


RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2013
MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE

No ano de 2013, a EDP Bandeirante prosseguiu com sua atuação sustentável junto aos acionistas, clientes, colaboradores e à sociedade em geral, alinhada com os pilares estratégicos do Grupo EDP: risco controlado, crescimento orientado e eficiência superior.

O ano foi marcado pelo reconhecimento da EDP Bandeirante no Prêmio Nacional da Qualidade (PNQ), pelo segundo ano consecutivo, no critério Clientes, enfatizando nosso compromisso com a excelência em gestão. A companhia também foi reconhecida no evento Metering Latin America 2013, resultado da implantação do sistema de reconfiguração automática do fornecimento de energia e das ações de combate às perdas com monitoramento inteligente. Em 2013, destaca-se ainda a certificação ISO 9001:2008 nos escopos: avaliação técnica dos equipamentos de medição e coleta de dados dos padrões de atendimento comercial.

Mercado e Resultados Financeiros

Em 2013, a base de clientes foi incrementada em 4,0% comparado a 2012, que representou aproximadamente 65 mil novos clientes conectados a rede da companhia, o acréscimo nesse período concentrou-se nas classes residencial (+4,2%) e comercial (+2,6%).

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da EDP Bandeirante em 2013 foi de 15.335 GWh, o que representou um incremento de 3,7% em relação ao ano de 2012. Esta variação foi impulsionada por um maior volume de energia transportada para os clientes livres, cujo montante, em 2013, foi de 5.887 GWh, 10,1% superior ao registrado em 2012. O volume de energia vendida para clientes cativos ficou estável sobre o volume de 2012.

A receita operacional líquida, desconsiderando as receitas de construção, totalizou R\$2.458,5 milhões e ficou em linha com o resultado de 2012. O EBITDA totalizou R\$420,2 milhões e o lucro líquido R\$190,8 milhões, aumentos de 93,6% e 135,6%, respectivamente, comparados ao mesmo período do ano anterior. Nos primeiros meses de 2013, os resultados financeiros foram influenciados pelos elevados custos de aquisição de energia, reflexo da condição hidrológica menos favorável e maior despacho de usinas Térmicas por segurança energética. Os efeitos relacionados ao custo de aquisição de energia foram mitigados através da transferência de fundos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para a EDP Bandeirante, totalizando R\$355,6 milhões.

Investimentos e Resultados Operacionais

Em 2013, mantivemos nosso compromisso com a qualidade dos serviços, o atendimento ao mercado e à regulação vigente. Nossos investimentos líquidos de obrigações especiais foram mantidos, superando R\$ 190,0 milhões, em obras estruturantes para o reforço do sistema elétrico, como a construção e energização da Subestação Urbanova (+33 MVA), além da ampliação da Subestação Manuel Areias (+10,0 MVA), totalizando 3.618 MVA de capacidade instalada. Destaco também os investimentos em melhoramento da rede, telecomunicações e informática, entre outros. As perdas totais apresentaram redução de 0,36 p.p. sobre o montante de 2012, e finalizou o ano de 2013 no menor patamar dos últimos 7 anos. A melhoria deste indicador se deve essencialmente ao nosso consistente plano de combate às perdas, com iniciativas de regularização de ligações clandestinas, substituição de medidores, retirada de ligações irregulares e elevação do nível de telemetria.

Agradecimentos

Estes resultados são mérito da administração anterior, a qual agradeço e parabeno pelos mesmos. Agradeço ainda 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 2014, manteremos a política de segurança e qualidade dos serviços prestados, acompanhado de rigorosa gestão financeira e continuaremos profundamente empenhados na satisfação dos nossos clientes e no desenvolvimento das nossas pessoas.

Miguel Dias Amaro

Diretor Presidente da EDP Bandeirante

A COMPANHIA

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, abrangendo cerca de 4,5 milhões de habitantes, compreendidos entre 2,5 milhões no Alto Tietê e 2,0 milhões no Vale do Paraíba e Litoral Norte.

CENÁRIO MACROECONÔMICO

Em 2013 a economia paulista manteve o ritmo de crescimento, sem sobressaltos. O PIB do estado, que representa cerca de um terço do PIB brasileiro, caracteriza-se por ser mais industrial e integrado ao mercado interno, concentrando grande parte da indústria de transformação brasileira e cadeias produtivas de maior nível tecnológico, menos dependentes da influência do mercado de commodities. Segundo a SEADE, no acumulado do ano, o PIB paulista registrou, de janeiro a setembro de 2013, alta de 1,8%, em relação a igual período de 2012, puxado pela indústria e serviços. Dados do IBGE mostram que em 2013, frente a igual período do ano anterior, a indústria de São Paulo mostrou expansão de 0,7%. O setor de veículos automotores, com avanço de 6,2%, deu a maior contribuição positiva para o total da indústria. Verificou-se expansão em 78% dos produtos investigados nesta atividade, com maior destaque para fabricação de caminhões-trator e caminhões. E na contramão, os setores farmacêutico (-13,1%) e de edição, impressão e reprodução de gravações (-13,3%) apontaram as maiores influências negativas.

No ano, a expansão no comércio varejista foi de 4,2%, situando-se próxima à média nacional (+4,3%), de acordo com dados do IBGE. E a geração de emprego, de acordo com CAGED/TEM, alcançou saldo de 267.812 postos de trabalho (+2,14%), dos quais o setor de serviços respondeu por +159.052 postos e o comércio por +74.671 postos.

AMBIENTE REGULATÓRIO E TARIFÁRIO
Alterações Regulatórias

O ano de 2013 assistiu a significativas alterações nas regulamentações do setor elétrico, as quais foram inicialmente propostas por meio da Medida Provisória nº 579/2012, na qual o governo federal apresentou medidas para reduzir em média 20% à conta de energia elétrica para todo o Brasil. Essa redução foi possível decorrente da atuação em duas frentes: Renovação das Concessões (13%) e Encargos Setoriais (7%).

Esta Medida Provisória foi convertida na Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013, a qual estabeleceu que as concessionárias de geração e transmissão, licitadas antes de 13 de fevereiro de 1995 (artigo 19 da Lei nº 9.074/1995) com contratos vencendo entre 2013 e 2017, poderiam prorrogar antecipadamente as suas concessões.

Estas concessões de geração, para fazerem jus à renovação antecipada, tiveram que disponibilizar sua garantia física de energia e de potência para o regime de cotas distribuídas, cotas estas, que foram distribuídas proporcionalmente ao mercado de cada distribuidora, impactando a contratação de energia das mesmas. A tarifa a que terão direito as geradoras cobrirá os custos eficientes de operação e manutenção, encargos e tributos. A parcela não depreciada do ativo imobilizado em serviço foi indenizada a Valor Novo de Reposição.

Para as concessionárias de transporte que renovaram as suas concessões, somente os custos de operação e manutenção serão considerados na Receita Anual Permitida (RAP), pois se considerou que os ativos vinculados à prestação do serviço de transporte de energia elétrica estão 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 deixaram de ser repassadas aos consumidores e o valor destinado à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE foi inicialmente reduzido em 75% de seu valor atual.

Em 23 de janeiro de 2013, com a publicação da Medida Provisória 605 (MP605), a CDE também passou a destinar recursos para cobrir (i) os descontos aplicados nas tarifas e (ii) a exposição involuntária das distribuidoras ao Mercado de Curto Prazo, decorrente da não adesão à prorrogação de concessões de parte das geradoras. Essa Medida Provisória alterou a Lei 10.438/2002, que estabelece a destinação dos recursos da CDE.

Os efeitos destas alterações entraram em vigor a partir de 24 de janeiro de 2013 quando a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL homologou os resultados da Revisão Tarifária Extraordinária - RTE, promovida para o ajuste dos custos de energia, custos de transmissão e encargos setoriais, de todas as distribuidoras de energia elétrica do País. Assim, foram reduzidos os custos não gerenciáveis que compõe a Parcela A das tarifas de fornecimento, não havendo impactos na margem das distribuidoras, uma vez que os custos gerenciáveis que compõe a Parcela B permaneceram inalterados.

Em 07 de março de 2013, foi publicado o Decreto nº 9.745 que alterou a redação do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, permitindo que também o custo adicional para as concessionárias de distribuição decorrente do despacho de usinas termelétricas acionadas em razão de segurança energética possam ser cobertos pela Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.

