1.866)	834	(2.700)	(3.678)
Provisão para perdas em estoques	617	221	838	86	752	18
Provisão para bônus empregados						13
Total diferenças temporárias	**52.993**	**19.076**	**72.069**	**79.620**	**(7.551)**	**24.217**
Benefícios pós-emprego - PSAP	10.680	3.845	14.525	18.369	(3.844)	(3.908)
Ágio incorporado	66.210	23.836	90.046	96.291	(6.245)	(6.279)
Diferenças Temporárias - RTT						
Consumidores - ajuste a valor presente	2.638	950	3.588	2.054	1.533	(866)
Encargos Financeiros - *Recouponing*				144	(144)	(611)
Emprést. e Financiamentos Moeda Estrangeira - MTM	(69)	(25)	(94)	88	(181)	81
Valor justo do Ativo Financeiro Indenizável - ICPC 01	(6.133)	(2.208)	(8.341)		(8.341)	
Benefícios a empregados - CPC 33	27.929	10.055	37.984	13.647		
Total diferenças temporárias - RTT	**24.365**	**8.772**	**33.137**	**15.933**	**(7.133)**	**(1.396)**
Total Ativos Diferidos	**154.248**	**55.529**	**209.777**	**210.213**		
Receita (despesa) de imposto de renda e contribuição social diferidos					**(24.773)**	**3.944**

A mutação no Imposto de renda e contribuição social diferidos do exercício foi registrada em contrapartida a débito do resultado do exercício em R$24.773 e R$24.337 a crédito em Outros resultados abrangentes.

7.2 O crédito fiscal advindo da Provisão para Déficit Previdenciário - PSAP, refere-se à parcela de benefícios excedente aos ativos relativos aos planos previdenciários do tipo Benefício definido, cuja provisão, em 31 de dezembro de 2001, foi efetuada em contrapartida ao Patrimônio líquido, dedutível por ocasião dos pagamentos mensais, com expectativa de finalização no exercício de 2017.

7.3 O crédito fiscal do ágio é proveniente da incorporação, ocorrida no exercício de 2002, da parcela cindida da anterior controladora Enerpaulo - Energia Paulista Ltda., representada pelo ágio pago pela Enerpaulo na aquisição de ações da Bandeirante, o qual foi contabilizado de acordo com as instruções CVM nºs 319/99 e 349/99 e conforme determinação da ANEEL, está sendo amortizado pela curva entre a expectativa de rentabilidade da exploração e o prazo de concessão da Companhia, o que resulta em realização anual média do crédito fiscal de R$6.003 até o ano de 2027 (Nota 14.1).

7.4 A projeção de resultados tributáveis futuros indica que a Companhia apresenta base de cálculo suficiente para recuperação do saldo integral dos créditos tributários no período como demonstrado. No entanto, quanto aos créditos relacionados ao PSAP e Ágio, mencionados nas notas 7.2 e 7.3, serão realizados financeiramente até 2017 e 2027, respectivamente, em consonância com as normas de amortização dos valores a eles vinculados.

7.5 Para atendimento à Instrução CVM nº 371/02, a Administração elaborou, em 31 de dezembro de 2012, projeção de resultados tributáveis futuros, inclusive considerando seus descontos a valor presente, demonstrando a capacidade de realização desses créditos fiscais diferidos nos períodos indicados, a qual foi aprovada pelo Conselho de Administração em 19 de fevereiro de 2013. Com base no estudo, a Companhia estima recuperar os créditos fiscais diferidos nos seguintes exercícios.

2013	2014	2015	2016	2017	2018 a 2020	2021 a 2022	Não circulante
51.112	72.788	40.416	28.668	23.832	805	(7.844)	209.777

Os valores contidos no intervalo de 2011 a 2012 referem-se a diferenças temporárias que irão se realizar até o término da concessão.

8 Partes relacionadas

Os saldos de ativos e passivos, bem como as transações da Companhia com sua controladora, profissionais chave da Administração e outras partes relacionadas, que influenciaram o resultado do exercício, relativos a operações com partes relacionadas, decorrem de transações realizadas em condições usuais de mercado para os respectivos tipos de operações e são apresentados como segue:

Objeto do contrato	Contraparte	Data da transação	Período de duração	Preço praticado R$/MWh em 31/12/2012 (*)	Ativo 31/12/2012	Ativo 31/12/2011	Passivo 31/12/2012	Passivo 31/12/2011	Receitas (despesas) no exercício 2012	Receitas (despesas) no exercício 2011
Outros Créditos										
Reembolso de gastos referentes ao Projeto Aliança com a unificação da plataforma do sistema compartilhado	Enerpeixe	01/01/2007	Indeterminado		162	162				
Ressarcimento por insuficiêcia de geração	Pecem	31/12/2012	Indeterminado		464				464	
					626	**162**	**–**	**–**	**464**	**–**
Partes relacionadas										
Compartilhamento de gastos com gestores corporativos, aprovados pela ANEEL através do despacho nº 205/13	EDP Energias do Brasil	01/07/2012					3.476	680	(3.476)	(6.760)
Compartilhamento de gastos com locação de imóvel, condominiais, telecomunicação, aprovados pela ANEEL através do despacho nº 1.598/11	EDP Energias do Brasil	01/01/2011	01/01/2011 a 31/12/2014			108	238	176	(2.817)	(1.785)
Reembolso de gastos com links de comunicação para acesso a rede compartilhada	Enerpeixe	01/07/2007	Inderteminado		475	475				
Termo de confissão de dívida entre o Instituto EDP e a Bandeirante, aprovado pela ANEEL através do despacho nº 3.821/11	Instituto EDP	01/10/2011	30/09/2014		558	838			64	29
					1.033	**1.421**	**3.714**	**856**	**(6.229)**	**(8.516)**
Fornecedores										
Uso do sistema de transmissão	Evrecy	30/12/2002	30/12/2002 a 17/07/2025					9	(98)	(116)
Compra de energia elétrica	Enerpeixe	23/12/2002	01/10/2003 a 31/01/2016	187,23			19.530	18.707	(152.838)	(141.706)
	Enerpeixe	23/12/2002	01/10/2003 a 31/01/2016	174,77			6.799	6.817	(56.123)	(53.260)
	Pecem	27/08/2008	01/01/2012 a 31/12/2026				3.612		(8.951)	
	Energest	16/12/2004	01/01/2005 a 31/12/2012	83,92			61	79	(537)	(601)
	Energest	16/12/2004	01/01/2006 a 31/12/2013	94,23			46	59	(404)	(451)
	Energest	15/09/2005	01/01/2008 a 31/12/2015	112,57			45	58	(403)	(447)
	Energest	01/03/2006	01/01/2008 a 31/12/2037	161,57			22	21	(174)	(163)
	Investco	01/08/2002	01/08/2002 a 15/12/2032	137,07			151	148	(1.578)	(1.467)
	Investco	01/08/2005	01/08/2005 a 15/12/2032	137,07			4	4	(43)	(40)
	Lajeado Energia	09/11/2001	12/12/2001 a 30/11/2013	137,07			1.272	1.246	(13.297)	(4.628)
	Lajeado Energia	01/03/2006	01/01/2008 a 31/12/2037	160,18			1	1	(15)	(14)
	Lajeado Energia	01/03/2006	01/01/2009 a 31/12/2038	161,57			6	6	(69)	(64)
	Lajeado Energia	01/03/2006	01/01/2009 a 31/12/2038	150,45			29	25	(224)	(209)
	Santa Fé	11/01/2007	01/01/2009 a 31/12/2038	171,49			45	45	(385)	(359)
					–	**–**	**31.623**	**27.225**	**(235.139)**	**(203.525)**
Total					**1.659**	**1.583**	**35.337**	**28.081**	**(240.904)**	**(212.041)**

(*) Não auditado pelos auditores independentes

A partir de 1º de janeiro de 2011, a EDP - Energias do Brasil, controladora da Companhia, é responsável pela contratação dos gastos que são objeto dos contratos de compartilhamento, assim como, na controladora são alocados os gastos dos gestores corporativos. Os contratos de compartilhamento de gastos entre as partes relacionadas são divididos em dois tipos:

a) Contrato anuído pelo Despacho ANEEL nº 1.359/11, com vigência até 7 de dezembro de 2011, que trata da distribuição dos gastos de salários e encargos dos gestores corporativos e colaboradores da *Holding* que formulam políticas e diretrizes a serem seguidas pelas empresas do grupo econômico e a apropriação é efetuada em função das atividades realizadas para cada contraparte através do *timesheet.*

A solicitação de aprovação do 3º Termo Aditivo aos Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos, a partir de 7 de dezembro de 2011, não foi anuída pela ANEEL conforme Despacho nº 174, de 18 de janeiro de 2012.

Em 22 de maio de 2012, a Resolução Normativa ANEEL nº 489, alterou a Resolução Normativa nº 334/08, permitindo, mediante análise da ANEEL, a prorrogação da anuência já concedida a contratos de compartilhamento de recursos humanos decorrentes da segregação de atividades estabelecida pela Lei nº 10.848/04, até a entrada em vigor da nova Resolução Normativa que disciplinará a contratação entre partes relacionadas no setor elétrico.

Em 28 de junho de 2012, através do Despacho nº 2.149, a ANEEL anuiu as minutas dos 2º e 3º Termos Aditivos ao Contrato de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos, a serem firmados entre a Companhia e sua controladora, para compartilhamento de gestores corporativos, como pleiteado no documento nº 48513.039848/2011-00, com vigência até o marco temporal estabelecido pelo novo parágrafo único do artigo 27 da Resolução Normativa nº 334/08, alterada pela Resolução Normativa nº 489/12.

Em 11 de setembro de 2012, a ANEEL através do Ofício Circular nº 883/12, manifestou-se no sentido de que as concessionárias, permissionárias e autorizadas interessadas na prorrogação do prazo de anuência concedida pela ANEEL, deveriam protolocar manifestação de interesse impreterivelmente até o dia 11 de outubro de 2012, motivo pelo qual no dia 10 de outubro de 2012, a Companhia solicitou a prorrogação do Contrato de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos, para que o contrato tenha vigência apenas a partir de 1º de julho de 2012 e para o período de 1º de janeiro de 2012 a 30 de junho de 2012 assumidos integralmente pela controladora EDP - Energias do Brasil S.A., com vigência até o marco temporal estabelecido pelo novo parágrafo único do artigo 27 da Resolução Normativa nº 334/08, alterada pela Resolução Normativa nº 489/12, os quais foram anuidos através do Despacho ANEEL nº 205, de 25 de janeiro de 2013.

b) Contrato de compartilhamento de infraestrutura anuído pelo Despacho ANEEL nº 1.598/11, com vigência de 48 meses a partir de 1º de janeiro de 2011, que trata da distribuição dos gastos com locação de imóveis, gastos condominiais, e gastos com telecomunicação em função da metragem ocupada por cada contraparte no local objeto do negócio.

As operações realizadas com as contrapartes informadas como compartilhamento de gastos e infraestrutura com partes relacionadas, aconteceram no curso normal dos negócios, sem acréscimo de qualquer margem de lucro.

Os contratos de compra de energia elétrica são reajustados anualmente, sendo os de leilão reajustados pelo índice do IPCA e os contratos bilaterais pelo IGP-M.

Os avais recebidos do acionista estão descritos na nota de Garantias (Nota 29.2).

8.1 Controladora direta

A controladora direta da Companhia é a EDP - Energias do Brasil.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

8.2 Relacionamento da Companhia com cada contraparte

As contrapartes da Companhia são suas coligadas, exceto pela EDP - Energias do Brasil que é a controladora.

8.3 Remuneração dos administradores

8.3.1 Política ou prática de remuneração do Conselho de Administração e Diretoria.

(i) - Proporção de cada elemento na remuneração total, referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012

Conselho de Administração

Remuneração Fixa: 100%

Diretoria Estatutária

Remuneração Fixa: 75%

Remuneração Variável: 25%

8.3.2 Remuneração total do Conselho de Administração e da Diretoria pagos pela Companhia no exercício findo em 31 de dezembro de 2012 (em R$)

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Total
Número de membros	1 (*)	5 (**)	6
Remuneração fixa (em R$)	**34.848**	**1.882.207**	**1.917.055**
Salário ou pró-labore	29.040	1.414.091	1.443.131
Benefícios diretos e indiretos (i)	n/a	96.915	96.915
Encargos sociais	5.808	371.201	377.009
Remuneração Variável (em R$)	**n/a**	**627.569**	**627.569**
Bônus	n/a	498.726	n/a
Encargos sociais	n/a	128.843	n/a
Valor Total da remuneração, por órgão	**34.848**	**2.509.776**	**2.544.624**

(n/a) = Não Aplicável

(*) Das 6 posições do Conselho de Administração (5 titulares e 1 posição vaga), apenas 1 membro é remunerado. A remuneração anual global dos membros do conselho de administração é até R$ 34.848,00, para o período de abril de 2012 a março de 2013, conforme aprovado em Assembleia Geral Ordinária.

(**) Das 6 posições da Diretoria, 5 membros são remunerados. A remuneração anual global da Diretoria é até R$ 3.802.802,86, para o período de abril de 2012 a março de 2013, conforme aprovado em Assembleia Geral Ordinária.

(i) Foram considerados os benefícios de Seguro Saúde, Assistência Odontológica, Farmácia, Previdência Privada e Vale Refeição.