Desse modo, a Eletrobrás, empresa gestora dos fundos setoriais, dentre eles a CDE, passou a repassar às concessionárias de distribuição os recursos para cobrir mensalmente os custos relacionados a: (i) Geração alocada no âmbito do Mecanismo de Relocação de Energia - MRE (Risco Hidrológico das Cotas); (ii) Montante de reposição não coberto pelas cotas (Exposição Involuntária); (iii) o custo adicional relativo ao acionamento de usinas termelétricas fora da ordem de mérito (ESS - Segurança Energética), ocorridos de Janeiro a Dezembro de 2013, e (iv) os montantes anuais homologados pela ANEEL para cobrir, total ou parcialmente, o resultado positivo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA, decorrentes do custo de aquisição de energia elétrica e ao Encargo de Serviço do Sistema - ESS.

Os recursos provenientes da CDE estão detalhados na tabela abaixo:

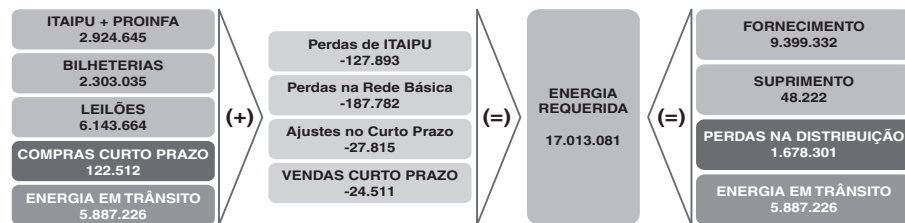
Recursos CDE 2013 (R\$/Mil)	EDP Bandeirante
Insuficiência de Cotas	17.483
Risco Hidrológico	9.428
Encargo de Segurança Energética	92.577
Provisão IRT EDP Bandeirante	237.874
Ajuste referente ao 1T13	(10.122)
Ajuste referente ao 2T13	6.900
Ajuste referente ao 3T13	1.477
Total	355.617

Nota: IRT - Índice de Reajuste Tarifário

Outra alteração relevante ocorrida em 2013 foi a mudança no cálculo econômico do custo de compra de energia publicada no Despacho nº 4.225/13 de 10 de dezembro de 2013. Esse custo passou a ser obtido pela multiplicação da energia requerida, líquido da energia do PROINFA,

MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA
Balanco Energético (MWh)

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


Compra de Energia

A compra de energia em 2013 foi de 11.493,9 GWh, inferior em 1,9% à verificada em 2012. Deste montante, as compras compulsórias de Itaipu e do Proinfa representam 25,5%, as compras no ACR (CCEAR e Contrato de Ajuste) 53,5% e os Contratos Bilaterais 20,0% e o Curto Prazo 1,1%.

DESEMPENHO OPERACIONAL

A EDP Bandeirante vendeu, no ano de 2013, 9.447,6 GWh para os clientes cativos, permissionárias e consumo próprio, permanecendo em linha em relação ao mesmo período do ano anterior. O resultado está impactado pelas migrações ao mercado livre.

A energia em trânsito, distribuída a clientes livres, totalizou 5.887,2 GWh em 2013, apresentando um acréscimo de 10,1% em relação ao mesmo período do ano anterior.

A energia distribuída pela EDP Bandeirante, que compõe o mercado cativo e livres, apresentou um crescimento de 3,7% no mesmo período, totalizando 15.334,78 GWh.

Janeiro a Dezembro	MWh		Consumidores	
	2013	2012	2013	2012
Fornecimento				
Residencial	3.504.144	3.374.935	1.519.284	1.458.722
Industrial	2.750.989	2.973.313	11.973	11.711
Comercial	2.102.802	2.025.909	113.286	110.378
Rural	83.809	84.183	7.994	8.072
Outros ⁽¹⁾	951.437	935.099	13.270	12.247
(-) Transferência para TUSD - clientes cativos	0	0	0	0
Fornecimento não Faturado	0	0	0	0
Consumo próprio	6.151	5.821	166	169
Total Fornecimento	9.399.332	9.399.260	1.665.973	1.601.299
Suprimento	48.222	44.376	2	2
Total Fornecimento e suprimento	9.447.554	9.443.636	1.665.975	1.601.301
Disponibilização do Sistema de Distribuição	5.887.226	5.349.317	165	140
Total Energia Distribuída	15.334.780	14.792.953	1.666.140	1.601.441
Outras Receitas Operacionais ⁽²⁾	0	0	0	0
Energia de curto prazo	24.511	209.556	0	0
(-) Deduções à receita operacional				
Receita Operacional Líquida	15.359.291	15.002.509	1.666.140	1.601.441

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

(2) Considera as receitas de construção de R\$147,4 milhões em 2013 e R\$96,8 milhões em 2012

QUALIDADE

Os indicadores de desempenho da qualidade do serviço evoluíram positivamente em linha com os níveis de excelência nacionais. Isso se soma aos investimentos realizados, bem como das ações de manutenção preventiva, obras de melhoria e inovação realizados nos ativos do sistema elétrico de distribuição. Os indicadores DEC e FEC se apresentam em total conformidade com os padrões estabelecidos pela ANEEL, sendo em 2013 registradas 8,08 horas e 5,51 interrupções, respectivamente.

Indicador	Unidade	2010	2011	2012	2013	
DEC	Horas	Real	12,18	9,67	9,42	8,08
	Meta Aneel Regulatoria	Real	10,20	9,70	9,57	9,36
FEC	Vezes	Real	7,05	6,29	6,03	5,51
	Meta Aneel Regulatoria	Real	8,82	8,42	8,37	8,07

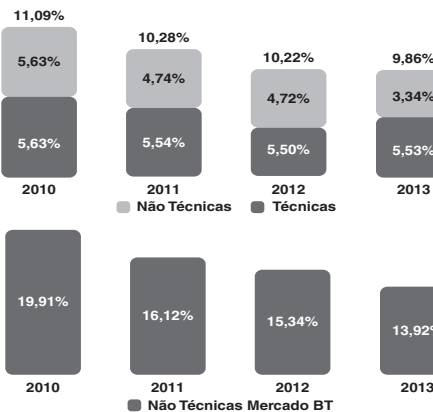
DEC = Duração Equivalente de interrupções por Clientes (horas - média cliente/ano)

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

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2013

PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS

As perdas totais em 2013 foram de 9,86%, abaixo em 0,36 p.p. em relação a 2012. As perdas técnicas aumentaram 0,03 p.p., passando de 5,50% para 5,53% e as perdas não técnicas reduziram 0,38 p.p. passando de 4,72% para 4,34%.



Combate Às Perdas Não Técnicas

Dando continuidade à estratégia adotada de priorização das ações em grandes consumidores e buscando a blindagem de 70% do faturamento, em 2013 foi efetuado o refinamento do plano de combate às perdas não técnicas da EDP Bandeirante com a ampliação da equipe de Segurança Patrimonial, intensificação das ações em regiões identificadas como mais críticas com percentuais de perdas acima dos limites regulatórios e criação do Escritório de Projetos (PMO) para controle das iniciativas e garantia dos resultados esperados.

Dentre as ações implementadas destacam-se: ampliação da telemedição e monitoramento remoto para mais de 6 mil instalações atendidas em baixa tensão com elevado consumo; substituição de 44 mil medidores obsoletos para eletrônicos mais modernos e com melhor precisão no consumo medido; regularização de 10 mil unidades consumidoras clandestinas e 63 mil inspeções de campo.

Adicionalmente às ações controladas pelo PMO, o monitoramento das instalações telemedidas através do Centro Integrado de Medição (CIM), permitiu o envio de mais de 400 laudos para inspeção em unidades consumidoras com grandes cargas, sendo diagnosticadas e solucionadas irregularidades em 80% dos casos.

O conjunto de ações resultou no investimento total de R\$18,3MM em CAPEX e R\$10,1MM em OPEX e redução de 1,42 p.p no índice de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão anual, consolidando o melhor resultado dos últimos 5 anos.