8.3.3 Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração e diretoria estatutária de 2012

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número de membros	1	5
Valor da maior remuneração individual	34.848	840.795
Valor da menor remuneração individual	34.848	126.257
Valor médio da remuneração individual	34.848	418.296

9 Cauções e depósitos vinculados

	Nota	Circulante 31/12/2012	Circulante 31/12/2011	Não circulante 31/12/2012	Não circulante 31/12/2011
Depósitos judiciais	6.2 e 21			70.180	63.369
Cauções e depósitos vinculados		327	149	161	516
Total		**327**	**149**	**70.341**	**63.885**

10 Outros créditos - Ativo e Outras contas a pagar - Passivo

	Nota	Circulante 31/12/2012	Circulante 31/12/2011	Não circulante 31/12/2012	Não circulante 31/12/2011
Outros créditos - Ativo					
Adiantamentos a empregados		472	277		
Adiantamentos a fornecedores		512	2.960		
Modicidade tarifária - baixa renda	10.1		138	18.453	18.453
Dispêndios a reembolsar		5.316	5.316		
Bens destinados à alienação		2.917			
Serviços em curso	10.2	45.262	61.825		
Serviços prestados a terceiros		11.384	3.934		7.031
Desativações e alienações em curso		47	4.415		
Compartilhamento de infraestrutura		1.428	1.353		
Instrumentos financeiros derivativos				6.297	
Outros		1.555	1.332		
Total		**68.893**	**81.550**	**24.750**	**25.484**
Outras contas a pagar - Passivo					
Adiantamentos recebidos - alienação de bens e direitos		893	12.104		
Contribuição de iluminação pública		2.079	1.785		
Valores a pagar à CPFL - Piratininga	5.2				21.079
Credores diversos - consumidores		9.843	9.320		
Folha de pagamento		1.799	1.785		
Modicidade tarifária - baixa renda	10.1	1.250	3.483	10.017	10.017
Cessão de créditos de ICMS	6.1	22.042	44.273		
Valores a pagar TVs a Cabo e Telefonia		2.939	2.928		
Outras		7.007	4.845	4.611	4.927
Total		**47.852**	**80.523**	**14.628**	**36.023**

10.1 Modicidade tarifária - baixa renda

Em atendimento ao Termo de Notificação nº 1.091/05 da Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP, no qual o Órgão Regulador determinou a revisão de critérios de cadastramento de clientes enquadrados na modalidade Baixa Renda, a Companhia registrou no exercício de 2008 o montante de R$47.640 referente a valores a devolver aos consumidores das tarifas cobradas a maior. No exercício de 2010 foi efetuada a revisão da base de enquadramento e em decorrência dessa nova base a posição inicial passou a ser de R$29.698. A devolução passou a ser efetuada a partir de março de 2009 e o saldo a devolver aos consumidores em 31 de dezembro de 2012 é de R$11.267 (R$13.500 em 31 de dezembro de 2011). Considerando que a legislação e regulamentação dessa matéria preveem o ressarcimento de parte dos valores a devolver, através do mecanismo da subvenção econômica, a Companhia efetuou concomitantemente o registro do valor a receber. O saldo a receber, quando da devolução total aos clientes em 31 de dezembro de 2012 é de R$18.453 (R$18.453 em 31 de dezembro de 2011).

No caso de clientes inativos estão sendo tomadas as medidas para identificar a sua localização e efetuar a devolução.

10.2 Serviços em curso

O saldo de R$45.262 em 31 de dezembro de 2012 (61.825 em 31 de dezembro de 2011) é composto por gastos com os projetos em andamento dos Programas de Eficiência Energética - PEE e Pesquisa e Desenvolvimento, instituídos pelas Resoluções Normativas ANEEL nº 316/08, aplicada até outubro de 2012 e alterada pela Resolução Normativa nº 504/12, referente à P&D e nº 300/08, referente ao PEE, cuja realização se dará a débito do Passivo Circulante de Encargos regulamentares e setoriais quando do encerramento do projeto (Nota 20.2) no valor de R$44.035 em 31 de dezembro de 2012 (R$60.356 em 31 de dezembro de 2011) e de custos dos serviços prestados a terceiros e próprios, incluindo gastos com pessoal, material e serviços, na execução dos serviços prestados pela Companhia, relacionados diretamente ao objeto da concessão e que são apurados e registrados por meio do sistema de Ordens em Curso no valor de R$1.227, em 31 de dezembro de 2012 (R$1.469 em 31 de dezembro de 2011).

11 Ativo financeiro indenizável

A Companhia possui saldo de R$238.834 (R$188.432 em 31 de dezembro de 2011) no ativo não circulante referente a crédito a receber do Poder Concedente relacionado ao direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da prestação de serviços outorgados. Estes ativos financeiros são avaliados com base no VNR dos ativos vinculados à concessão e que serão reversíveis ao Poder Concedente no final da concessão.

A ANEEL emitiu em 7 de fevereiro de 2012, a Resolução Normativa nº 474, que estabeleceu nova vida útil econômica para os ativos vinculados à concessão, convertidas em taxas anuais de depreciação, com aplicação retroativa a 1º de janeiro de 2012.

No entendimento da Administração da Companhia esse fato alterou as condições contratuais da concessão relacionadas à forma de remunerar a Companhia pelos investimentos realizados na infraestrutura vinculados à prestação de serviços outorgados.

Em virtude de o ICPC 01 (R1) (IFRIC 12) ser omisso sobre o tratamento contábil dessa situação, a Administração exerceu seu julgamento na aplicação de uma política contábil que refletisse a essência econômica dessa alteração e representasse adequadamente a posição patrimonial, conforme requerido pelo CPC 23 (IAS 8), item 10.

Como resultado dessa análise, o acréscimo no saldo do ativo financeiro indenizável, no valor de R$3.979, apurado em 1º de janeiro de 2012, foi registrado em contrapartida ao saldo do ativo intangível, para refletir a nova parcela que será recuperada diretamente do Poder Concedente no final da concessão. Como decorrência desse registro contábil ocorreu uma redução equivalente no saldo do ativo intangível para adequar a parcela que será recuperada através da prestação dos serviços outorgados (venda de energia). A implementação desta alteração das taxas anuais de depreciação, resultou num acréscimo da vida útil média dos ativos da Companhia de 22 para 24 anos.

A Medida Provisória nº 579/12, convertida na Lei nº 12.783/13, em seu artigo 8º, parágrafo 2º determina que o cálculo do valor da indenização correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, utilizará como base a metodologia de VNR, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente, motivo pelo qual a Companhia efetuou o registro contábil em dezembro de 2012 do valor da diferença entre o VNR e o custo histórico corrigido no montante de R$24.534 em contrapartida à redução da rubrica de Outras despesas e receitas operacionais (Nota 24).

A movimentação no exercício é a seguinte:

	Saldo em 31/12/2011	Transferência do ativo intangível	Valor novo de reposição	Baixas	Saldo em 31/12/2012
Ativo financeiro indenizável	188.432	25.497	24.534	371	238.834
	188.432	**25.497**	**24.534**	**371**	**238.834**

12 Propriedades para investimentos

O saldo de R$3.053 em 31 de dezembro de 2012 e de 2011, refere-se aos investimentos em terrenos e imóveis, que não fazem parte da atividade operacional da Companhia e pela qual se aufere uma renda. São avaliados ao custo de aquisição.

O valor justo destas propriedades em dezembro de 2012, de acordo com avaliação de empresa terceirizada especializada é de R$18.078 (R$14.776 em 31 de dezembro de 2011).

13 Imobilizado

Refere-se aos ativos tangíveis não vinculados à infraestrutura da concessão e o saldo em 31 de dezembro de 2012 é de R$112 (R$136 em 31 de dezembro de 2011). No exercício o valor da depreciação foi de R$23.

14 Intangível

	31/12/2012 Taxas anuais médias de amortização %	31/12/2012 Custo histórico	31/12/2012 Amortização acumulada	31/12/2012 Valor líquido	31/12/2011 Taxas anuais médias de amortização %	31/12/2011 Custo histórico	31/12/2011 Amortização acumulada	31/12/2011 Valor líquido
Direito de concessão - Infraestrutura								
Em serviço	4,04	2.288.971	(1.385.906)	903.065	4,01	2.226.226	(1.320.925)	905.301
Em curso		100.691		100.691		123.680		123.680
Atividades não vinculadas à concessão								
Ágio na incorporação de sociedade controladora		460.584		460.584		460.584		460.584
(-) Provisão para manutenção de dividendos		(460.584)		(460.584)		(460.584)		(460.584)
Amortização da provisão para manutenção de dividendos		195.744		195.744		177.376		177.376
(-) Amortização acumulada do ágio		(195.744)		(195.744)		(177.376)		(177.376)
		2.389.662	**(1.385.906)**	**1.003.756**		**2.349.906**	**(1.320.925)**	**1.028.981**

A movimentação do intangível no exercício é a seguinte:

	Valor líquido 31/12/2011	Ingressos	Juros Capitalizados	Transferência para intangível em serviço	Transferência para ativo financeiro indenizável	Amortizações	Baixas	Valor líquido 31/12/2012
Intangível em serviço								
Direito de concessão - Infraestrutura	905.301			123.282	(25.497)	(86.470)	(13.551)	903.065
Intangível em curso	123.680	96.783	4.260	(123.282)			(750)	100.691
Total Intangível	**1.028.981**	**96.783**	**4.260**	**–**	**(25.497)**	**(86.470)**	**(14.301)**	**1.003.756**

A Companhia procede a testes de redução ao valor recuperável relativamente ao ativo da concessão sempre que eventos ou circunstâncias indiquem que o valor contábil excede o valor recuperável, sendo a diferença, caso exista, reconhecida no resultado.

A taxa média mensal aplicada no período para determinar o montante dos custos de empréstimo passíveis de capitalização foi de 0,69%, que representa a taxa efetiva do empréstimo.

14.1 Ágio - Incorporação de Sociedade Controladora

O ágio tem como fundamento econômico a expectativa de rentabilidade da exploração da concessão pelo prazo de concessão da Companhia.

15 Fornecedores

	Nota	Circulante 31/12/2012	Circulante 31/12/2011
Suprimento de energia elétrica		285.527	171.674
Energia livre	15.1	31.957	29.455
Encargos de uso da rede elétrica		41.371	46.970
Operações CCEE		31.778	19.201
Materiais e serviços		57.692	58.173
Total		**448.325**	**325.473**

15.1 Energia livre

A ANEEL, através da Resolução Normativa nº 387/09, alterou a metodologia de amortização dos saldos de Perda de Receita e Energia Livre passando a iniciar concomitantemente a partir de janeiro de 2002, limitada ao prazo máximo definido na Resolução ANEEL nº 1/04.

Por meio do Despacho ANEEL nº 2.517/10, foi divulgado o valor a ser liquidado entre os agentes de distribuição e geração, atualizados pela taxa SELIC mensal. Tal liquidação deveria ter sido liquidado até 30 de setembro de 2010.

O pagamento por parte da Companhia encontra-se suspenso por determinação do Tribunal Regional Federal da 1ª Região até que o pedido de liminar formulado nos autos do Mandado de Segurança 91.2010.4.01.3400, impetrado pela Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica - ABRADEE, seja apreciado pelo juízo da 15ª Vara Federal do Distrito Federal.

O passivo está sendo atualizado mensalmente pela variação da taxa SELIC, tendo sido registrado no exercício o valor de R$2.502 (R$3.067 em 2011) em contrapartida a despesa financeira. (Nota 25)

16 Debêntures

16.1 Composição do saldo de Debêntures

Agente Fiduciário	Quantidade de debêntures	Valor nominal unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	31/12/2012 Encargos Circulante	31/12/2012 Principal Não circulante	31/12/2012 Total	31/12/2011 Encargos Circulante	31/12/2011 Principal Não circulante	31/12/2011 Total
SLW Corretora de Valores e Câmbio Ltda.	39.000	10	390.000	01/07/2010	01/07/2010 a 30/06/2016	Recomposição de caixa ao pagamento de dívidas e ao financiamento de capital de giro.	CDI + 1,50%	Principal anual e juros semestral	17.080	390.000	407.080	25.360	390.000	415.360
Custos de emissão								Amortização mensal	(535)	(805)	(1.340)	(535)	(1.450)	(1.985)
Total									**16.545**	**389.195**	**405.740**	**24.825**	**388.550**	**413.375**

O contrato apresenta as cláusulas prevendo rescisão nas seguintes hipóteses:

(i) descumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação referente ao principal e/ou à Remuneração das Debêntures, não sanada em 2 (dois) dias úteis contados da data do inadimplemento;

(ii) descumprimento, pela Emissora, da manutenção dos índices financeiros (a) Dívida bruta em relação ao EBITDA e (b) EBITDA no período de apuração, acrescido de caixa no início do período de apuração, acrescido de linhas de crédito bancárias contratadas e não utilizadas no final do período de apuração, acrescidas do aumento no montante de dívida que tenha sido desembolsada durante o período de apuração em relação à despesa financeira bruta no período de apuração, acrescida da porção da dívida vincenda durante o período de apuração, excluída da receita financeira da variação monetária e acréscimo moratório da energia vendida no período de apuração, excluída da receita financeira de operações de *hedge* e *swap* no período de apuração, atendidos integralmente até o momento);

(iii) pedido de auto-falência formulado pela Emissora;

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

(iv) liquidação, dissolução ou decretação de falência da Emissora ou de sua controladora direta;
(v) se a Emissora propuser plano de recuperação extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; ou se a Emissora ingressar em juízo com requerimento de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente;
(vi) perda da concessão para distribuição de energia elétrica; e
(vii) transformação da Emissora em sociedade limitada;
(viii) descumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação prevista na Escritura de Emissão, exceto as previstas nas alíneas "a" a "g" do subitem "Hipóteses de Vencimento Antecipado" do item "Vencimento Antecipado" acima, não sanada em 30 dias contados da data do inadimplemento;
(ix) vencimento antecipado ou inadimplemento no pagamento de quaisquer obrigações pecuniárias a que esteja sujeita a Emissora, no mercado local ou internacional em que valor unitário ou cumulativo ultrapasse R$40.000.000,00, que possa, de forma comprovada, prejudicar o fiel cumprimento das obrigações da Companhia na Escritura de Emissão;
(x) cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma relevante de reorganização societária que implique na alienação do controle acionário da Emissora, conforme definido no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações, exceto (i) se a referida alienação for para outra empresa do mesmo grupo econômico da Emissora; ou (ii) tenha sido obtida anuência prévia de Debenturistas titulares de Debêntures que representem 2/3 das Debêntures em Circulação; ou (iii) nas hipóteses de cisão, fusão e incorporação seja assegurado o direito previsto no parágrafo 1º do artigo 231 da Lei nº 6.404;
(xi) distribuição de dividendos acima do mínimo obrigatório sempre que a Emissora estiver em descumprimento com qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura de Emissão, no Contrato de Distribuição e/ou nos demais documentos da Oferta; e
(xii) descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro de relação Dívida Bruta/EBITDA, não superior a 3,5 nas datas de apuração, quais sejam 30 de junho e 31 de dezembro de cada ano.

16.2 Mutação das debêntures no exercício:

	Valor líquido em 31/12/2011	Ingressos	Pagamentos de juros	Juros provisionados	Transferências	Custos de transação	Valor líquido em 31/12/2012
Circulante	24.825		(46.485)	38.205	(535)	535	16.545
	24.825	**–**	**(46.485)**	**38.205**	**(535)**	**535**	**16.545**
Não circulante	388.550	110			535		389.195
	388.550	**110**	**–**	**–**	**535**	**–**	**389.195**

Em 31 de dezembro de 2012 a Companhia encontra-se em pleno atendimento de todas as cláusulas restritivas dos *covenants* previstas nos contratos de debêntures.

16.3 Vencimento das parcelas do Circulante e Não circulante:

	Vencimento
Circulante	
2013	16.545
	16.545
Não Circulante	
2014	77.517
2015	155.732
2016	155.946
	389.195
Total	**405.740**

17 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

17.1 Composição do saldo de Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

									31/12/2012					31/12/2011				
									Encargos		Principal			Encargos		Principal		
	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade	*Covenants*	Custo da dívida	Forma de pagamento	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total
Moeda estrangeira																		
BID - Banco Interamericano de Desenvolvimento	USD 100.000	05/03/2004	USD 100.000	15/04/2004 a 15/02/2012	Projetos de Investimentos	i. Dívida total em relação a dívida total mais patrimônio líquido menor ou igual a 0,55; ii. Dívida total em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5; iii. Índice de cobertura do serviço da dívida maior ou igual a 1,2	Libor + 4,375% a.a. + variação cambial	Principal e Juros: Semestrais					–	19		3.052		3.071
(-) BID - Custo da transação	(1.785)		(1.785)	01/09/2006 a 15/02/2012			Libor + 4,375% a.a. + variação cambial						–			(240)		(240)
BEI - Banco Europeu de Investimento	EUR 45.000	17/02/2012	EUR 15.000	19/02/2012 a 17/02/2018	Ampliação e reforço da rede elétrica da área de distribuição da Bandeirante, para manutenção e melhoria da qualidade do abastecimento e para a redução das perdas no sistema.	Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	Libor + 1,2750% a.a.	Principal no final do contrato e Juros semestral	443			40.064	40.507					–
(-) BEI - Custo da transação	(110)	17/02/2012	(110)	19/02/2012 a 17/02/2018				Amortização mensal do custo de transação				(93)	(93)					–
									443	**–**	**–**	**39.971**	**40.414**	**19**	**–**	**2.812**	**–**	**2.831**
Moeda nacional																		
Eletrobrás Reluz - ECF 2617/07	608	09/04/2007	608	30/05/2008 a 30/04/2013	Programa Reluz - Município de Aparecida/SP		5% a.a. + 1,5% a.a. (tx.adm.)	Principal e juros mensal			42		42			125	42	167
Eletrobrás Reluz - ECF 2656/07	3.911	12/12/2007	3.594	30/03/2009 a 28/02/2014	Programa Reluz - Município de Taubaté/SP		5% a.a. + 1,5% a.a. (tx.adm.)	Principal e juros mensal			723	120	843			723	843	1.566
Eletrobrás Reluz - ECF 2657/07	10.036	12/12/2007	9.919	30/05/2010 a 30/04/2015	Programa Reluz - Município de Guarulhos		5% a.a. + 1,5% a.a. (tx.adm.)	Principal e juros mensal			2.000	2.667	4.667			2.000	4.665	6.665
Eletrobrás Reluz - ECF 2658/07	2.946	12/12/2007	2.449	30/03/2009 a 28/02/2014	Programa Reluz - Município de Suzano/SP		5% a.a. + 1,5% a.a. (tx.adm.)	Principal e juros mensal			493	82	575			493	575	1.068
Eletrobrás Reluz - ECF 2779/09	3.517	18/03/2010	2.651	30/08/2012 a 30/07/2017	Programa Reluz - Município de Guaratinguetá/SP		5% a.a. + 1,5% a.a. (tx.adm.)	Principal e juros mensal	3		548	1.965	2.516	7		227	2.430	2.664
Eletrobrás Reluz - ECF 2800/09	3.392	27/05/2010	2.506	30/07/2012 a 30/07/2017	Programa Reluz - Município de Mogi das Cruzes/SP		5% a.a. + 1,5% a.a. (tx.adm.)	Principal e juros mensal	4		524	1.881	2.409			224	2.325	2.549
Eletrobrás LPT -ECFS 019/04	11.523	28/05/2004	9.342	30/08/2006 a 30/07/2016	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1% a.a. (tx.adm.)	Principal e juros mensal			1.065	2.752	3.817			1.064	3.819	4.883
Eletrobrás LPT -ECFS 184/07	12.359	25/06/2007	11.015	30/11/2009 a 30/10/2019	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1% a.a. (tx.adm.)	Principal e juros mensal			1.313	7.663	8.976			371	2.533	2.904
Banco do Brasil e Santander - Cédula de Crédito Bancário	102.000	05/12/2006	102.000	05/06/2007 a 05/12/2013	Capital de Giro	Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	105% do CDI	Principal anual e juros semestral	97		20.400		20.497	335		20.400	20.400	41.135
Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial	30.000	22/06/2011	30.000	22/06/2011 a 06/06/2014	Capital de Giro		100% do CDI	Principal e juros em parcela única no final		4.476		30.000	34.476		1.800		30.000	31.800
BNDES - Banco do Brasil	35.513	27/12/2007	35.513	15/07/2008 a 15/06/2014	Programa de Investimentos de maio de 2006	Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	3,3% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	29		5.937	2.968	8.934	59		5.937	8.905	14.901
BNDES - Banco Santander	35.513	27/12/2007	35.513	15/07/2008 a 15/06/2014	Programa de Investimentos de maio de 2006	Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	3,3% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	29		5.937	2.968	8.934	59		5.937	8.905	14.901
BNDES - BB/CALC	153.283	29/01/2009	121.426	17/02/2010 a 17/06/2019	Programas de investimentos nos segmentos de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica.	Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	4,5% a.a. e de 1,81% a 3,32% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	247		19.864	72.916	93.027	320		18.219	84.718	103.257
									409	**4.476**	**58.846**	**125.982**	**189.713**	**780**	**1.800**	**55.720**	**170.160**	**228.460**
Resultado dos *Swaps*																		
Banco Citibank	Proteção de VC dívida junto ao BID	13/11/2003		15/04/2004 a 15/02/2012	*Hedge* frente ao financiamento do BID.		de 97,94% a 118,94% do CDI	Juros trimestral					–			1.831		1.831
Banco JP Morgan	Proteção de VC dívida junto ao BID	15/03/2004		15/04/2004 a 15/02/2012	*Hedge* frente ao financiamento do BID.		de 98,00% a 109,70% do CDI	Juros trimestral					–			879		879
Goldman Sachs	Proteção de VC e taxa de juros da dívida junto ao BEI	09/02/2012		19/02/2012 a 17/02/2018	*Hedge* frente ao financiamento do BEI.		93,40% do CDI	Juros semestral	810				810					–
									810	**–**	**–**	**–**	**810**	**–**	**–**	**2.710**	**–**	**2.710**
Total									**1.662**	**4.476**	**58.846**	**165.953**	**230.937**	**799**	**1.800**	**61.242**	**170.160**	**234.001**

A forma de realização das dívidas é ao custo e do resultado de Swap é ao mercado.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

17.2 Mutação dos empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas no exercício:

	Valor líquido em 31/12/2011	Ingressos	Pagamentos de principal	Pagamentos de juros	Juros provisionados	Juros capitalizados	Transferências	Ajuste a valor de mercado	Custos de transação	Variação monetária e cambial	Valor líquido em 31/12/2012
Circulante											
Empréstimos e financiamentos	59.331		(59.822)	(16.142)	17.147	(168)	60.147		256	(241)	60.508
Swaps	2.710		(1.450)	(1.318)	59			(259)		258	
	62.041	**–**	**(61.272)**	**(17.460)**	**17.206**	**(168)**	**60.147**	**(259)**	**256**	**17**	**60.508**
Não circulante											
Empréstimos e financiamentos	171.960	49.779			2.676	168	(60.147)	(274)		6.267	170.429
	171.960	**49.779**	**–**	**–**	**2.676**	**168**	**(60.147)**	**(274)**	**–**	**6.267**	**170.429**

17.3 Vencimento das parcelas do Circulante e Não circulante (principal e encargos):

Vencimento	Tipo de moeda Nacional	Estrangeira	Total
Circulante			
2013	59.255	1.253	60.508
	59.255	**1.253**	**60.508**
Não circulante			
2014	66.566		66.566
2015	24.618		24.618
2016	23.507		23.507
2017	11.177		11.177
2018	2.805	39.971	42.776
2019 até 2023	1.785		1.785
	130.458	**39.971**	**170.429**
Total	**189.713**	**41.224**	**230.937**

18 Benefícios pós-emprego

	Circulante 31/12/2012	31/12/2011	Não circulante 31/12/2012	31/12/2011
BSPS - Reservas a amortizar	16.075	18.317	138.363	75.851
Programas assistenciais			6.867	6.867
Previdência privada	1			
	16.076	**18.317**	**145.230**	**82.718**

A Companhia mantém atualmente planos de suplementação de aposentadoria e pensão em favor dos colaboradores e ex-colaboradores, como segue:

Conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 600/09, a contabilização dos passivos oriundos de benefícios pós-emprego, deve ocorrer com base nas regras estabelecidas pelo CPC 33. Para atendimento a essa exigência, a Companhia contratou atuários independentes para realização de avaliação atuarial dos benefícios definidos, segundo o Método do Critério Unitário Projetado.

18.1 Planos de suplementação de aposentadoria e pensão

18.1.1 Planos de Benefício definido e Contribuição variável

Estruturado na modalidade "Saldado, Benefício definido e Contribuição variável", a partir de 1° de junho de 2011, a gestão do Plano de Benefícios PSAP/Bandeirante passou para responsabilidade da EnerPrev, entidade fechada de previdência complementar patrocinada pelas empresas do Grupo EDP - Energias do Brasil que tem por finalidade gerir e administrar um conjunto de planos de benefícios previdenciários em favor dos colaboradores e ex-colaboradores da Companhia, sendo assegurados os direitos e deveres dos participantes, assistidos e pensionistas, previstos no regulamento do PSAP/Bandeirante. O valor de R$154.438 corresponde à parcela de benefícios excedente aos ativos do plano que possui a adesão de 602 colaboradores em 31 de dezembro de 2012.

O plano possui as seguintes características:

(i) Plano de Benefício Suplementar Proporcional Saldado - BSPS - Corresponde aos benefícios proporcionais dos empregados, calculados com base no tempo de serviço até março de 1998. Em decorrência do déficit apurado, a Companhia possui um compromisso que está sendo liquidado financeiramente em 240 meses, contados a partir de setembro de 1997, com base em percentual sobre a folha de salários, podendo ser revisado semestralmente para assegurar a liquidação do saldo no período acima.

Este plano esteve vigente até 31 de março de 1998, possui a característica do tipo Benefício definido, que concede Benefício Suplementar Proporcional Saldado - BSPS, na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos até 31 de março de 1998, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse plano é da Companhia.

(ii) Planos de Benefícios Misto - BD e CD

• Plano BD - vigente após 31 de março de 1998 - Plano do tipo Benefício definido, que concede renda vitalícia reversível em pensão, relativamente ao tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998, na base de 70% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade. No caso de morte em atividade e de entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço passado (inclusive o acumulado até 31 de março de 1998) e, portanto não incluem apenas o tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998. A responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse plano é paritária entre a Companhia e os participantes.

• Plano CD - Implantado junto com o Plano BD vigente após 31 de março de 1998, é um plano previdenciário que, até a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, é do tipo Contribuição definida, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, é que o Plano Previdenciário passa a ser do tipo Benefício definido e, portanto passa a poder gerar responsabilidade atuarial à Companhia.

Conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 600/09, a contabilização dos passivos oriundos de benefícios pós-emprego, deve ocorrer com base nas regras estabelecidas no CPC 33. Para atendimento a essa exigência a Companhia contratou atuários independentes, para realização de avaliação atuarial desses benefícios, segundo o Método do Critério Unitário Projetado.

A avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2012 demonstrou que nos Planos do tipo Benefício definido o valor presente das obrigações atuariais, líquido do valor justo dos ativos, apresenta-se deficitário, conforme demonstrado a seguir na movimentação do exercício do passivo de Benefício definido reconhecido no Balanço patrimonial:

	2012 Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	(Passivo) reconhecido	2011 Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	(Passivo) reconhecido
Saldo inicial reconhecido	(586.920)	492.753	(94.167)	(486.439)	373.195	(113.244)
Custo do serviço corrente	93		93	939		939
Custo dos juros	(58.926)		(58.926)	(51.189)		(51.189)
Rendimento esperado dos ativos		54.480	54.480		43.453	43.453
Ganhos/(perdas) atuariais reconhecidos no PL	(122.405)	50.827	(71.578)	(73.990)	82.364	8.374
Contribuições pagas pela Companhia		15.660	15.660		17.500	17.500
Contribuições pagas pelos empregados	(2.107)	2.107		(1.766)	1.766	
Benefícios pagos pelo plano	27.792	(27.792)		25.525	(25.525)	
Saldo final reconhecido	**(742.473)**	**588.035**	**(154.438)**	**(586.920)**	**492.753**	**(94.167)**
Valor presente das obrigações atuariais	**(742.473)**	**588.035**	**(154.438)**	**(586.920)**	**492.753**	**(94.167)**

O retorno real dos ativos do plano no exercício cresceu substancialmente por valorização daqueles ativos, apurado na avaliação atuarial efetuada em 31 de dezembro de 2012.