PRINCIPAIS DADOS DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS

Descrição	2013	2012	Variação%
Subestações			
Quantidade	63	62	1,6
Potência Instalada de Transformadores (MVA)	3.618	3.575	0,9
Redes de Distribuição - Própria (Km)	27.461	27.210	0,9
AT (maior ou igual a 69 KV)	903	901	0,2
MT (entre 1 e menor a 69 KV)	14.022	13.851	1,2
BT (menor que 1 KV)	12.536	12.458	0,6
Transformador de Distribuição - Próprios (Quantidade)	61.630	60.189	2,4
Urbano	45.043	43.870	2,7
Rural	16.538	16.270	1,6
Subterrâneo	49	49	0,0
Potência Instalada na Distribuição Própria (MVA)	3.415	3.256	4,9
Urbano	2.962	2.822	5,0
Rural	426	407	4,7
Subterrâneo	27	27	0,0
Postes em Redes de Distribuição - Quantidade	540.665	533.674	1,3
Urbano	408.121	403.500	1,1
Rural	132.544	130.174	1,8
Iluminação Pública	361.755	354.412	2,1
Lâmpadas - unidades (de propriedade da empresa)	270.253	268.553	0,6
Lâmpadas - unidades (de propriedade dos municípios)	91.502	85.859	6,6

RELACIONAMENTO COM O CLIENTE

A EDP Bandeirante segmenta seus clientes por nível de tensão de fornecimento, a saber, clientes de baixa, média e alta tensão e por classe de clientes, pertencentes às esferas pública e privada. A distribuidora possui estrutura para atender seus diversos públicos, oferecendo acesso a canais de relacionamento presencial, virtual e telefônico.

O atendimento telefônico, realizado pelo Call Center, em conformidade com as exigências regulatórias do setor, oferece atendimento de caráter emergencial e comercial para os clientes de baixa tensão. Em 2013 foram atendidas 2.141 mil chamadas. Para os clientes de média e alta tensão há uma estrutura exclusiva de atendimento telefônico personalizado e gratuito. Os órgãos de defesa do consumidor, como o PROCON, também contam com atendimento telefônico gratuito por uma equipe especializada.

O atendimento via internet é realizado pela Agência Virtual, que oferece 26 serviços online, estando 13 destes disponíveis também para acesso via dispositivos móveis, como celulares e tablets. Esse atendimento abrange todas as classes de clientes e personaliza o perfil de acesso de cada visitante de acordo com a classe pertencente. Em 2013 foram realizados 6.380 mil acessos, entre a utilização de serviços e consultas.

Para o atendimento presencial, a concessionária conta com 30 Agências, distribuídas em todos os municípios de sua área de concessão. Em 2013 foram atendidos 1.136 mil clientes de baixa tensão. Para os clientes de média e alta tensão há atendimento exclusivo, realizado por analistas que gerenciam carteiras de clientes segmentadas por ramo de atividade. Além disso, ainda há a disponibilização, para todos os clientes, de 2.489 pontos de pagamento de fatura de energia elétrica, entre agentes lotéricos, bancos e correspondentes bancários.

A distribuidora também disponibiliza o atendimento pela Ouvidoria, que é responsável por acolher as manifestações dos clientes, além de ser instância administrativa de recursos, bem como intermediária com órgãos regulamentares. Em 2013, em comparação com o período anterior houve redução no volume das reclamações críticas dos consumidores, na ordem de 14%, em decorrência do aperfeiçoamento das práticas de gestão comercial e técnica.

PESQUISA E DESENVOLVIMENTO E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

Em 2013, foram encerrados 12 e iniciados 6 projetos de P&D, permanecendo assim 9 projetos em execução, com investimentos da ordem de R\$4,80 milhões. A EDP Bandeirante destaca o projeto "Avaliação dos possíveis cenários, experimentação e mensuração dos impactos dos veículos elétricos nos sistemas de distribuição" que culminou na instalação do primeiro eletroposto de recarga rápida de veículos elétricos do país, mais um desenvolvimento voltado ao conceito de cidades inteligentes - INOVACITY. 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.

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 2013, caracterizaram-se pela realização de projetos no âmbito do seu Programa de Eficiência Energética - PEE. No ano de 2013 a EDP Bandei-

rante investiu R\$18,9 milhões com os projetos "Boa Energia Solar" instalando no período equipamentos de aquecimento solar de alta eficiência em 1.394 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, atendendo 47.664 unidades consumidoras do Alto Tiete, Vale do Paraíba e Litoral Norte, realizando orientações para cadastro no CadÚnico, mudanças de hábitos de consumo, e introduziu equipamentos eficientes em substituição aos ineficientes. Ainda dentro desse projeto, foram instalados sistemas de microgeração solar para atendimento de uma comunidade isolada de São José dos Campos. Por fim, realizou o projeto "Boa Energia nas Escolas" que levou conhecimento sobre o uso adequado e seguro da energia a 1.080 professores de 159 escolas da rede pública de ensino, atingindo um total de 55.408 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.

ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE - R\$mil	2013	2012	Var.%
Receita Operacional Bruta	3.907.665	4.267.021	(8,4)
(-) Deduções à Receita Operacional	(1.301.813)	(1.709.932)	(23,9)
(=) Receita Operacional Líquida	2.605.852	2.557.089	1,9
(-) Despesas Operacionais:	2.305.906	2.422.101	(4,8)
Gerenciáveis	653.263	493.361	32,4
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada	147.651	122.801	20,2
Material	13.064	11.838	10,4
Serviços de terceiros	138.231	135.054	2,4
Depreciação e amortização	120.279	82.101	46,5
Provisão p/créd.liq.duvidosa / perdas líquidas	28.330	22.636	25,2
Provisões para contingências	13.876	5.573	149,0
Aluguéis e arrendamentos	5.427	4.179	29,9
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	18.747	6.513	187,8
Valor novo de reposição	(17.185)	(24.534)	(30,0)
Custo com construção da infraestrutura	147.391	96.783	52,3
Outras	37.452	30.417	23,1
Não gerenciáveis	1.652.643	1.928.740	(14,3)
Energia elétrica comprada para revenda	1.501.297	1.574.583	(4,7)
Encargos de uso da rede elétrica	145.822	347.851	(58,1)
Taxa de fiscalização	5.524	6.306	(12,4)
EBITDA	420.225	217.089	93,6
Margem EBITDA -%	17,1%	8,8%	8,3p.p.
(=) Resultado do Serviço	299.946	134.988	122,2
Margem EBIT -%	12,2%	5,5%	6,7p.p.
Resultado financeiro	(34.180)	(22.389)	52,7
EBT	265.766	112.599	136,0
Imposto de renda e contribuição social	(74.985)	(31.631)	137,1
Resultado Líquido	190.781	80.968	135,6
Margem Líquida -%	7,8%	3,3%	4,5p.p.

As margens EBITDA, EBIT e líquida não consideram as receitas de construção

A receita operacional líquida apresentou uma evolução positiva de 1,9% no período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2013 em relação ao mesmo período do ano anterior, atingindo R\$2.605,9 milhões e esta variação considera as receitas de construção as quais tem impacto nulo no resultado da empresa.

Se essas receitas forem desconsideradas a receita operacional líquida resulta em R\$2.458,5 milhões ficando em linha com o valor do exercício anterior. Esse resultado é explicado por:

1) Redução de R\$410,0 milhões da receita bruta, em virtude dos seguintes fatores: i) Redução nas receitas de fornecimento a clientes cativos e livres (R\$470,3 milhões) principalmente em razão dos impactos da Medida provisória 579/2012; ii) Aumento das outras receitas operacionais (R\$90,4 milhões), sendo principalmente R\$43,6 milhões por conta de compensações financeiras por incentivos tarifários à baixa renda, R\$36,8 milhões de ressarcimentos por indisponibilidade e geração inferior aos despachos da ONS e por elevação dos valores de PLD, e R\$4,3 milhões de compartilhamento de infra estrutura; iii) redução da receita da energia de curto prazo (R\$30,1 milhões).

2) Redução das deduções da receita operacional em R\$408,1 milhões, em virtude dos seguintes fatores: i) Redução dos tributos sobre a receita (ICMS e PIS/COFINS) em R\$80,4 milhões; ii) Redução dos encargos ao consumidor em R\$327,7 milhões principalmente devido aos incentivos da Medida Provisória 579/2012.