A perda atuarial de R$122.405 no valor presente das obrigações apurada na avaliação atuarial efetuada em 31 de dezembro de 2012 foi decorrente principalmente da mudança da taxa de desconto nesta avaliação. Em 2011, houve perda atuarial de R$73.990.

As contribuições da Companhia esperadas para este plano para o exercício de 2013 são de R$16.075.

A despesa líquida com os Planos de Suplementação de Aposentadoria e Pensão da Bandeirante - PSAP/Bandeirante, reconhecida no resultado de 2012 e 2011 em contrapartida a rubrica de Benefícios pós-emprego, tem a seguinte composição:

	2012	2011
Custo do serviço corrente	1.771	1.207
Custo dos juros	58.926	51.189
Rendimento esperado dos ativos	(54.480)	(43.453)
Contribuições esperadas dos empregados	(1.864)	(2.146)
Total	**4.353**	**6.797**

Os ganhos e perdas decorrentes das avaliações atuariais são registrados em Outros resultados abrangentes, no Patrimônio líquido, e reconhecidos no período em que ocorrem. O saldo em 31 de dezembro de 2012 de perda atuarial líquido de Imposto de renda e contribuição social é de R$73.733 (R$26.492 de perda atuarial em 31 de dezembro de 2011).

	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2008
Ajustes de experiência com ativos do plano					
(Ganhos)/Perdas atuariais dos ativos	(50.827)	(82.364)	17.794	(10.854)	16.490
Percentual de (Ganhos)/Perdas relativos ao total de ativos do plano	-8,64%	-16,72%	4,77%	-3,07%	5,28%
Ajustes de experiência com obrigações do plano					
(Ganhos)/Perdas atuariais das obrigações	122.405	73.990	32.761	(16.553)	(9.382)
Percentual de (Ganhos)/Perdas relativos ao total de ativos do plano	16,49%	12,61%	6,73%	-3,85%	-2,22%
Situação do plano					
Valor presente das obrigações total ou parcialmente cobertos	(742.473)	(586.920)	(486.439)	(430.120)	(422.199)
Valor justo dos ativos	588.035	492.753	373.195	354.080	312.153
Situação do plano	**(154.438)**	**(94.167)**	**(113.244)**	**(76.040)**	**(110.046)**

As principais classes de ativos do plano estão segregadas conforme a seguir:

Classe de ativo	31/12/2012 Alocação %	31/12/2011 Alocação %
Títulos de dívida	89,50%	85,60%
Ações	8,40%	11,56%
Imóveis	0,30%	0,36%
Outros	1,80%	2,48%
Total	**100,00%**	**100,00%**

A taxa esperada de retorno dos ativos foi determinada considerando a meta de alocação e expectativa de retorno de cada classe de ativo, conforme demonstrado a seguir:

Classe de ativo	2012 Meta de alocação	Expectativa de retorno	2011 Meta de alocação	Expectativa de retorno
Títulos de dívida	82,40%	10,22%	82,40%	10,84%
Ações	14,40%	16,27%	14,40%	16,31%
Imóveis	0,60%	10,01%	0,60%	10,77%
Outros	2,60%	10,77%	2,60%	10,77%
Total	**100,00%**	**11,10%**	**100,00%**	**11,63%**

Apresenta-se a seguir, a composição do número de participantes do plano:

	31/12/2012	31/12/2011
Participantes ativos	666	749
Participantes assistidos		
Com benefícios diferidos	136	103
Aposentados e pensionistas	653	610
	789	**713**
Total	**1.455**	**1.462**

As principais premissas utilizadas nesta avaliação atuarial foram as seguintes:

Econômicas	2012	2011
Taxa de desconto - nominal	9,30% a.a.	10,25% a.a.
Taxa de retorno esperado dos ativos	11,10% a.a.	11,63% a.a.
Crescimentos salariais futuros	6,90% a.a. até 2016, reduzindo para 5,79% a.a. a partir de 2017	7,59% a.a. até 2015, reduzindo para 5,55% a.a. a partir de 2016
Crescimento do plano de benefícios	5,00% a.a.	4,50% a.a.
Inflação	5,00% a.a.	4,50% a.a.
Demográficas		
Tábua de mortalidade	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1

18.1.2 Plano de suplementação de aposentadoria e pensão: Contribuição definida

A EnerPrev é uma entidade fechada de previdência privada, sem fins lucrativos, que foi constituída no final do exercício de 2006 para administrar de forma centralizada os planos de previdência complementar do Grupo EDP - Energias do Brasil. A EnerPrev administra um plano de benefícios do tipo Contribuição definida próprio cadastrado no CNPB - Cadastro Nacional dos Planos de Benefícios na Superintendência Nacional de Previdência Complementar - Previc e a Companhia administra um plano PGBL contratado este através do Bradesco Vida e Previdência S.A., não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia no exercício. O plano de custeio é sustentado paritariamente por contribuições da patrocinadora e do participante, conforme regulamento do plano.

Na qualidade de Patrocinadora, a Companhia contribuiu no exercício com R$631 (R$561 em 2011).

Esse plano em 31 de Dezembro de 2012 tem a adesão de 326 colaboradores.

19 Obrigações estimadas com pessoal

	31/12/2012	31/12/2011
Folha de pagamento	19.113	18.566
INSS e FGTS	3.548	3.298
Total	**22.661**	**21.864**

Na rubrica Folha de pagamento estão contempladas provisões de férias e a provisão para participação nos lucros e resultados do exercício.

20 Encargos regulamentares e setoriais

As obrigações a recolher, derivadas de encargos estabelecidos pela legislação do setor elétrico, são as seguintes:

	Nota	Saldo em 31/12/2011	Adições	Atualização monetária	Pagamentos	Baixa	Saldo em 31/12/2012
Quota de reserva global de reversão - RGR		12.130	19.443		(28.910)		2.663
Quota da conta de consumo de combustíveis - CCC		17.749	195.464		(204.227)		8.986
Juros sobre fundo de reversão		73	875		(875)		73
Conta de desenvolvimento energético - CDE		11.952	157.976		(156.763)		13.165
Encargos tarifários (ECE/ EAEEE)		3.051			(74)		2.977
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	20.1	30.563	11.643	864	(6.609)	(2.139)	34.322
Programa de eficiência energética - PEE	20.1	54.668	11.609	702		(38.682)	28.297
Taxa de fiscalização - ANEEL		524	6.306		(6.301)		529
Outros encargos	20.2	1.091	6.965		(6.596)		1.460
Total		**131.801**	**410.281**	**1.566**	**(410.355)**	**(40.821)**	**92.472**
Circulante		130.916					85.484
Não circulante		885					6.988
Total		**131.801**					**92.472**

20.1 Pesquisa e desenvolvimento - P&D e Programa de eficiência energética - PEE

Os gastos com P&D e PEE efetuados pela Companhia são apurados nos termos da legislação setorial dos contratos de concessão de energia elétrica e são regulamentados pelas Resoluções Normativas ANEEL nº 316/08, aplicada até outubro de 2012 e alterada pela Resolução Normativa nº 504/12, referente à Pesquisa e Desenvolvimento e nº 300/08, referente ao Programa de Eficiência Energética. A Companhia tem a obrigação de aplicar 1% da Receita operacional líquida ajustada em conformidade com os critérios definidos pela ANEEL, registrando mensalmente, por competência, o valor do passivo. O passivo é atualizado mensalmente pela variação da taxa SELIC até o mês de realização dos gastos, que são alocados na rubrica Serviços em curso (Nota 10.2), e são baixados quando da conclusão dos projetos de P&D e PEE.

20.2 Outros encargos

A Lei nº 12.111/09, regulamentada pelos Ofícios circulares nº 965/10-SFF/ANEEL e 648/10-SAF/ANEEL, estabeleceu às concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica a obrigatoriedade de recolhimento adicional de 0,3% da Receita operacional líquida exigida no período de janeiro de 2010 a dezembro de 2012 utlizando-se do mesmo critério de constituição de passivo de P&D, para fins de ressarcimento às Unidades da Federação que tiveram perda de receita decorrente da arrecadação de ICMS incidente sobre combustíveis fósseis utilizados para geração de energia elétrica, em virtude da interligação ao Sistema Interligado Nacional.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

21 Provisões

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	6.404	6.874	68.675	80.685
Licenças Ambientais		26		
Total	**6.404**	**6.900**	**68.675**	**80.685**

21.1 Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas

A Companhia é parte em ações judiciais e processos administrativos perante vários tribunais e órgãos governamentais, decorrentes do curso normal das operações, envolvendo questões tributárias, trabalhistas, aspectos cíveis e outros assuntos.

21.1.1 Risco de perda provável

A Administração, com base em informações de seus assessores jurídicos e na análise das demandas judiciais pendentes, constituiu provisão em montante considerado suficiente para cobrir as perdas estimadas como prováveis para as ações em curso, como segue:

		Passivo							Ativo	
				Baixas					Depósito Judicial (Nota 9)	
	Instâncias	Saldo em 31/12/2011	Adições	Pagamentos	Reversões	Atualizações Monetárias	Reclassificação	Saldo em 31/12/2012	31/12/2012	31/12/2011
Trabalhistas	1ª, 2ª e 3ª	18.484	8.803	(10.181)	(2.084)	3.654		18.676	3.012	1.100
Cíveis	1ª, 2ª, 3ª e Adm	56.801	8.014	(10.954)	(10.369)	6.385	(6.548)	43.329	23.483	23.153
Fiscais	1ª, 2ª, 3ª e Adm	12.274	126		(406)	41	(7.531)	4.504		
Outros			1.490	(3.391)		3.923	6.548	8.570		
Total		**87.559**	**18.433**	**(24.526)**	**(12.859)**	**14.003**	**(7.531)**	**75.079**	**26.495**	**24.253**
Circulante		6.874						6.404		
Não circulante		80.685						68.675	26.495	24.253
Total		**87.559**						**75.079**	**26.495**	**24.253**

21.1.1.1 Trabalhistas

Contemplam ações ajuizadas correspondentes aos períodos posteriores a 1º de janeiro de 1998, conforme protocolo de cisão parcial da Eletropaulo - Eletricidade de São Paulo S.A. Subsequentemente, nos termos do Protocolo de Cisão Parcial da Bandeirante ocorrida em 1º de outubro de 2001, cada concessionária (Bandeirante e Piratininga) é responsável pelas obrigações correspondentes aos empregados alocados nas respectivas regiões assumidas por cada companhia, enquanto que as ações corporativas serão assumidas na proporção percentual dos controladores (Bandeirante e Piratininga) determinada no respectivo protocolo de cisão.

Incluem também diversas ações que questionam, entre outros, pagamentos de horas extras e adicional de periculosidade.

21.1.1.2 Cíveis

Referem-se, principalmente, a pedidos de restituição dos valores pagos a título de majoração tarifária, efetuados pelos consumidores industriais em decorrência da aplicação das Portarias DNAEE nº 38/86 e nº 45/86 - Plano Cruzado, que vigoraram de março a novembro daquele ano. Os valores originais estão atualizados de acordo com a sistemática praticada no âmbito do Poder Judiciário. O saldo em 31 de dezembro de 2012 é de R$37.158 (R$47.105 em 31 de dezembro de 2011), destacando-se:

Processos movidos pela White Martins, quais sejam:

• Processo nº 2000.001.127615-0, em trâmite na 10ª Vara Cível do Foro Central da Comarca do Rio de Janeiro que discute a existência de reflexos decorrentes da vigência das Portarias nºs 38/86 e 45/86 do extinto DNAEE, nas tarifas de consumo de energia elétrica, relativo ao período de setembro de 2000 em diante. No mês de abril de 2010, a Companhia cumpriu determinação judicial de substituição da garantia processual existente, de carta-fiança por depósito bancário no montante de R$60.951 e em junho de 2011 foi efetuado o complemento do depósito judicial no valor de R$10.627. A Companhia apresentou diversas manifestações e recursos visando a suspensão da execução do montante, bem como para reverter a determinação de desconto do percentual de 16,66% nas faturas mensais da White Martins, até que, em 8 de junho de 2011, foi autorizado o levantamento, em pagamento, do valor de R$60.951 depositado inicialmente, sem prestação de caução. No dia 10 de junho de 2011, a White Martins realizou o levantamento do referido depósito atualizado monetariamente no montante de R$66.072. Não obstante o levantamento do referido depósito, permanece depositado judicialmente o montante de R$10.627, havendo ainda recursos pendentes perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro e o Superior Tribunal de Justiça discutindo a questão. O registro contábil foi efetuado de forma a apresentar a redução do depósito judicial contra uma redução da provisão constituída para esta contingência. O saldo remanescente em 31 de dezembro de 2012 é de R$13.994 (R$11.407 em 31 de dezembro de 2011).

• Processo nº 583.00.2000.577510-1, em trâmite na 32ª Vara Cível do Foro central da Comarca de São Paulo que discute a legalidade da majoração tarifária instituída pelas Portarias nºs 38/86 e 45/86 do DNAEE, e a consequente devolução dos valores supostamente pagos a maior durante o período de congelamento de preços (fevereiro a novembro de 1986). No mês de fevereiro de 2012, a autora iniciou a execução da sentença condenatória e apresentou os cálculos do valor da condenação, qual seja, R$6.375. Em contrapartida, a Companhia realizou depósito judicial em garantia do referido valor, porém apresentou também impugnação aos cálculos da White Martins, visando sua redução para aproximadamente R$5,7 milhões. Tendo em vista o acolhimento da impugnação da Companhia, realizamos a baixa do valor provisionado no valor atualizado do depósito judicial. Em 13 de agosto de 2012, a White Martins efetuou o levantamento do montante atualizado de R$5.889 e a Bandeirante levantou o saldo remanescente no valor de R$703. Aguarda-se arquivamento da ação. Não há saldo provisionado em 31 de dezembro de 2012 (R$13.213 em 31 de dezembro de 2011).