As Despesas Operacionais totalizaram R\$2.305,9 milhões no período de doze meses acumulado em 31 de dezembro de 2013, inferiores em 4,8% 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, aumentaram R\$159,9 milhões em 2013, o que correspondeu a um acréscimo de 32,4% em relação ao mesmo período do ano anterior. Excluindo os custos de construção, os quais não tem impacto no resultado, as despesas gerenciáveis totalizam R\$505,9 milhões com variação positiva de 27,6% (R\$109,3 milhões), que se deve principalmente a: i) R\$38,2 milhões devido à baixa decorrente de inventário físico (amortização acelerada) para atendimento à Resolução Aneel nº 367/2009; ii) R\$24,9 milhões com despesas de pessoal em maior parte com remuneração de funcionários e menor capitalização em 2013; iii) R\$12,2 milhões devido a perda na alienação de bens e ajuste de inventário, e; iv) R\$14,0 milhões referente à provisão para créditos e liquidação duvidosa / perdas líquidas e provisões para contingências.

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 2013 o montante de R\$1.652,6 milhões, inferiores em 14,4% em relação às praticadas no mesmo período do ano anterior. Isto se deve principalmente pela elevação dos valores de PLD e, conforme as mudanças regulatórias citadas anteriormente, pela redução dos valores de compra de energia para revenda e redução dos encargos.

O Resultado Financeiro do período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2013 foi R\$34,2 milhões negativos, superior em R\$11,8 milhões comparado ao resultado financeiro de R\$22,4 milhões negativos de 2012, principalmente pela revisão de premissas do laudo atuarial e débitos de ICMS mitigados por maior renda sobre aplicações e menores encargos da dívida. Pelos motivos ressaltados anteriormente a EDP Bandeirante apresentou um Lucro Líquido de R\$190,8 milhões no período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2013, superior em 135,6% ao registrado em igual período do ano anterior.

INVESTIMENTOS

Foram realizados a título de investimento em 2013 R\$191,0 milhões, já deduzidos os recursos recebidos na forma de doações e subvenções para investimento e considerando os juros capitalizados. Os juros capitalizados representam R\$5,8 milhões do total.

Investimento - R\$mil	2013	2012	Var%
Expansão do Sistema Elétrico	97.322	68.912	41
Melhoramento da Rede	61.894	44.558	39
Universalização	13.857	10.630	30
Telecom., Informática e Outros	33.507	30.956	9
Sub Total (1)	206.580	155.056	33
(-) Obrigações Especiais (2)	(15.563)	(11.167)	39
Investimento Líquido	191.018	143.889	33
Receitas de Ultrapassagem	(37.799)	(42.845)	(12)
Variação do IMOB	153.219	101.043	52

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

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

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) 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.

ENDIVIDAMENTO

Em 31 de dezembro de 2013, a EDP Bandeirante apresentou um endividamento líquido de R\$274,9 milhões, fechando o quarto trimestre do ano de 2013 em 47,7% inferior ao saldo de dezembro de 2012.

	Unidade	dez/13	Saldo dez/12	Varição%
Dívida Bruta (1)	R\$mil	608.843	636.677	(4,4)
Caixa e equivalentes de caixa	R\$mil	333.989	111.544	199,4
Dívida Líquida	R\$mil	274.854	525.133	(47,7)
Dívida Líquida / Patrimônio Líquido	(vezes)	0,25	0,67	(63,1)

(1) Dívida Bruta = Empréstimos, financiamentos e encargos das dívidas + Debêntures

A dívida bruta da EDP Bandeirante em 31 de dezembro de 2013 foi de R\$608,8 milhões e é composta da seguinte forma: R\$409,6 milhões de debêntures, R\$182,1 milhões de financiamentos para o programa de investimentos (BNDES, BID e outras instituições financeiras) e R\$17,2 milhões de financiamentos junto à Eletrobrás.

GESTÃO DE PESSOAS

Força de Trabalho

O quadro de pessoal próprio da EDP Bandeirante, ao final de 2013, foi de 1.215 colaboradores e 5 colaboradores da alta direção em regime estatutário, totalizando 1.220 profissionais. Adicionalmente contou com a participação de 1 conselheiro, 44 Estagiários e 8 Aprendizes.



Gestão de Pessoas

Em 2013, 153 novos profissionais integraram o quadro de Colaboradores EDP Bandeirante e há ainda o incentivo de preenchimento de vagas por Recrutamento ou aproveitamento interno por colaboradores do Grupo EDP no Brasil.

O programa de Acolhimento e Integração conta com um treinamento presencial no primeiro dia de trabalho do novo colaborador, em que além das principais informações sobre Cultura da EDP Bandeirante e do Grupo Energias do Brasil, apresenta também o Código de Ética, garantindo que 100% de seu quadro tenha ciência e concorde em seguir suas diretrizes.

A estratégia de remuneração é assegurada através da análise remuneratória do Grupo EDP em relação ao mercado. Como parte dessa política há também a aplicação de mérito, realizada anualmente. 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.

Em 2013 também foi aplicada a Pesquisa de Clima que terá seus resultados apresentados em 2014 e o conceito Open Space aplicado na Unidade Sede e também na Loja de Mogi.

No ano 1.161 colaboradores passaram pelo processo de Avaliação de Desempenho e 827 participaram de programas de formação, totalizando 100,9 horas de formação em um total de investimento de R\$1.937 mil. A Escola de Eletricistas, em parceria com o SENAI formou 26 profissionais desempregados da comunidade em que está inserida. Destes, 18 profissionais ou 69,2% foram absorvidos pela própria empresa.

Como parte do planejamento de pessoal e sucessão, a longo prazo a EDP Bandeirante conta com o Programa de Estágio On Top, com 44 estagiários ativos e 27% de taxa de Efedivação. A Médio prazo há o programa "Energizing Development Program", em que jovens colaboradores selecionados através de um processo seletivo rigoroso recebem uma formação diferenciada para prepará-los para assumir rapidamente uma posição de Gestão. Visando o equilíbrio entre a vida pessoal e profissional, o Programa Conciliar é baseado em 4 pilares: saúde e bem-estar, apoio à família, cidadania e cultura.

Gestão da Saúde e Segurança

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 2013 as taxas de frequência e gravidade da EDP Bandeirante foram de 2,45 e 4,966 respectivamente, ao mesmo tempo em que as prestadoras de serviços, registraram taxas de frequência e gravidade de 2,18 e 1.582 respectivamente, seguindo a as premissas de cálculo da Portaria 3.214/78 - Norma Reguladora Nº5 da Comissão Interna de Prevenção de Acidentes e foram realizadas 229 inspeções.

A 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 manteve-se vigente durante o ano de 2013.

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 (abrange 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 à saúde.

SUSTENTABILIDADE, INOVAÇÃO E RESPONSABILIDADE CORPORATIVA

Sustentabilidade e Responsabilidade Social Corporativa

Os Princípios de Desenvolvimento Sustentável e as orientações das Políticas Corporativas revistas em 2013, com destaque para as Políticas de Inovabilidade e de Responsabilidade Social, continuam a nortear a atuação da EDP Bandeirante. As iniciativas visaram à criação de valor e o equilíbrio das relações com colaboradores, clientes, fornecedores, comunidades do entorno e outros importantes atores sociais. Em 2013, o projeto InovCity conquistou resultados 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 2013, os investimentos socioculturais realizados pela Companhia atingiram o valor de R\$2,2 milhões, apoiaram projetos sociais com foco na educação, cultura, esporte e desenvolvimento local e propiciaram o atendimento direto a mais de 20 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, com os projetos "Cineminha na Escola e na Praça", "Ritos de Rios e Ruas" e o "Projeto Guri". Com o Programa "EDP nas Escolas" beneficiou mais de 5 mil alunos do 1º ao 9º ano do ensino fundamental, com a entrega de kits escolares, teatro nas escolas, melhorias do ambiente escolar e concursos culturais. Já no âmbito esportivo apoiou os projetos "Futebol de Rua pela Educação" e "Esporte, Educação e Cidadania". Outro destaque foi realização do projeto "Museu Arte na Rua" que por meio do grafite, capacitou e mobilizou jovens

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2013

para disseminar e expressar os valores da sustentabilidade por meio de pintura de muros de Subestações.

O "Programa de Voluntariado da EDP", com participação dos colaboradores da EDP Bandeirante, promoveu diversas ações de cidadania, beneficiando cerca de 2.500 pessoas atendidas por organizações sociais. Destaque para os projetos "Desafio do Bem", "Parte de Nós Ambiente" e "Parte de Nós Natal". Esta atuação da EDP Bandeirante, que promove a excelência em responsabilidade social corporativa, contribuiu para manter o reconhecimento pelo oitavo ano consecutivo do Grupo EDP no Brasil no Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&F da Bovespa (ISE Bovespa), atingindo o nível de referência na Dimensão Social.

Meio Ambiente

Em 2013 destaca-se a continuidade na 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.

Destaca-se a emissão da Licença Ambiental de Instalação nº 2227, emitida em 06/09/2013.

Em paralelo, a EDP Bandeirante manteve as suas atividades de manutenção do sistema de gestão ambiental, assegurando a recertificação

de três subestações em 2013 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 2013 foi a assinatura de 13 termos de convênios de biodiversidade com prefeituras municipais da área de concessão melhorando as formas de destinação dos resíduos de podas gerados nas cidades, e em contrapartida a EDP Bandeirante coloca à disposição das prefeituras equipamentos para viveiros e sementes destinadas à produção de mudas de espécies florestais nativas.

Estas atividades culminaram num total de R\$8,3 milhões de investimentos e gastos de natureza ambiental.

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 2013, a EDP Bandeirante atingiu o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida de 79,8% e um Índice de Satisfação Geral de 76,8%.

PRÊMIOS E RECONHECIMENTOS

Durante 2013, a EDP Bandeirante foi reconhecida em atividades que desenvolveu, atestando a qualidade de sua gestão empresarial. Destacam-se:

Prêmio Nacional da Qualidade (PNQ) - destaque no critério Clientes pelo segundo ano consecutivo, por atender os requisitos estabelecidos pelo Modelo de Excelência da Gestão (MEG).

Ainda recebeu a certificação ISO 9001:2008 nos seguintes escopos: avaliação técnica dos equipamentos de medição e coleta de dados dos padrões de atendimento comercial. O processo de tratamento de reclamações comerciais recebeu a declaração de conformidade ISO 10002:2005 e manteve a certificação ISO 9001:2008.

A EDP Bandeirante também foi reconhecida no evento Metering Latin America 2013, resultado da implantação do sistema de reconfiguração automática do fornecimento de energia e das ações de combate às perdas com monitoramento inteligente. Por fim, em 2013, a EDP Bandeirante renovou o selo "Empresa Amiga da Criança", promovido pela Fundação Abrinq.

BALANÇO SOCIAL ANUAL - FORMULÁRIO IBASE

EDP BANDEIRANTE

1 - Base de Cálculo	2013 Valor (Mil reais)			2012 Valor (Mil reais)		
	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL
Receita Líquida (RL)						
Resultado operacional (RO)						
Folha de pagamento bruta (FPB)						
2 - Indicadores Sociais Internos	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL
Alimentação	12.760	11,40%	0,49%	11.988	11,98%	0,47%
Encargos sociais compulsórios	30.226	27,00%	1,16%	28.216	28,20%	1,10%
Previdência privada	4.375	3,91%	0,17%	3.344	3,34%	0,13%
Saúde	12.646	11,30%	0,49%	10.855	10,85%	0,42%
Segurança e saúde no trabalho	0	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%
Educação	272	0,24%	0,01%	298	0,30%	0,01%
Cultura	0	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%
Capacitação e desenvolvimento profissional	1.665	1,49%	0,06%	1.610	1,61%	0,06%
Creches ou auxílio-creche	413	0,37%	0,02%	304	0,30%	0,01%
Participação nos lucros ou resultados	10.511	9,39%	0,40%	9.386	9,38%	0,37%
Programa de Desligamento Voluntário - PDV	0	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%
Outros	1.854	1,66%	0,07%	1.516	1,51%	0,06%
Total - Indicadores sociais internos	74.722	66,74%	2,87%	67.517	67,47%	2,64%
3 - Indicadores Sociais Externos	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Educação	542	0,20%	0,02%	441	0,39%	0,02%
Cultura	1.288	0,48%	0,05%	1.458	1,29%	0,06%
Saúde e saneamento	0	0,00%	0,00%	110	0,10%	0,00%
Esporte	531	0,13%	0,01%	931	0,83%	0,04%
Combate à fome e segurança alimentar	0	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%
Outros	42	0,02%	0,00%	104	0,09%	0,00%
Total das contribuições para a sociedade	2.226	0,84%	0,09%	3.044	2,70%	0,12%
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.197.510	450,59%	45,95%	1.535.275	1363,49%	60,04%
Total - Indicadores sociais externos	1.199.736	450,59%	45,95%	1.538.319	1366,19%	60,16%
4 - Indicadores Ambientais	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	8.091	3%	0,31%	4.260	3,78%	0,17%
Investimentos em programas e/ou projetos externos	249	0%	0,01%	0	0,00%	0,00%
Total dos investimentos em meio ambiente	8.340	3%	0,32%	4.260	3,78%	0,17%
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%			() não possui metas () cumpre de 51 a 75% () cumpre de 0 a 50% (X) cumpre de 76 a 100%	
5 - Indicadores do Corpo Funcional	2013			2012		
Nº de empregados(as) ao final do período	1.220			1181		
Nº de admissões durante o período	153			198		
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	2.277			1898		
Nº de estagiários(as)	44			31		
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	223			238		
Nº de mulheres que trabalham na empresa	243			220		
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	16,33%			0		
Nº de negros(as) que trabalham na empresa (1)	370			116		
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	18,75%			0		
Nº de pessoas com deficiência ou necessidades especiais	25			35		
6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial	2013			Meta 2014		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa (2)	36,27			36,27		
Número total de acidentes de trabalho (3)	12			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)	47.258	1.850	3.571	44.895	1.758	3.392
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	99%	96,00%	34%	97%	100%	51%
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	1.647.013			1.841.091		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	74% governo 3% acionistas	8% colaboradores(as) 7% terceiros	8% retido	84% governo 2% acionistas	6% colaboradores(as) 6% terceiros	2% retido

7 - Outras Informações

(1) Abrange negros e pardos que trabalham na empresa.
 (2) Não foram considerados os Conselheiros 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.

AUDITORES INDEPENDENTES

Nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia firmou contrato com a PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes (PwC), em Abril de 2013, para prestação de serviços de auditoria de suas demonstrações contábeis, bem como a revisão de informações contábeis intermediárias. A PwC iniciou a prestação de serviços em Abril de 2013.

Durante o processo de contratação da PwC, a Companhia considerou a natureza dos serviços não relacionados a auditoria que a PwC e suas firmas afiliadas já estavam prestando à Companhia. Estes serviços incluíam um contrato de prestação de serviços relacionados à folha de pagamento no montante de R\$1.066 mil, originalmente contratado em 1º de novembro de 2012. A Companhia e a PwC decidiram encerrar este contrato assim que praticável, e os serviços foram concluídos em 24

setembro de 2013. Enquanto o contrato estava em fase de descontinuação, a Companhia e a PwC adotaram medidas específicas de salvaguarda para reduzir as ameaças à independência, nos termos previstos na Resolução CFC nº 1.311/10, que aprova a NBC PA 290 - Independência - Trabalhos de Auditoria e Revisão. Estas medidas incluíram a segregação entre a equipe de prestação de serviços de folha de pagamento e a equipe de prestação de serviços de auditoria externa, e a contratação, por parte da administração do Grupo EDP, de outra empresa de auditoria independente para aplicar procedimentos de auditoria sobre a folha de pagamento no período em que a mesma foi processada pela afiliada da PwC. No entendimento da administração, as medidas de salvaguarda adotadas foram adequadas para preservar a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa. Esse trabalho foi concluído dentro do exercício de 2013. Este serviço superou

o valor do contrato de auditoria em 136%. 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.

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Conforme requerido pelo artigo 25 da instrução CVM 480/09, declaramos que revisamos e concordamos com as demonstrações financeiras e também com os Relatórios dos Auditores Independentes emitidos sobre as respectivas Demonstrações Financeiras para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012. Estas foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e o International Financial Reporting Standards ("IFRS") emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB").