21.1.1.3 Fiscais

A Companhia possui processos relativos à exigência de ICMS na conta de energia, avaliados como perda provável. Esses casos representam em 31 de dezembro de 2012 o valor de R$4.285 (R$12.274 em 31 de dezembro de 2011).

Há também discussão administrativa sobre exigência relativa à suposta utilização de crédito indevido de ICMS, com origem no estorno de débito de notas fiscais canceladas, cuja provisão em 31 de dezembro de 2012 é de R$219 (em 31 de dezembro de 2011 não havia essa provisão).

21.1.1.4 Outros

Refere-se principalmente a autos de infração editados pela ANEEL em processo de fiscalização que encontram-se em fase de recurso pela Companhia, no valor de R$5.548.

21.1.2 Risco de perda possível

Existem processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento, cuja perda foi estimada como possível, periodicamente reavaliados, não requerendo a constituição de provisão nas demonstrações financeiras, demonstrados a seguir:

				Ativo	
				Depósito Judicial (Nota 9)	
	Instâncias	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Trabalhistas	1ª, 2ª e 3ª	42.736	31.943	1.098	726
Cíveis	1ª, 2ª, 3ª e Adm	167.378	136.889	1.746	1.681
Fiscais	1ª, 2ª, 3ª e Adm	455.721	280.917	7.933	6.447
Outros		2.673			
Total		**668.508**	**449.749**	**10.777**	**8.854**

Dentre as principais causas com risco de perda avaliadas como possível, destacamos as seguintes ações:

21.1.2.1 Cíveis

A Companhia é parte no processo nº 2006.209.009405-0, em trâmite na 7ª Vara Cível do Foro Central da Comarca do Rio de Janeiro, movido pela White Martins, que discute a existência de reflexos decorrentes da vigência das Portarias nºs 38/86 e 45/86 do extinto DNAEE, nas tarifas de consumo de energia elétrica, relativo ao período de dezembro de 1986 a setembro de 2000. Em 23 de setembro de 2011, foi proferida sentença desfavorável à Companhia julgando procedente o pedido da parte autora, acrescido de correção monetária e juros de mora, a partir de 1º de junho de 2011. Contra tal decisão, a Bandeirante interpôs recurso de apelação, ao qual foi dado parcial provimento para o fim de limitar a condenação da Bandeirante ao período de vigência da Portaria nº 153/86 (vigente até março/87). Em face da referida decisão, a Companhia opôs embargos de declaração, os quais pendem de julgamento. Importante ressaltar que há entendimento pacífico nos tribunais superiores no sentido de que só é devida a devolução dos valores pagos no período do congelamento de preços, período este não discutido nesta ação, motivo pelo qual o grau de risco foi mantido em possível. O valor estimado em 31 de dezembro de 2012 é de R$76.017 (R$61.967 em 31 de dezembro de 2011).

A Companhia é parte na ação cível pública nº 26725-92.2009.4.01.3800, em trâmite na 3ª Vara Cível do Foro Central da Comarca de Belo Horizonte, movida pela ADIC - Associação de Defesa de Interesses Coletivo, que pleiteia indenização por danos materiais em razão de reajuste tarifário (Parcela "A"). A Companhia aguarda o julgamento dos recursos interpostos pela defensoria pública da União pelo Ministério Público Federal contra a decisão que determinou a exclusão das concessionárias do polo passivo da ação. O valor estimado em 31 de dezembro de 2012 é de R$48.556 (R$41.071 em 31 de dezembro de 2011).

21.1.2.2. Fiscais

Dentre as principais causas com risco de perda avaliada como possível, destaca-se a discussão na esfera administrativa sobre créditos de ICMS utilizados pela Companhia no período de julho a dezembro de 2003, referente a valores de "Anulação/Devolução de Venda de Energia Elétrica" no montante de R$111.498 em 31 de dezembro de 2012 (R$102.887 em 31 de dezembro de 2011). A Bandeirante apresentou defesa e aguarda julgamento. O valor de risco sofre acréscimo expressivo em razão dos critérios de atualização da Lei Estadual nº 13.918/09 e Resolução SF nº 98/10.

Possui ainda, discussão administrativa relativa à suposta utilização de crédito indevido de ICMS, com origem no estorno de débito de notas fiscais canceladas, em 31 de dezembro de 2012 no valor de R$22.556 (em 31 de dezembro de 2011 não havia essa provisão). A Companhia apresentou defesa e aguarda julgamento.

A Companhia possui outras contingências fiscais em 31 de dezembro de 2012 no montante estimado de R$167.977 (R$145.121 em 31 de dezembro de 2011), referentes à discussão administrativa de compensações não homologadas de créditos decorrentes de pagamento a maior efetuados em 2001 com relação ao IRPJ, CSLL, PIS e COFINS, em consequência da aplicação do Parecer COSIT nº 26/02 (impostos sobre RTE).

A Companhia ajuizou medida judicial relativa à COFINS do período de 1993 a 1995, em litisconsórcio com AES Eletropaulo. A questão versa sobre o direito ao aproveitamento da anistia trazida pelas Medidas Provisórias nºs 1858-6 e 1858-8, concedida aos contribuintes que deixaram de recolher tributos por entendê-los indevidos. No julgamento de 2ª Instância, foi confirmado parcialmente o direito à anistia, excluindo-se a parcela atinente aos encargos do Decreto-Lei nº 1.025/69. Os advogados externos que patrocinam a ação classificaram a contingência referente aos encargos da Procuradoria da União como perda possível. O valor em 31 de dezembro de 2012 é de R$102.485 (em 31 de dezembro de 2011, os encargos não eram classificados como perda possível). Atualmente o processo aguarda julgamento de Recurso aos Tribunais Superiores.

21.1.3 Risco de perda remota

Adicionalmente, existem processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento cuja perda foi estimada como remota e para estas ações o saldo dos depósitos judiciais em 31 de dezembro de 2012 é de R$22.435 (R$20.166 em 31 de dezembro de 2011).

Considerando o disposto no item 86 do CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, a Companhia não necessita efetuar o detalhe das suas contingências classificadas como remotas. Entretanto por se tratar de uma ação recente e pelo fato gerador do principal estar a decorrer, sem perspectiva de término no médio prazo e dada a materialidade do saldo, a Companhia entende que deve proceder à divulgação da ação fiscal abaixo.

21.1.3.1 Fiscais

A Companhia, através do Sindicato da Indústria da Energia no Estado de São Paulo - SindiEnergia, ajuizou dois Mandados de Segurança Coletivos contra a Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo, visando à suspensão dos efeitos dos Decretos nºs 55.421/10 e 55.867/10. Ambos os processos possuem sentença favorável, sendo que em um dos casos já houve julgamento de recurso de apelação pelo Tribunal de Justiça de São Paulo, no qual foi confirmada a sentença favorável às Distribuidoras. No segundo caso, aguarda-se conclusão do julgamento de 2ª Instância. A Companhia e seus consultores externos avaliam o caso como perda remota. O valor estimado em 31 de dezembro de 2012, nos termos dos Decretos, é de R$ 117.031 (em 31 de dezembro de 2011, o contencioso ainda não havia sido instautrado).

22 Patrimônio líquido

22.1 Capital social

O Capital social é de R$254.628 em 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2011, e está representado por 39.091.735.037 ações ordinárias, sem valor nominal, integralmente detidas pela EDP - Energias do Brasil. A Companhia não possui capital autorizado, conforme estatuto social.

22.2 Destinação do lucro

As ações têm direito a dividendos mínimos de 25% do lucro líquido ajustado, na forma da lei, podendo a ele ser imputado o valor dos Juros Sobre Capital Próprio - JSCP pagos ou creditados, individualmente aos acionistas, a título de remuneração do capital próprio, integrando o montante dos dividendos a distribuir pela Companhia, para todos os efeitos legais e nos termos da Lei nº 9.249/95, e regulamentação posterior.

Foi aprovada em Assembleia Geral Ordinária, realizada em 09 de abril de 2012, a destinação do lucro líquido com distribuição de dividendos no valor de R$178.473 e JSCP no valor de R$42.892 referentes ao exercício de 2011. Conforme Assembleia Geral Extraordinária realizada em 19 de dezembro de 2012, foi aprovada a reversão de parte dos dividendos do exercício de 2011 para a reserva de retenção de lucros no valor de R$161.181. Em novembro de 2012 foram pagos a título de dividendos R$17.292 e JSCP no valor de R$42.892, à acionista titular de ações ordinárias da Companhia na data-base da Assembleia Geral Ordinária.

	31/12/2012
Lucro líquido apurado no exercício	**80.968**
Lucro líquido ajustado	80.968
Destinação do lucro:	**80.968**
Dividendos intermediários - JSCP	40.963
Reserva de lucros	40.005
Quantidade de ações	39.091.735.037
Dividendos por ação - R$ - JSCP	**0,00105**

Em 18 de dezembro de 2012, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de juros sobre capital próprio, no montante bruto de R$40.963, imputáveis aos dividendos a serem distribuídos pela Companhia em data de pagamento a ser deliberada.

22.3 Reservas

	Nota	31/12/2012	31/12/2011
Reservas de capital			
Doações e subvenções para investimento		177.342	177.342
Incentivos fiscais		787	787
Ágio na incorporação de sociedade controladora		156.599	156.599
Total		**334.728**	**334.728**
Reservas de lucros			
Legal		50.925	50.925
Retenção de lucros		212.741	11.555
Dividendo adicional proposto			166.024
Outras reservas de lucro	22.3.2	(73.733)	(26.492)
Total		**189.933**	**202.012**
		524.661	**536.740**

22.3.1 Reservas de capital - Doações e subvenções para investimento

Constituídas originalmente na Eletropaulo - Eletricidade de São Paulo S.A., tendo sido vertidas na proporção do Patrimônio líquido no processo de cisão realizada pela referida antecessora, ocorrido a partir de 1° de janeiro de 1998, e que deu origem ao início das operações da Companhia.

Essas reservas de capital foram constituídas basicamente por:

(i) Despesa de remuneração das imobilizações em curso:

Decorrentes da contabilização da remuneração da parcela de capital próprio incorporado ao custo do ativo imobilizado em curso, com amparo na regulamentação e Plano de contas contábil setorial vigente e, principalmente, através da Portaria DNAEE nº 250/85, tendo sido registrada em contrapartida à rubrica de Reservas de capital no Patrimônio líquido; e

(ii) Conta de resultados a compensar - CRC:

A Conta de resultados a compensar teve origem na contabilização de crédito relativo aos efeitos do reconhecimento ao direito da compensação dos déficits de remuneração setorial mínima assegurada e que foi reconhecida quando da mudança do regime de remuneração das empresas concessionárias do serviço público de energia elétrica, que substituiu o regime do custo do serviço para o atual modelo de remuneração e controle pelos preços. Com amparo na Lei nº 8.631/93, essa contabilização foi efetuada em contrapartida à rubrica de Reservas de capital no Patrimônio líquido.

22.3.2 Outros resultados abrangentes

Referem-se à contabilização de passivos oriundos de Benefícios pós-emprego relativos a ganhos e perdas atuariais, conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 600/09 e regras estabelecidas no CPC 33, deduzido do respectivo Imposto de renda e Contribuição social diferidos.

A movimentação de Outros resultados abrangentes no exercício é a seguinte:

	Saldo em 31/12/2011	Ganhos	Perdas	Provisão IRPJ/CSLL	Transferência para reserva	Saldo em 31/12/2012
Ganhos e perdas atuariais - benefícios pós-emprego	–	19.529	(91.107)	24.337	47.241	–
	–	**19.529**	**(91.107)**	**24.337**	**47.241**	**–**

22.3.3 Reserva de retenção de lucros

A Reserva de retenção de lucros tem sido constituída em conformidade com o artigo 196 da Lei nº 6.404/76, para viabilizar os Programas de Investimentos da Companhia, previstos nos orçamentos de capital submetidos e aprovados nas Assembleias Gerais Ordinárias.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

23 Receita

	Nº de consumidores (*)		MWh (*)		R$	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011 Reclassificado
Fornecimento (**)						
Residencial	1.458.722	1.415.879	3.374.935	3.260.568	1.158.093	1.102.266
Industrial	11.711	11.348	2.973.313	3.194.680	777.889	843.522
Comercial	110.378	97.927	2.025.909	1.847.221	612.181	562.079
Rural	8.072	8.124	84.183	83.595	18.767	18.471
Poder público	8.649	8.373	322.565	304.642	100.939	96.026
Iluminação pública	2.297	2.184	315.233	304.070	58.845	56.394
Serviço público	1.301	1.224	297.301	271.959	63.434	59.245
Consumo próprio	169	137	5.821	4.382		
(–) Transferência para TUSD - clientes cativos					(1.368.834)	(1.327.490)
Fornecimento não Faturado					22.370	4.004
	1.601.299	**1.545.196**	**9.399.260**	**9.271.117**	**1.443.684**	**1.414.517**
Suprimento de energia elétrica	2	2	44.376	42.024	2.402	2.083
Energia de curto prazo			209.556	443.308	27.931	7.921
	2	**2**	**253.932**	**485.332**	**30.333**	**10.004**
Total Fornecimento e suprimento	**1.601.301**	**1.545.198**	**9.653.192**	**9.756.449**	**1.474.017**	**1.424.521**
Disponibilização do Sistema de Distribuição	**140**	**98**	**5.349.317**	**5.412.538**	**1.757.608**	**1.723.222**
TUSD - outros	140	98	5.349.317	5.412.538	390.092	393.860
TUSD - clientes cativos					1.368.834	1.327.490
TUSD - não faturado					(1.318)	1.872
Receita de construção					96.783	174.082
Outras receitas operacionais					49.903	47.744
Subtotal	**1.601.441**	**1.545.296**	**15.002.509**	**15.168.987**	**3.378.311**	**3.369.569**
(–) Deduções à receita operacional						
P&D					(23.252)	(23.779)
Outros encargos					(36.346)	(31.607)
CCC					(195.464)	(194.012)
CDE					(157.976)	(143.424)
RGR					(19.443)	(17.201)
PIS/COFINS					(388.394)	(374.566)
ICMS					(159)	(139)
ISS					(188)	(134)
Subtotal	**–**	**–**	**–**	**–**	**(821.222)**	**(784.862)**
Receita	**1.601.441**	**1.545.296**	**15.002.509**	**15.168.987**	**2.557.089**	**2.584.707**

(*) Não auditado pelos auditores independentes.