BALANÇOS PATRIMONIAIS

(Em milhares de reais)	Nota	31/12/2013	31/12/2012 Reclassificado	01/01/2012 Reclassificado
ATIVO				
Circulante				
Caixa e equivalentes de caixa	4	333.989	111.544	191.654
Consumidores e concessionárias	5	461.629	601.889	453.640
Impostos e contribuições sociais	6	16.085	31.273	105.970
Estoques	9	3.960	15.648	21.174
Cauções e depósitos vinculados	10	245	327	149
Despesas pagas antecipadamente		11	133	1.050
Outros créditos	11	25.533	24.858	21.194
		841.452	785.672	794.831
Não circulante				
Ativo financeiro indenizável	12	274.758	238.834	188.432
Consumidores e concessionárias	5	40.660	31.363	52.943
Impostos e contribuições sociais	6	43.359	32.797	21.317
Imposto de renda e contribuição social diferidos	7	150.474	209.777	210.213
Partes relacionadas	8	281	1.033	1.421
Cauções e depósitos vinculados	10	73.720	70.341	63.885
Outros créditos	11	30.707	24.750	25.484
		613.959	608.895	563.695
Propriedades para investimentos	13	3.053	3.053	3.053
Imobilizado	14	88	112	136
Intangível	15	998.818	1.003.756	1.028.981
		1.001.959	1.006.921	1.032.170
Total do ativo		2.457.370	2.401.488	2.390.696

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)	Nota	2013	2012 Reclassificado
Receitas	24	2.605.852	2.557.089
Custo do serviço de energia elétrica			
Custo com energia elétrica			
Energia elétrica comprada para revenda		(1.501.297)	(1.574.583)
Encargos de uso da rede elétrica		(145.822)	(347.851)
	25	(1.647.119)	(1.922.434)
Custo de operação			
Pessoal		(97.437)	(84.594)
Materiais e serviços de terceiros		(80.668)	(93.432)
Depreciações e amortizações		(112.491)	(72.921)
Outros custos de operação		(16.831)	(2.121)
	25	(307.427)	(253.068)
		(1.954.546)	(2.175.502)
Custo do serviço prestado a terceiros	25	(150.074)	(100.541)
Lucro bruto		501.232	281.046
Despesas e Receitas operacionais			
Despesas com vendas		(28.330)	(22.636)
Despesas gerais e administrativas		(151.585)	(110.999)
Depreciações e amortizações		(7.788)	(9.180)
Outras despesas e receitas operacionais		(13.583)	(3.243)
	25	(201.286)	(146.058)
Resultado antes do Resultado financeiro e tributos		299.946	134.988
Receitas financeiras		65.520	75.654
Despesas financeiras		(99.700)	(98.043)
Resultado financeiro	26	(34.180)	(22.389)
Resultado antes dos tributos sobre o lucro		265.766	112.599
Imposto de renda e contribuição social correntes		(67.871)	(6.858)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(7.114)	(24.773)
	27	(74.985)	(31.631)
Resultado líquido do exercício		190.781	80.968
Resultado por ação atribuível aos acionistas			
Resultado básico por ação (Reais/ação)	28		
ON		0,00488	0,00207
Resultado diluído por ação (Reais/ação)	28		
ON		0,00488	0,00207

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)	2013	2012 Reclassificado
Geração do valor adicionado	3.909.784	4.285.426
Receita operacional	3.760.274	4.170.238
Provisão para créditos de liquidação duvidosa e perdas líquidas	(28.330)	(22.636)
Receita de construção	147.391	96.783
Outras receitas	30.449	41.041
(-) Insumos adquiridos de terceiros	(2.205.344)	(2.428.989)
Custos da energia comprada	(1.653.685)	(1.734.284)
Encargos de uso da rede elétrica	(160.332)	(382.259)
Materiais	(13.705)	(12.473)
Serviços de terceiros	(140.581)	(137.050)
Custo com construção da infraestrutura	(147.391)	(96.783)
Outros custos operacionais	(89.650)	(66.140)
Valor adicionado bruto	1.704.440	1.856.437
Retenções		
Depreciações e amortizações	(122.947)	(86.492)
Valor adicionado líquido produzido	1.581.493	1.769.945
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	65.520	75.654
Valor adicionado total a distribuir	1.647.013	1.845.599
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal		
Remuneração direta	90.112	70.563
Benefícios	27.673	24.663
FGTS	9.686	8.996
Impostos, taxas e contribuições		
Federais	364.561	661.020
Estaduais	849.154	889.279
Municipais	3.975	3.554
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	105.528	102.303
Aluguéis	5.543	4.253
Remuneração de capital próprio		
Juros sobre capital próprio	45.395	40.963
	1.508.352	1.805.594
Lucros retidos	138.661	40.005
	1.647.013	1.845.599

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

(Em milhares de reais)	Nota	31/12/2013	31/12/2012 Reclassificado	01/01/2012 Reclassificado
PASSIVO e PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
Circulante				
Fornecedores	16	379.505	448.325	325.473
Impostos e contribuições sociais	6	122.853	85.607	120.280
Dividendos	23.2	45.311	34.819	48.907
Debêntures	17	97.952	16.545	24.825
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	18	74.147	60.508	62.041
Benefícios pós-emprego	19	36	16.076	18.317
Obrigações estimadas com pessoal	20	22.876	22.661	21.864
Encargos regulamentares e setoriais	21	15.529	41.449	70.560
Provisões	22	5.458	6.404	6.900
Outras contas a pagar	11	32.317	47.852	80.523
		795.984	780.246	779.690
Não circulante				
Impostos e contribuições sociais	6	11.742	25.846	40.713
Debêntures	17	311.678	389.195	388.550
Empréstimos e financiamentos	18	125.066	170.429	171.960
Benefícios pós-emprego	19	7.427	145.230	82.718
Partes relacionadas	8	668	3.714	856
Encargos regulamentares e setoriais	21	4.371	6.988	885
Provisões	22	68.781	68.675	80.685
Reserva para reversão e amortização	2.2. p	17.248	17.248	17.248
Outras contas a pagar	11	10.149	14.628	36.023
		557.130	841.953	819.638
Patrimônio líquido				
Capital social	23.1	339.628	254.628	254.628
Reservas de capital	23.3	334.728	334.728	334.728
Reservas de lucros	23.3	402.327	263.666	228.504
Outros resultados abrangentes	23.3	27.573	(73.733)	(26.492)
		1.104.256	779.289	791.368
Total do passivo e patrimônio líquido		2.457.370	2.401.488	2.390.696

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)	2013	2012
Resultado líquido do exercício	190.781	80.968
Outros resultados abrangentes		
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego	153.495	(71.578)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(52.189)	24.337
Resultado abrangente do exercício	292.087	33.727

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)	2013	2012 Reclassificado
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	265.766	112.599
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais		
Provisão para créditos de liquidação duvidosa e perdas líquidas	28.330	22.636
Valor justo do ativo financeiro indenizável	(17.185)	(24.534)
Depreciações e amortizações	120.279	82.101
Ganhos e perdas na alienação de bens e direitos	1.231	(5.591)
Juros e atualizações monetárias dos contratos de mútuos	318	
Fornecedores - atualização monetária - Energia livre	2.614	2.502
Encargos de dívidas e variações monetárias sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	47.752	54.072
Provisão (reversão) para plano de benefícios pós-emprego	13.353	4.353
Provisões (reversões) e atualizações monetárias cíveis, fiscais e trabalhistas	20.542	19.075
Ajuste a valor presente	2.376	4.508
Encargos regulamentares e setoriais - provisão e atualização monetária	18.445	17.831
Cauções e depósitos vinculados a litígios - atualização monetária	(1.475)	(2.599)
Impostos e contribuições sociais - atualização monetária	245	3.132
Outros	6.968	9.385
	509.559	299.470
(Aumento) diminuição de ativos operacionais		
Consumidores e concessionárias	105.237	(174.892)
Impostos e contribuições sociais compensáveis	60.220	24.585
Estoques	4.720	(3.859)
Cauções e depósitos vinculados	(1.822)	(4.035)
Despesas pagas antecipadamente	122	917
Outros ativos operacionais	(5.657)	(18.214)
	162.820	(175.498)
Aumento (diminuição) de passivos operacionais		
Fornecedores	(71.434)	120.350
Outros tributos e contribuições sociais	(51.538)	(21.378)
Benefícios pós-emprego	(13.701)	(15.660)
Obrigações estimadas com pessoal	215	797
Encargos regulamentares e setoriais	(46.982)	(16.339)
Provisões	(21.382)	(31.608)
Devolução ao consumidor - PIS e COFINS COSIT 27		(74)
Outros passivos operacionais	(19.121)	293
	(223.943)	36.381
Caixa proveniente das atividades operacionais	448.436	160.353
Imposto de renda e contribuição social pagos	(53.171)	(23.242)
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais	395.265	137.111
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Adições ao Imobilizado e Intangível	(147.391)	(96.783)
Alienação de bens e direitos	14.371	5.394
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(133.020)	(91.389)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Partes relacionadas	(2.612)	3.246
Aumento (redução) de capital	85.000	
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(34.819)	(53.750)
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	62.445	49.889
Amortização do principal de empréstimos, financiamentos e debêntures	(103.049)	(61.272)
Pagamentos de encargos de dívidas líquido de derivativos	(46.765)	(63.945)
Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamentos	(39.800)	(125.832)
Aumento (Redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	222.445	(80.110)
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	333.989	111.544
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	111.544	191.654
	222.445	(80.110)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 e 2012

(Em milhares de reais)	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2011	254.628	334.728	202.012	-	-	791.368
Ajuste de exercícios anteriores			26.492	(26.492)		
Saldos em 1º de janeiro de 2012 (Reclassificado)	254.628	334.728	228.504	(26.492)	-	791.368
Reversão de dividendos - AGE 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
Saldos em 31 de dezembro de 2012	254.628	334.728	263.666	(73.733)	-	779.289
	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2012	254.628	334.728	189.933	-	-	779.289
Ajuste de exercícios anteriores			73.733	(73.733)		
Saldos em 31 de dezembro de 2012 (Reclassificado)	254.628	334.728	263.666	(73.733)	-	779.289
Aumento de capital - AGO de 09/04/2013	85.000					85.000
Lucro líquido do exercício					190.781	190.781
Destinação do lucro						
Constituição de reserva legal			9.539		(9.539)	
Dividendos intermediários (JSCP)					(45.395)	(45.395)
Dividendo adicional aprovado					(6.725)	(6.725)
Dividendo adicional proposto						
Outros resultados abrangentes			129.122		(129.122)	
Ganhos e perdas atuariais - Benefícios pós-emprego				153.495		153.495
Imposto de renda e contribuição social diferidos				(52.189)		(52.189)
Saldos em 31 de dezembro de 2013	339.628	334.728	402.327	27.573	-	1.104.256

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

1 Contexto operacional

A Bandeirante Energia S.A. (Companhia ou EDP 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 - ANEEL, cujo prazo de 30 anos, válidos até outubro de 2028 e atua em 28 municípios no Estado de São Paulo, tendo suas atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

As principais obrigações estabelecidas às partes no contrato de concessão são as seguintes:

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 nº 11.638/07 e nº 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, emitidas 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 apresentação da Demonstração do Valor Adicionado - DVA é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações contábeis.

A Administração da Companhia autorizou a conclusão das demonstrações financeiras em 26 de fevereiro de 2014.

2.1.2 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor e ativos financeiros disponíveis para venda e ativos e passivos financeiros (inclusive instrumentos derivativos) mensurados ao valor justo.

2.1.3 Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o Real e as demonstrações financeiras estão sendo apresentadas em reais, 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 ao custo acrescido de juros auferidos até a data do balanço que equivalem ao valor justo.

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; e

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

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 26).

Na 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 12)

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 de forma a refletir a melhor estimativa do Valor Novo de Reposição - VNR, conforme critérios estabelecidos em regulamento do Poder Concedente e com base em uma metodologia ajustada e atualizada pelo IGP-M sobre o valor dos ativos em serviço pertencentes à concessão e que serão reversíveis no final da concessão.

c) Estoques (Nota 9)

Os materiais utilizados na construção da infraestrutura da concessão e na operação e manutenção da prestação dos serviços são demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor. O método de avaliação dos estoques é efetuado com base na média ponderada móvel.

d) Propriedades para investimentos (Nota 13)

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

e) Imobilizado (Nota 14)

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

f) Intangível (Nota 15)

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 até o prazo remanescente da concessão.

• Ágio incorporado: refere-se à parcela cindida do ágio incorporado decorrente 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 de 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 intangível 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 distribuição 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. Os valores recuperáveis foram determinados com base no valor em uso.

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 16)

Inclui, principalmente, os saldos a pagar aos fornecedores de materiais, serviços, de energia elétrica e de encargos de uso da rede elétrica. Os valores estão contabilizados de acordo com o regime de competência.

k) Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas e debêntures (Notas 17 e 18)

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 22)

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 27)

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 e passivos foram registrados sobre diferenças temporárias e eventos decorrentes da Lei nº 11.638/07 - RTT, 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.

O imposto de renda e a contribuição social correntes e diferidos ativos e passivos são apresentados pelo seu montante líquido, conforme requerido pelo Pronunciamento Técnico CPC 32.

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 19)

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 19.

Os valores são registrados de acordo com o CPC 33 (R1) nos termos da Deliberação CVM nº 695/12. 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 2013.

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. Os custos com serviços passados são reconhecidos no período em que ocorrem integralmente no resultado na rubrica de Pessoal, e o resultado financeiro do benefício passa a ser reconhecido pelo valor líquido com base na taxa de desconto.

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 23.1)

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 (Nota 23.2)

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. Os principais critérios de reconhecimento e mensuração, estão apresentados a seguir:

(i) 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;

(ii) A energia fornecida e não faturada, correspondente ao período decorrido entre a data da última leitura e o encerramento do balanço, é estimada e reconhecida como receita não faturada;

(iii) O reconhecimento da receita de construção está diretamente associado às adições ao ativo intangível

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

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. O registro contábil dessa receita é efetuado em contrapartida à Custo com construção da infraestrutura em igual montante (Notas 24 e 25);

(iv) 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; e
 (v) 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*, quando aplicável.

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 períodos subsequentes, podem diferir 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. Apesar do CPC 01 requerer o teste de imparidade somente quando há indicador de imparidade ou ativo de vida útil indefinida, a Companhia adota como prática a avaliação de imparidade em base anual.

As principais estimativas que representam risco significativo com probabilidade de causar ajustes às demonstrações financeiras, referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de: Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 2.2 item b); Receita de fornecimento não faturado (nota 2.2 item s); Transações realizadas no âmbito da CCEE (nota 2.2 item b); Recuperação do imposto de renda e contribuição social diferidos sobre diferenças temporárias (nota 2.2 item n); Mensuração de instrumentos financeiros (nota 2.2 item v); Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas (nota 2.2 item l); e Planos de benefícios pós-emprego (nota 2.2 item o).

u) Resultado por ação (Nota 28)

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 nº 636/10. Não existe diferença entre o Resultado básico por ação e o Resultado por ação diluído.

v) Instrumentos financeiros (Nota 29)

Instrumentos financeiros são quaisquer transações que dão origem a um ativo ou 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 inicial, os empréstimos e recebíveis são medidos pelo método do custo amortizado por meio do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.

- Instrumentos disponíveis para venda

São designados nesta categoria os ativos financeiros não derivativos que são designados como disponíveis para venda ou que não são classificados em nenhuma das categorias anteriores. O Ativo financeiro indenizável da Companhia é classificado como disponível para venda. Posteriormente ao reconhecimento inicial, estes ativos são mensurados de forma a refletir a melhor estimativa do Valor Novo de Reposição - VNR, conforme descrito na nota 2.2 item b, que equivale ao valor justo, calculado conforme critérios estabelecidos em regulamento do Poder Concedente. Os efeitos desta mensuração são reconhecidos diretamente no resultado do exercício, pelo método da taxa efetiva de juros.

- 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.

w) 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.

x) Contratos de concessão

O CPC emitiu em 2009 com alterações posteriores, a Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão. 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.

- 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 esta 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 por meio 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.

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.

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.

y) Contratos de arrendamento

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

2.3 Adoção das Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) novas e revisadas

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 2013, portanto não foram aplicadas na preparação dessas demonstrações financeiras.