(**) As receitas de fornecimento e disponibilização de sistema de distribuição (TUSD) estão apresentadas líquidas de ICMS.

23.1 Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente

A ANEEL através da REN n° 463/11, determinou que os valores provenientes do faturamento de multas por Ultrapassagem de Demanda e consumo de Energia Reativa Excedente, a partir da data contratual de revisão tarifária referente ao 3° ciclo de revisões tarifárias, no caso da Companhia, a partir de 23 de outubro de 2011, determinou a contabilização como Obrigações especiais anteriormente registrado como Receita operacional em curso dos valores provenientes e por ocasião do 4° ciclo de revisões tarifárias, 2015 no caso da Companhia, o valor acumulado nessa subconta, até a data do laudo de avaliação os ativos, deverá ser transferido para a conta normal de Obrigações especiais, quando então, receberá o tratamento usual da contrapartida da depreciação dos respectivos ativos alocados como investimentos originários dessas Obrigações especiais.

Não obstante a essa determinação a Companhia, por meio da ABRADEE, contestou judicialmente o tratamento dessas receitas.

No dia 8 de fevereiro de 2012, a antecipação de tutela requerida pela ABRADEE na Ação Ordinária nº 003357.85.2012.4.01.3400, em curso junto a 6ª Vara da JFDF, foi integralmente concedida. A decisão judicial foi no sentido de: a) suspender o tratamento das receitas de ultrapassagem de demanda e excedentes de reativos constantes dos §§ 9 a 11 do item 3.1.1 ("Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativo") do item 3.1 ("Receitas Inerentes ao Serviço de Distribuição") do Submódulo 2.7 ("Outras Receitas") anexo à Resolução Normativa ANEEL nº 463/11; b) suspender a determinação de contabilização em separado dessas receitas como se obrigações especiais fossem; e c) deferir tutela de caráter inibitório para determinar que a ANEEL abstenha-se de praticar qualquer ato tendente a exigir cumprimento das referidas disposições (o que impede a adoção de medidas outras destinadas a produzir o mesmo efeito).

No dia 19 de junho de 2012, o Juiz Convocado junto ao TRF-1, concedeu efeito suspensivo a Agravo de Instrumento interposto pela ANEEL, pelo que foi suspensa a antecipação de tutela originalmente concedida em primeiro grau e, com isso, restabeleceu-se a eficácia da Resolução Normativa ANEEL nº 463/11.

Na opinião dos assessores jurídicos, a probabilidade de perda dessa ação é remota, no entanto, a Companhia efetuou o registro contábil da Obrigação especial. O saldo em 31 de dezembro de 2012 é de R$50.132 (R$7.287 em 31 de dezembro de 2011).

24 Gastos operacionais

	2012							2011
	Custo do serviço			Despesas operacionais				
	Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	Com vendas	Gerais e administrativas	Outras	Total	Total Reclassificado
Não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda								
Moeda estrangeira - Itaipu	269.919						269.919	231.733
Moeda nacional	1.229.940						1.229.940	946.019
Encargos de uso da rede elétrica	422.575						422.575	369.460
Taxa de fiscalização						6.306	6.306	6.139
	1.922.434	**–**	**–**	**–**	**–**	**6.306**	**1.928.740**	**1.553.351**
Gerenciáveis								
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada		84.594	109		38.098		122.801	108.260
Material		9.794	1.007		1.037		11.838	12.598
Serviços de terceiros		83.638	2.617		48.799		135.054	142.107
Depreciação					23		23	37
Amortização		72.921			9.157		82.078	74.157
Provisão p/créd. liq. duvidosa/perdas líquidas				22.636			22.636	17.641
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas						5.573	5.573	32.934
Aluguéis e arrendamentos		14			4.165		4.179	3.105
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens						6.513	6.513	32.476
Valor justo do ativo financeiro indenizável						(24.534)	(24.534)	
Custo com construção da infraestrutura			96.783				96.783	174.082
Outras		2.107	25		18.900	9.385	30.417	26.790
	–	**253.068**	**100.541**	**22.636**	**120.179**	**(3.063)**	**493.361**	**624.187**
Total	**1.922.434**	**253.068**	**100.541**	**22.636**	**120.179**	**3.243**	**2.422.101**	**2.177.538**

25 Resultado financeiro

	2012	2011 Reclassificado
Receitas financeiras		
Renda de aplicações financeiras	2.325	10.387
Variação monetária e acréscimo moratório da energia vendida	48.679	46.041
Operações de *swap* e *hedge*	4.271	
Atualização monetária depósitos judiciais	618	8.299
Atualização monetária depósitos judiciais - REFIS	1.981	563
SELIC sobre tributos e contribuições sociais compensáveis	2.326	4.272
Marcação a mercado - MTM	533	
Descontos obtidos	525	351
Ajustes a valor presente	(4.508)	2.543
Outras receitas financeiras	14.396	9.521
	71.146	**81.977**
Despesas financeiras		
Variação monetária e acréscimo moratório da energia comprada	(2.586)	(146)
Encargos de dívidas	(56.768)	(73.634)
Variações monetárias moeda nacional		(1)
Variações monetárias moeda estrangeira	(6.024)	(8.959)
Juros e multa sobre ICMS	(756)	(1.261)
Operações de *swap* e *hedge*		(1.165)
Provisões e atualizações monetárias cíveis, fiscais e trabalhistas	(13.502)	(58.820)
SELIC - Energia Livre	(2.502)	(3.067)
Atualizações monetárias - REFIS	(3.132)	(8.987)
Marcação a mercado - MTM		(239)
Benefícios pós-emprego	(4.611)	(7.853)
(–) Juros capitalizados	4.260	10.743
Outras despesas financeiras	(7.914)	(16.604)
	(93.535)	**(169.993)**
Total	**(22.389)**	**(88.016)**

26 Imposto de renda e contribuição social

	Imposto de Renda		Contribuição Social	
	2012	2011	2012	2011
Lucro antes do IRPJ e CSLL	112.599	319.153	112.599	319.153
Alíquota	25%	25%	9%	9%
IRPJ e CSLL	**(28.150)**	**(79.788)**	**(10.134)**	**(28.724)**
Ajustes para refletir a alíquota efetiva				
IRPJ e CSLL sobre adições e exclusões permanentes				
Doações	(269)	(282)	(97)	(101)
Perdas indedutíveis	(5.390)	85	(1.941)	31
Multas indedutíveis	(15)	(17)	(5)	(6)
Despesas indedutíveis		(186)		(67)
Gratificações a administradores	(160)	(172)	(58)	(61)
Pesquisa e desenvolvimento		243		87
Programa REFIS		(1.462)		(526)
Juros sobre o capital próprio	10.240	10.723	3.687	3.861
(Adição) Reversão de diferenças permanentes		(853)		(306)
Ajustes na DIPJ referente exercício social anterior	259	36	79	13
Adicional IRPJ	24	24		
Programa de Alimentação do Trabalhador	133	171		
Incentivo Cultural e Artístico	133	1.025		
Doações aos Fds Direitos da Criança e do Adolescente	33			
Despesa de IRPJ e CSLL	**(23.162)**	**(70.453)**	**(8.469)**	**(25.799)**
Alíquota efetiva	20,57%	22,07%	7,52%	8,08%

27 Resultado por ação

O resultado básico por ação da Companhia para os exercícios apresentados é calculado pela divisão do resultado atribuível aos titulares de ações ordinárias da Companhia pelo número médio ponderado de ações ordinárias em poder dos acionistas.

No exercício de 2012, a Companhia não operou com instrumentos financeiros passivos conversíveis em ações da própria Companhia ou transações que gerassem efeito dilutivo ou antidilutivo sobre o resultado por ação do período. Dessa forma, o resultado "básico" por ação que foi apurado para o período é igual ao resultado "diluído" por ação segundo os requerimentos do CPC 41. O cálculo do resultado "básico e diluído" por ação é demonstrado na tabela a seguir:

	2012	2011
Resultado líquido do exercício atribuível aos acionistas controladores da Companhia	80.968	222.901
Média ponderada do número de ações ordinárias em poder dos acionistas controladores (mil)	39.091.735	39.091.735
Resultado básico e diluído por ações (reais/ação)	**0,00207**	**0,00570**

28 Instrumentos financeiros

Em atendimento aos Ofício-Circular/CVM/SNC/SEP nº 3/09, Ofício-Circular/CVM/SNC/SEP nº 2/11 e Instrução CVM nº 475/08, a Companhia efetuou avaliação de seus instrumentos financeiros, inclusive os derivativos, quando aplicável.

28.1 Considerações gerais

A Companhia mantém operações com instrumentos financeiros. A administração desses instrumentos é efetuada por meio de estratégias operacionais e controles internos visando assegurar crédito, liquidez, segurança e rentabilidade. A contratação de instrumentos financeiros com o objetivo de proteção é feita por meio de uma análise periódica da exposição aos riscos financeiros (câmbio, taxa de juros e etc.), a qual é reportada regularmente através de relatórios de risco disponibilizados à Administração. Em atendimento à Política de Gestão de Riscos Financeiros do Grupo EDP - Energias do Brasil, e com base nas análises periódicas consubstanciadas nos relatórios de risco, são definidas estratégias específicas de mitigação de riscos financeiros, as quais são aprovadas pela Administração, para operacionalização da referida estratégia.

A política de controle consiste em acompanhamento permanente das condições contratadas versus condições vigentes no mercado através de sistemas operacionais integrados à plataforma SAP. A Companhia não efetua aplicações de caráter especulativo, em derivativos ou quaisquer outros ativos de risco. Os resultados obtidos com estas operações estão condizentes com as políticas e estratégias definidas pela Administração da Companhia.

A administração dos riscos associados a estas operações é realizada através da aplicação de políticas e estratégias definidas pela Administração e incluem o monitoramento dos níveis de exposição de cada risco de mercado, previsão de fluxos de caixa futuros e estabelecimento de limites de exposição. Essa política determina também que a atualização das informações em sistemas operacionais, assim como a confirmação e operacionalização das transações junto às contrapartes, sejam feitas com a devida segregação de funções.

28.2 Valor justo

Valor justo é o montante pelo qual um ativo poderia ser trocado ou um passivo liquidado, entre partes com conhecimento do negócio e interesse em realizá-lo, em uma transação na qual não há favorecidos.

O conceito de valor justo trata de inúmeras variações sobre métricas utilizadas com o objetivo de mensurar um montante em valor confiável, para isso, alguns modelos matemáticos foram desenvolvidos.

Para apuração do valor justo, a Companhia projeta os fluxos dos instrumentos financeiros até o término das operações seguindo as regras contratuais, inclusive para taxas pós-fixadas e utiliza como taxa de desconto o DI futuro divulgado pela BM&FBovespa. Algumas rubricas apresentam saldo contábil equivalente ao valor justo, essa situação acontece em função desses instrumentos financeiros possuírem características substancialmente similares aos que seriam obtidos se fossem negociados no mercado ou por possuírem realização no curto prazo.

As operações com instrumentos financeiros estão apresentadas no balanço da Companhia pelo seu valor contábil que equivale ao seu valor justo, exceto para determinados empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas, que neste caso, o valor contábil pode diferir do seu valor justo.

	Valor justo		Valor contábil	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Ativos financeiros				
Circulante				
Caixa e equivalentes de caixa	111.544	191.654	111.544	191.654
Consumidores e concessionárias	601.889	453.640	601.889	453.640
Cauções e depósitos vinculados	327	149	327	149
Não circulante				
Ativo financeiro indenizável	238.834	188.432	238.834	188.432
Consumidores e concessionárias	31.363	52.943	31.363	52.943
Partes relacionadas	1.033	1.421	1.033	1.421
Cauções e depósitos vinculados	161	516	161	516
Outros créditos - Derivativos	6.297		6.297	
Total Ativo	**991.448**	**888.755**	**991.448**	**888.755**
Passivos financeiros				
Circulante				
Fornecedores	448.325	325.473	448.325	325.473
Debêntures	16.545	24.825	16.545	24.825
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	59.785	59.922	60.508	59.331
Derivativos		2.710		2.710
Não circulante				
Debêntures	389.195	388.550	389.195	388.550
Empréstimos e financiamentos	168.392	166.084	170.429	171.960
Partes relacionadas	3.714	856	3.714	856
Total Passivo	**1.085.956**	**968.420**	**1.088.716**	**973.705**

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

As informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos são divulgadas a seguir levando em consideração seus prazos e relevância de cada instrumento financeiro.

Para Caixa e equivalentes de caixa, são aplicadas políticas de risco da administração onde o saldo é apresentado pelo valor justo que equivale ao custo acrescido de juros com liquidez imediata. Conforme políticas da Administração, as aplicações são consolidadas por contraparte e por *rating* de crédito de modo a permitir a avaliação de concentração e exposição de risco de crédito. Esta exposição máxima ao risco também é medida em relação ao Patrimônio líquido da Instituição Financeira.

A Companhia reconhece na rubrica Ativo financeiro indenizável um crédito a receber do Poder Concedente devido ao direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, conforme previsto em contrato, a título de indenização pelos serviços de construção efetuados e não recebidos por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. Estes ativos financeiros estão registrados pelo valor presente do direito e são calculados com base no valor dos ativos em serviço pertencentes à concessão e que serão reversíveis no final da concessão.

Para Consumidores e concessionárias, o cálculo do valor presente é efetuado para parcelamentos de débitos de consumidores, com base nas taxas de remuneração de capital regulamentada pela ANEEL, aplicada às tarifas das distribuidoras de serviço público de energia elétrica (Taxa média de remuneração do investimento). A contrapartida dos ajustes a valor presente das contas a receber é evidenciado no resultado financeiro da Companhia.

O saldo da conta de Cauções e depósitos vinculados é apresentado pelo seu valor justo que equivale ao custo acrescido de juros auferidos decorrente de operações de participação em leilão de energia.

Os Derivativos, são calculados internamente por meio da metodologia de fluxo de caixa descontado com base em fontes de mercado divulgadas pela BM&FBovespa. Estão mensurados pelo seu valor justo através de políticas adotadas pela Administração da Companhia para mitigar riscos de exposição de taxas e câmbios. Sua evidenciação está descrita na nota 28.6 - Instrumentos financeiros derivativos.

O saldo de Fornecedores é composto, principalmente, de contratos de suprimentos de energia elétrica e encargos de uso da rede com preços definidos no mercado regulado e ainda, pelo fato deste saldo ter giro constante, não são aplicadas metodologias de valor justo para esta rubrica.

As Debêntures e os Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas, são valorizados através de modelo de precificação aplicado individualmente para cada transação levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas através das curvas de juros de mercado, tendo como base, sempre que disponível, informações obtidas pelo site da BM&FBovespa. Desta forma, o valor de mercado de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) trazido a valor presente pelo fator de desconto.

Partes relacionadas é composto por contratos de compartilhamento de gastos regulados pela ANEEL e sem conflitos de interesses, em condições reais de mercado contemplando apenas os valores devidos sem nenhum tipo de acréscimos.

Classificação dos instrumentos financeiros:

	31/12/2012					31/12/2011			
Ativos financeiros	**Empréstimos e recebíveis**	**Valor justo por meio do resultado**	**Mantidos até o vencimento**	**Disponíveis para venda**	**Total**	**Empréstimos e recebíveis**	**Valor justo por meio do resultado**	**Mantidos até o vencimento**	**Total**
Caixa e equivalentes de caixa		111.544			111.544		191.654		191.654
Ativo financeiro indenizável				238.834	238.834	188.432			188.432
Consumidores e concessionárias	633.252				633.252	506.583			506.583
Cauções e depósitos vinculados			488		488			665	665
Partes relacionadas	1.033				1.033	1.421			1.421
Outros créditos - Derivativos		6.297			6.297				–
	634.285	**117.841**	**488**	**238.834**	**991.448**	**696.436**	**191.654**	**665**	**888.755**

	31/12/2012		31/12/2011		
Passivos financeiros	**Outros ao custo amortizado**	**Total**	**Valor justo através do resultado**	**Outros ao custo amortizado**	**Total**
Fornecedores	448.325	448.325		325.473	325.473
Debêntures	405.740	405.740		413.375	413.375
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	230.937	230.937		231.291	231.291
Derivativos			2.710		2.710
Partes relacionadas	3.714	3.714		856	856
	1.088.716	**1.088.716**	**2.710**	**970.995**	**973.705**

Em 2012, a Companhia reclassificou a rubrica Ativo financeiro indenizável da categoria empréstimos e recebíveis para a categoria disponível para venda. Este instrumento financeiro é o direito a indenização ao término da concessão (nota 11).

A mensuração foi realizada a partir do laudo de avaliação desses ativos emitido pelo Poder Concedente. Dessa forma o ativo passou a ser medido pelo valor justo, anteriormente avaliado pelo custo amortizado.

As principais incertezas sobre este instrumento financeiro devem-se ao risco do não reconhecimento de parte desses ativos pelo Poder Concedente e de seus respectivos preços de reposição ao término da concessão.

A hierarquização dos instrumentos financeiros através do valor justo regula a necessidade de informações mais consistentes e atualizadas com o contexto externo à Companhia. São exigidos como forma de mensuração para o valor justo dos instrumentos da Companhia:

(a) Nível 1 - preços negociados em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos;

(b) Nível 2 - diferentes dos preços negociados em mercados ativos incluídos no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente; e

(c) Nível 3 - para o ativo ou passivo que são baseados em variáveis não observáveis no mercado. São geralmente obtidas internamente ou em outras fontes não consideradas de mercado.

A metodologia aplicada na segregação por níveis para o valor justo dos instrumentos financeiros da Companhia foi baseada em uma análise individual buscando no mercado operações similares às contratadas e observadas. Os critérios para comparabilidade foram estruturados levando em consideração prazos, valores, carência, indexadores e mercados atuantes. Quanto mais simples e fácil o acesso à informação comparativa, mais ativo é o mercado, quanto mais restrita a informação, mais restrito é o mercado para mensuração do instrumento.

		Mensuração do valor justo		
	31/12/2012	**Mercados idênticos Nível 1**	**Mercados similares Nível 2**	**Mercados similares Nível 3**
Ativos financeiros				
Circulante				
Caixa e equivalentes de caixa	111.544	111.523	21	
Ativo financeiro indenizável	238.834			238.834
Outros Créditos - Derivativos	6.297		6.297	
	356.675	**111.523**	**6.318**	**238.834**

28.3 Risco de mercado

O risco de mercado é apresentado como a possibilidade de perdas monetárias em função das oscilações de variáveis que tenham impacto em preços e taxas negociadas no mercado. Essas flutuações geram impacto a praticamente todos os setores e, portanto, representam fatores de riscos financeiros.

Os Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas e Debêntures captados pela Companhia apresentados nas notas 16 e 17, possuem como contraparte o BEI, BNDES, a Eletrobrás, o Banco do Brasil e o Banco Santander. As regras contratuais para os passivos financeiros adquiridos pela Companhia criam fundamentalmente riscos atrelados a essas exposições. Em 31 de dezembro de 2012, a Companhia possui risco de mercado associado à TJLP, ao CDI, ao Dólar e à Libor.

Como riscos de mercado associados à taxas de juros, atribui-se à TJLP e ao CDI a consideração de que a economia brasileira apresenta um panorama favorável ao crescimento com solidez e investimentos voltados para a infraestrutura. A inflação sob controle e a oferta de crédito são fatores de primeira importância na captação com baixo risco de recursos atrelados a esses indexadores. Deve-se considerar que se houver aumento da inflação e da taxa SELIC, poderemos ter um custo maior na realização dessas operações.

Ainda com uma moeda forte e um risco país controlado, a captação e manutenção de empréstimos atrelados a outras moedas, especificamente - para a Companhia - Dólar e Euro, são considerados favoráveis. Adicionalmente a esse cenário pondera-se o risco cambial a operações com moedas estrangeiras, onde em uma economia na qual a oscilação das taxas de câmbio é muito agressiva, essa exposição pode ser fator relevante para a inviabilidade de uma operação. A Companhia possui derivativos com efeito de *hedge* e *swaps* para controlar todas as exposições à variação cambial e juros para essas obrigações.

Considerando que a taxa de mercado (ou custo de oportunidade do capital) é definida por agentes externos, levando em conta o prêmio de risco compatível com as atividades do setor e que, na impossibilidade de buscar outras alternativas ou diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para suas estimativas, face aos negócios da empresa e às peculiaridades setoriais, o valor de mercado desta parcela de empréstimos aproxima-se ao seu valor contábil, assim como os demais ativos e passivos financeiros avaliados.

28.3.1 Análise de sensibilidade

No quadro a seguir, foram considerados cenários dos indexadores utilizados pela Companhia, com as exposições aplicáveis de flutuação de taxas de juros e outros indexadores até as datas de vencimento dessas transações, com o cenário I (provável) o adotado pela Companhia, baseado fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do relatório Focus do Banco Central, os cenários II e III com 25% e 50% de aumento do risco, respectivamente, e os cenários IV e V com 25% e 50% de redução, respectivamente.

Essas análises de sensibilidade foram preparadas de acordo com a Instrução CVM nº 475/08, tendo como objetivo mensurar o impacto às mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade contida no processo utilizado na preparação dessas análises. As informações demonstradas no quadro, mensuram, contextualmente, o impacto nos resultados da Companhia em função da variação de cada risco destacado.

		Aging cenário provável			Cenário (I)	Cenário (II)	Cenário (III)	Cenário (IV)	Cenário (V)
Operação	**Risco**	**Até 1 ano**	**2 a 5 anos**	**Acima de 5 anos**	**Provável**	**Aumento do risco em 25%**	**Aumento do risco em 50%**	**Redução do risco em 25%**	**Redução do risco em 50%**
Instrumentos financeiros ativos	CDI	4			4	1	2	(1)	(2)
Instrumentos financeiros ativos	CDI	(39.560)	(56.678)	–	(96.238)	(19.346)	(38.380)	19.671	39.680
Instrumentos financeiros derivativos	CDI	(2.816)	(11.019)	(222)	(14.057)	(3.514)	(7.029)	3.514	7.029
		(42.372)	**(67.697)**	**(222)**	**(110.291)**	**(22.859)**	**(45.407)**	**23.184**	**46.707**
Operação									
Instrumentos financeiros passivos	TJLP	(5.734)	(7.297)	(115)	(13.146)	(2.138)	(4.276)	2.138	4.276
		(5.734)	**(7.297)**	**(115)**	**(13.146)**	**(2.138)**	**(4.276)**	**2.138**	**4.276**
Operação									
Instrumentos financeiros passivos	Dólar					(12.534)	(25.068)	12.534	25.068
Instrumentos financeiros derivativos	Dólar					12.534	25.068	(12.534)	(25.068)
		–	–	–	–	–	–	–	–
Operação									
Instrumentos financeiros passivos	Libor - 6M	(884)	(12.640)	(324)	(13.848)	(2.866)	(5.732)	2.866	5.732
Instrumentos financeiros derivativos	Libor - 6M	884	12.640	324	13.848	2.866	5.732	(2.866)	(5.732)
		–	–	–	–	–	–	–	–

As curvas futuras dos indicadores financeiros CDI, TJLP, Libor e Dólar estão em acordo com o projetado pelo mercado e estão alinhadas com a expectativa da Administração da Companhia.

Os indicadores tiveram seus intervalos conforme apresentado a seguir: CDI entre 7,75% e 8,00%; TJLP entre 5,00% e 5,50%; Libor 6M entre 0,55% e 4,55%; e Dólar entre 1,81 e 1,85.

28.4 Risco de liquidez

O risco de liquidez evidencia a capacidade da Companhia em liquidar as obrigações assumidas. Para determinar a capacidade financeira da Companhia em cumprir adequadamente os compromissos assumidos, os fluxos de vencimentos dos recursos captados e de outras obrigações fazem parte das divulgações. Informações com maior detalhamento sobre os empréstimos captados pela Companhia são apresentados na nota 17.

A Administração da Companhia somente utiliza linhas de créditos que possibilitem sua alavancagem operacional, essa premissa é afirmada quando observamos as características das captações efetivadas.

Covenants são indicadores econômico-financeiros de controle da saúde financeira da Companhia exigidos nos contratos de ingresso de recursos. O não cumprimento dos *covenants* impostos nos contratos de empréstimos e financiamentos pode acarretar em um desembolso imediato ou vencimento antecipado de uma obrigação com fluxo e periodicidade definidos. A relação dos *covenants* por contrato aparecem descritos individualmente na nota 17. Até 31 de dezembro de 2012 todos os *covenants* das obrigações contratadas foram atendidos em sua plenitude.

Os ativos financeiros mais expressivos da Companhia são demonstrados nas rubricas Caixa e equivalentes de caixa (Nota 4), Consumidores e concessionárias (Nota 5) e Ativo financeiro indenizável (Nota 11). A Companhia em 31 de dezembro de 2012 tem em Caixa um montante cuja disponibilidade é imediata e Equivalentes de caixa que são aplicações financeiras de liquidez imediata que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa. Para Consumidores e concessionárias, os saldos apresentados na nota 5 compreendem um fluxo estimado para os recebimentos. Para Ativo financeiro indenizável, o saldo apresentado corresponde ao valor a receber do Poder Concedente ao final da concessão e está mensurado pelo valor novo de reposição.

28.5 Risco de crédito

O risco de crédito compreende a possibilidade da Companhia não realizar seus direitos, essa descrição está diretamente relacionada às rubricas de Caixa e equivalentes de caixa, Consumidores e concessionárias, Cauções e depósitos vinculados, entre outras.

No setor de energia elétrica as operações realizadas estão direcionadas ao regulador que mantém informações ativas sobre as posições de energia produzida e consumida. A partir dessa estrutura, planejamentos são criados buscando o funcionamento do sistema sem interferências ou interrupções. As comercializações são geradas a partir de leilões, contratos, entre outros, esse mecanismo agrega confiabilidade e controla a inadimplência entre participantes setoriais. Os contratos de concessão de distribuição priorizam o atendimento abrangente do mercado, sem que haja qualquer exclusão das populações de baixa renda e das áreas de menor densidade populacional.

O atendimento e aceite ao novo consumidor cativo dentro da área de atuação da concessionária que presta o serviço na região é regra integrante do contrato de concessão.

Para a distribuição de energia elétrica o instrumento financeiro capaz de expor a Companhia ao risco de crédito é o Contas a receber de consumidores, as regras para composição da provisão para créditos de liquidação duvidosa atendem à fundamentação disposta pelo regulador e premissas aprovadas pela Administração da Companhia.

A pulverização da venda de energia elétrica a essa base consumidora atribui menor volatilidade aos recebimentos da Companhia, pode-se levar em face a composição de 9,48% de estimativas de não realização dos créditos, conforme nota 5.

A principal ferramenta na mitigação do risco de não realização dos ativos financeiros é a suspensão do fornecimento de energia elétrica aos consumidores inadimplentes. Anterior a essa etapa a Companhia realiza métodos tradicionais de cobrança através de cobranças administrativas, notificações na fatura, entre outras.

A Companhia oferece diversos canais de atendimento para facilitar o contato com o consumidor, dentre elas, *call centers,* lojas de atendimento presencial e internet.

Outra importante fonte de risco de crédito é associada às aplicações financeiras. A administração desses ativos financeiros é efetuada por meio de estratégias operacionais com base nas políticas e controles internos visando assegurar liquidez, segurança e rentabilidade.

Estratégias específicas de mitigação de riscos financeiros em atendimento à Política de Gestão de Riscos Financeiros do Grupo EDP - Energias do Brasil, são realizadas periodicamente baseadas nas informações extraídas dos relatórios de riscos.

Para os ativos financeiros resultantes de aplicações financeiras, a Companhia somente realiza operações com instituições financeiras classificadas com baixo risco avaliadas por agências de *rating*, com a finalidade de garantir uma rentabilidade maior com uma segurança agregada aos resultados.

A Administração entende que as operações de aplicações financeiras contratadas não expõem a Companhia a riscos significativos que futuramente possam gerar prejuízos materiais.

28.6 Instrumentos financeiros derivativos

Instrumento financeiro derivativo pode ser identificado desde que seu valor seja influenciado em função da flutuação da taxa ou do preço de um instrumento financeiro, não necessita de um investimento inicial ou é bem menor do que seria em contratos similares e sempre será liquidado em data futura, somente atendendo todas essas características podemos classificar um instrumento financeiro como derivativo.

Os ganhos e perdas resultantes das oscilações durante o exercício contidas nos derivativos da Companhia foram registradas no resultado.

O valor justo dos derivativos da Companhia são calculados internamente por meio da metodologia de fluxo de caixa descontado com base em fontes de mercado divulgadas pela BM&FBovespa.

	31/12/2012	**31/12/2011**
Ponta ativa	***Swap***	***Swap***
Libor + 1,275% a.a.	40.368	
US$ + Libor 4,375 % a.a.		1.221
US$ + Libor 4,375 % a.a.		214
US$ + Libor 4,375 % a.a.		766
US$ + Libor 4,375 % a.a.		613
	40.368	**2.814**
Ponta passiva		
93,40% do CDI	34.881	
104,69% do CDI		2.450
118,94% do CDI		816
109,70% do CDI		1.324
109,50% do CDI		934
	34.881	**5.524**
Total	**5.487**	**(2.710)**

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Os efeitos de ganhos ou perdas com os derivativos praticados pela Companhia no exercício são:

Ganhos e perdas de instrumentos financeiros derivativos

	Resultado Financeiro	
	Resultado 31/12/2012	Resultado 31/12/2011
Derivativos com propósito de proteção		
Riscos cambiais	4.271	359
Riscos de taxas de juros e moeda		(1.763)
Total	**4.271**	**(1.404)**

O vencimento líquido dos derivativos segue demonstrado no quadro.

Vencimento	Derivativos líquido
Após 2014	5.487
Receber	**5.487**

Em atendimento a Instrução CVM nº 475/08, a informação sobre instrumentos financeiros derivativos deve compreender a razão do objeto protegido, o valor justo do instrumento, impacto nos resultados da Companhia durante o exercício assim como características principais do objeto contratado. Esse detalhamento é demonstrado em quadro.

Descrição	Contraparte	Início	Vencimento	Posição	Nocional US$ 31/12/2012	Nocional US$ 31/12/2011	Nocional R$ 31/12/2012	Nocional R$ 31/12/2011	Valor Justo 31/12/2012	Valor Justo 31/12/2011	Efeitos no Resultado 31/12/2012	Efeitos no Resultado 31/12/2011
Swap												
Ativo	Banco Goldman Sachs	09/02/2012	20/02/2018	Libor 6M + 1,275% a.a.	19.740		34.071		40.368		4.588	
Passivo				93,40% do CDI					34.881			
									5.487	**–**	**4.588**	**–**
Ativo	Banco Citibank	19/03/2004	14/02/2012	Libor + 4,375% a.a.		651		1.897		1.221	(97)	403
Passivo				104,69% do CDI						2.450	32	716
									–	**(1.229)**	**(129)**	**(313)**
Ativo	Banco Citibank	14/12/2004	14/02/2012	Libor + 4,375% a.a.		244		676		214	(36)	8
Passivo				118,94% do CDI						816	12	545
									–	**(602)**	**(48)**	**(537)**
Ativo	Banco JP Morgan	05/04/2006	14/02/2012	Libor + 4,375% a.a.		407		1.174		766	(59)	187
Passivo				109,70% do CDI						1.324	19	522
									–	**(558)**	**(78)**	**(335)**
Ativo	Banco JP Morgan	05/04/2006	14/02/2012	Libor + 4,375% a.a.		325		846		613	(49)	150
Passivo				109,50% do CDI						934	13	369
									–	**(321)**	**(62)**	**(219)**
									5.487	**(2.710)**	**4.271**	**(1.404)**

29 Compromissos contratuais e Garantias

29.1 Compromissos contratuais

Em 31 de dezembro de 2012, os compromissos por dívidas financeiras de curto e longo prazos e outros passivos de longo prazo (que figuram nas demonstrações financeiras) e o restante das obrigações de compras e as responsabilidades de locações operacionais (que não figuram nas demonstrações financeiras), são apresentadas por maturidade de vencimento, como segue:

		31/12/2012				
	Nota	Total	Até 1 ano	Entre 1 a 3 anos	Entre 3 a 5 anos	Acima de 5 anos
Dívidas financeiras de curto e longo prazos inclui juros vincendos	16 e 17	636.677	77.053	503.886	55.738	
Responsabilidades com locações operacionais		46.064	26.781	19.283		
Obrigações de compra		22.347.367	2.238.583	4.808.578	3.407.756	11.892.450
		23.030.108	**2.342.417**	**5.331.747**	**3.463.494**	**11.892.450**

Os compromissos contratuais referidos no quadro acima, estão a valor presente e refletem essencialmente acordos e compromissos necessários para o decurso normal da atividade operacional da Companhia. Para os itens que não figuram nas demonstrações financeiras, foi utilizado como taxa de desconto, o custo médio de capital da Companhia.

As dívidas de curto e longo prazos correspondem aos saldos de empréstimos e respectivos juros vincendos, contraídos junto a entidades bancárias, empréstimos por obrigações não conversíveis, papel comercial e outros empréstimos. Os juros vincendos foram calculados considerando a taxa de juros em vigor em 31 de dezembro de 2012.

As obrigações de compra referem-se basicamente a contratos de longo prazo que contemplam a aquisição de energia elétrica para revenda.

29.2 Garantias

Tipo de garantia oferecida	31/12/2012 Valor	31/12/2011 Valor
Aval de acionista	109.339	37.805
Depósito Caucionado	488	665
Fiança Bancária	77.925	21.015
Garantias em recebíveis	147.459	138.452
Notas Promissórias	23.845	20.806

Aval de acionista: O aval é a garantia pessoal do pagamento de um título de crédito. Nele, o garantidor promete pagar a dívida, caso o devedor não o faça. Vencido o título, o credor pode cobrar indistintamente do devedor ou do avalista. O saldo de Aval de acionista, em sua totalidade, refere-se aos contratos de seguros de vida.

Depósito Caucionado: são depósitos mantidos em conta reserva em cumprimento aos contratos de compra e venda de energia para participação nos Leilões de energia da ANEEL.

Fiança Bancária: é um contrato por meio do qual a instituição financeira, que é a fiadora, garante o cumprimento da obrigação de seus clientes (afiançado) e poderá ser concedido em diversas modalidades de operações e em operações ligadas ao comércio internacional. A fiança nada mais é do que uma obrigação escrita, acessória, assumida pela instituição financeira.

Garantias em recebíveis: o artigo 28-A, da Lei Geral de Concessões (Lei nº 8.987/95), explicita a possibilidade das concessionárias cederem, em caráter fiduciário, parcela de seus créditos operacionais como garantia dos contratos de mútuo de longo prazo, com prazo médio de vencimento superior a cinco anos, destinados a investimentos na concessão. As concessionárias poderão ofertar seus recebíveis como garantia dos empréstimos tomados pela concessionária, ajustando-se ao modelo de Securitização de Recebíveis, em que o projeto é garantido pela receita operacional futura gerada pelo próprio empreendimento, quando em operação.

Notas Promissórias: é uma promessa de pagamento pela qual o emitente se compromete diretamente com o beneficiário a pagar-lhe certa quantia em dinheiro. O saldo de Notas Promissórias, refere-se aos contratos de empréstimos e financiamentos.

30 Transações não envolvendo caixa

Em conformidade com o CPC 03 (R2) as transações de investimento que não envolvem o uso de caixa ou equivalentes de caixa não devem ser incluídas na demonstração dos fluxos de caixa.

No exercício a Companhia realizou a capitalização de encargos de dívidas ao intangível no valor de R$4.260, atividade esta que não envolveu movimentação de caixa e, portanto, não está refletida na demonstração do fluxo de caixa.

31 Cobertura de seguros

A Companhia mantém contratos de seguros com coberturas determinadas por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco, por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e responsabilidades. As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma revisão das demonstrações financeiras e, consequentemente, não foram analisadas pelos auditores independentes.

Os principais valores em risco com coberturas de seguros são:

	31/12/2012
Subestações	540.054
Prédios e conteúdos (próprios)	17.432
Prédios e conteúdos (terceiros)	65.691
Transportes (materiais)	2.500
Transportes (veículos)	1.600
Acidentes pessoais	109.339

A Controladora EDP - Energias do Brasil, detém a Companhia como cossegurada em sua apólice de seguro de Responsabilidade civil.

32 Eventos subsequentes

32.1 Lei nº 12.783/13 (Conversão da Medida Provisória nº 579/12)

O ano de 2012 foi marcado por significativas alterações nas regulamentações aplicadas ao setor de energia elétrica, entre elas, a Medida Provisória n° 579, de 11 de setembro de 2012, na qual o governo federal apresentou medidas para reduzir a conta de energia elétrica, a partir de janeiro de 2013. A redução média prevista para todo o Brasil era de 20,2%, decorrente da atuação do governo em duas frentes: Renovação das Concessões (13%) e Encargos Setoriais (7%).

A Medida Provisória nº 579/2012 que resultou na Lei nº 12.783/13, estabeleceu que as concessionárias de geração e transmissão, licitadas antes de 13 de fevereiro de 1995 (art. 19 da Lei nº 9.074/1995) e que tiverem seus contratos vencendo entre 2013 e 2017, poderão prorrogar antecipadamente as suas concessões. As concessões de geração alcançadas pela Lei deverão disponibilizar sua garantia física de energia para o regime de cotas a ser distribuído proporcionalmente ao mercado de cada distribuidora, impactando a contratação de energia. Por sua vez, as concessionárias de transmissão, atingidas pela MP 579/12, terão considerados em sua tarifa, somente os custos de operação e manutenção, encargos e tributos, já que os ativos vinculados à prestação do serviço estarão totalmente amortizados.

No que se refere aos Encargos Setoriais, as cotas da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC e a Reserva Global de Reversão - RGR deixará de ser cobrada dos consumidores e a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE será inicialmente reduzida em 75% de seu valor atual.

O Decreto nº 7.891/13 estabeleceu uma maior abrangência para a aplicação dos recursos da CDE, os quais poderão ser utilizados para subsidiar os descontos tarifários previstos em lei, como a tarifa social baixa renda, rural, água, esgoto e saneamento, irrigantes, entre outros. Desse modo, a diferença auferida de receita, devido aos descontos concedidos, não será mais ressarcida por meio das tarifas dos demais consumidores.

Em 24 de janeiro de 2013 a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Extraordinária - RTE, específica para o ajuste dos custos de energia, custos de transmissão e encargos setoriais, de todas as distribuidoras de energia. Assim, simultaneamente serão reduzidos os custos não gerenciáveis e as tarifas de fornecimento, não havendo impactos na margem das distribuidoras. Estes efeitos serão percebidos pelos consumidores a partir do final de janeiro de 2013. As principais alterações que permitiram a redução da conta foram:

i) Alocação de cotas de energia, resultantes das geradoras com concessões renovadas;
ii) Redução dos custos de transmissão;
iii) Redução dos encargos setoriais; e
iv) Retirada de subsídios da estrutura da tarifa, com aporte direto do Tesouro Nacional.

32.2 Captação de Empréstimos

Em 5 de fevereiro de 2013, a Companhia assinou junto ao Banco do Brasil, contrato de empréstimo na modalidade de Conta Garantida, no valor de R$20.000. Sobre o valor contratado, há incidência de juros de 116,00% do CDI com principal e juros a vencer em única parcela maio de 2013.

Em 5 de fevereiro de 2013, a Companhia assinou junto ao Banco Alfa, contrato de empréstimo na modalidade de Capital de Giro, no valor de R$20.000. Sobre o valor contratado, há incidência de juros de 115,00% do CDI com principal e juros a vencer em única parcela maio de 2013.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Ana Maria Machado Fernandes – Presidente
Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas – Vice-Presidente
Luiz Otavio Assis Henriques – Conselheiro
Miguel Dias Amaro – Conselheiro
Leandro da Silva Netto – Conselheiro

Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas
Diretor-Presidente

Agostinho Gonçalves Barreira
Diretor Técnico e de Ambiente

Carlos Sérgio Salgueira Martins
Gestor Executivo de Consolidação e Contabilidade

Michel Nunes Itkes
Diretor Comercial

Carlos Yoshio Motoki
Diretor Administrativo e de Sustentabilidade

Carlos Emanuel Baptista Andrade
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Donato Silva Filho
Diretor de Regulação

Elisa Saeko Ishizaka Turci
Gestora Operacional de Contabilidade Geral
Técnica - CRC 1SP137209/O-8

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Bandeirante Energia S.A.
São Paulo - SP

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

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

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

Responsabilidade dos auditores independentes

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

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

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

Opinião sobre as demonstrações financeiras

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Bandeirante Energia S.A. em 31 de dezembro de 2012, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board - IASB*.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012, preparada sob a responsabilidade da administração da Companhia, 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.

Auditoria dos valores correspondentes ao exercício anterior

Exceto pelos efeitos das reclassificações apresentadas na nota explicativa 2.4 às demonstrações financeiras da Companhia, que não foram auditados por nós ou por outros auditores independentes, as informações e os valores correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, apresentados para fins de comparação, foram anteriormente auditados por outros auditores independentes, que emitiram relatório datado de 29 de fevereiro de 2012, o qual não conteve nenhuma modificação.

São Paulo, 25 de fevereiro de 2013

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC nº 2 SP 011609/O-8
Iara Pasian
Contadora
CRC nº 1 SP 121517/O-3

Deloitte.