O CPC ainda não editou os respectivos pronunciamentos e modificações correspondentes às IFRS e IFRIC novas e revisadas. 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.

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

A Companhia está avaliando e ainda não concluiu pelos efeitos e a aplicabilidade das normas abaixo, as quais são aplicáveis a partir de 1º janeiro de 2014, exceto o IFRS 9, com efeito a partir de 1º de janeiro de 2015.

IFRIC 21 - Impostos

A IFRIC 21 é uma interpretação do IAS 37 Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes. O IAS 37 estabelece critérios para o reconhecimento de um passivo, um dos quais é a exigência de que a entidade tem uma obrigação presente como resultado de um evento passado (conhecido como fato gerador da obrigação). Esta interpretação esclarece que o fato gerador da obrigação que dá origem a uma obrigação de pagar uma taxa é a atividade descrita na legislação pertinente que desencadeia o pagamento da taxa.

IAS 32 - Compensação de ativos e passivos financeiros

As alterações à IAS 32 esclarecem questões de adoção existentes com relação às exigências de compensação de ativos e passivos financeiros. Especificamente, essas alterações esclarecem o significado de "atualmente possui o direito legal de compensar" e "realização e liquidação simultâneas".

IAS36-Redução ao valor recuperável de ativos: Divulgação de valores a recuperar de ativos não financeiros

O IASB publicou alterações ao IAS 36 relativas à divulgação de valores a recuperar de ativos não financeiros. As alterações introduzidas pelo IAS 36 exigem que a entidade deverá divulgar o valor recuperável dos ativos depreciados, que é baseado no valor justo menos os custos estimados de alienação.

Existem, adicionalmente, alterações incorporadas na IAS 36, na sequência da introdução da IFRS 13 - 'Justo valor: mensuração e divulgação', que vêm a ser corrigidas através desta emenda - eliminação do requisito de divulgação do valor recuperável de Unidades Geradoras de Caixa com ativos intangíveis com vida útil indefinida e/ou *goodwill*, quando não tenham sido reconhecidas perdas de imparidade.

IAS 39 - Instrumentos financeiros - Novação de derivados e contabilidade de cobertura

Em 28 de junho de 2013 o IASB emitiu uma emenda ao IAS 39 - 'Instrumentos financeiros derivados', a qual introduz uma isenção à obrigação de descontinuar a contabilidade de cobertura dos instrumentos financeiros derivado, quando se verificar alteração da contraparte do contrato por requisito legal e desde que estejam cumpridas determinadas condições.

Esta alteração é introduzida para dar resposta às novas regras de contratação de instrumentos financeiros derivados, que passam a obrigar a sua negociação através de Câmaras de compensação. Esta situação resultará na novação das posições contratuais para os contratos em vigor que, sem a isenção introduzida, obrigaria o registro da descontinuação de grande parte das relações de cobertura registradas.

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 descaimento contábil.

2.3.2 Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas pelo CPC - Comitê de Pronunciamentos Contábeis adotadas pela Companhia a partir de 1º 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 quanto: (i) a eliminação da utilização do "método do corredor" passando a vigorar somente o reconhecimento integral dos ganhos e perdas atuariais na data das demonstrações financeiras em Outros Resultados Abrangentes, (prática esta já utilizada pela Companhia desde a adoção inicial ao IFRS, em 2010); (ii) reconhecimento integral no resultado dos custos dos serviços passados; e (iii) reconhecimento da despesa/receita financeira do plano que passa a ser reconhecido 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.

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, foram complementadas de modo a incluir todos os ativos e passivos em seu escopo. A Administração da Companhia entende que a adoção dessa nova norma resultou em uma divulgação mais abrangente das demonstrações financeiras.

2.4 Reclassificações dos exercícios anteriores

Em janeiro de 2013 entraram em vigor os seguintes CPCs: CPC 18 (R2), CPC 19 (R2), CPC 33 (R1), CPC 36 (R3), CPC 45 e CPC 46. Alguns destes CPCs trouxeram mudanças nas práticas contábeis da Companhia e, conforme previsto no CPC 23, mudanças nas práticas contábeis requerem aplicação retrospectiva ao exercício apresentado comparativamente mais antigo.

Conforme requisito do CPC 26 (R1), quando a Companhia incorrer em mudança na política contábil ou reclassificação de saldos de exercícios anteriores, ela deverá apresentar um terceiro balanço patrimonial no início do período anterior precedente ao período atual. Assim, para fins de comparabilidade, apresentamos os efeitos dos ajustes relativos a 31 de dezembro de 2012 e 1º de janeiro de 2012.

2.4.1 Balanço Patrimonial

As reclassificações estão apresentadas a seguir:

- (i) CPC 26 (R1) - Apresentação líquida das obrigações relativos aos programas de P&D e PEE, deduzidos dos serviços em curso, relacionados aos referidos programas;
- (ii) CPC 33 (R1) - Reclassificação dos ganhos e perdas atuariais da rubrica Reservas de lucros para Outros resultados abrangentes;
- (iii) CPC 32 - Apresentação líquida do Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro;
- (iv) Reclassificação para a apresentação líquida dos demais tributos (ICMS, PIS e COFINS) não abrangidos pelo CPC 32.

	01/01/2012						
	Publicado	CPC 26 - Apresentação de Serviços em curso de P&D	Liq. dos Ganhos e perdas Atuariais	CPC 33 - Reclassificação de Ganhos e perdas Atuariais	CPC 32 - Tributo sobre o Lucro	Reclassificações	Saldo ajustado
Ativo Circulante							
Impostos e contribuições sociais	232.456				(100.230)	(26.256)	105.970
Outros créditos	81.550		(60.356)				21.194
Total do ativo Passivo Circulante	2.577.538		(60.356)	-	(100.230)	(26.256)	2.390.696
Impostos e contribuições sociais	246.766				(100.230)	(26.256)	120.280
Encargos regulamentares e setoriais	130.916		(60.356)				70.560
Patrimônio Líquido							
Reservas de lucros	202.012			26.492			228.504
Outros resultados abrangentes				(26.492)			(26.492)
Total do passivo e patrimônio líquido	2.577.538		(60.356)	-	(100.230)	(26.256)	2.390.696
				31/12/2012			
	Publicado	CPC 26 - Apresentação de Serviços em curso de P&D	Liq. dos Ganhos e perdas Atuariais	CPC 33 - Reclassificação de Ganhos e perdas Atuariais	CPC 32 - Tributo sobre o Lucro	Reclassificações	Saldo ajustado
Ativo Circulante							
Impostos e contribuições sociais	97.361				(7.197)	(58.891)	31.273
Outros créditos	68.893		(44.035)				24.858
Total do ativo Passivo Circulante	2.511.611		(44.035)	-	(7.197)	(58.891)	2.401.488
Impostos e contribuições sociais	151.695				(7.197)	(58.891)	85.607
Encargos regulamentares e setoriais	85.484		(44.035)				41.449
Patrimônio Líquido							
Reservas de lucros	189.933			73.733			263.666
Outros resultados abrangentes				(73.733)			(73.733)
Total do passivo e patrimônio líquido	2.511.611		(44.035)	-	(7.197)	(58.891)	2.401.488

As reclassificações estão apresentadas a seguir:

- (i) Reclassificação da rubrica Ajuste a valor presente, anteriormente apresentado reduzindo à rubrica de Receita financeira para Despesa financeira;
- (ii) Reclassificação dos gastos operacionais não gerenciáveis relativos ao Encargo de Serviço do Sistema - ESS, da rubrica de Encargos de uso da rede elétrica para a rubrica de Energia elétrica comprada para revenda, líquido dos respectivos créditos de PIS e COFINS, conforme Despacho ANEEL nº 3.262, de 27 de setembro de 2013.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

	2012			
	Publicado	Reclassificações	Despacho 3.262/13	Saldo ajustado
Custo com energia elétrica				
Energia elétrica comprada				
para revenda	(1.499.859)		(74.724)	(1.574.583)
Encargos de uso da rede elétrica	(422.575)		74.724	(347.851)
Receitas financeiras	71.146	4.508		75.654
Despesas financeiras	(93.535)	(4.508)		(98.043)

2.4.3 Demonstração do valor adicionado

Reclassificação dos gastos operacionais não gerenciáveis relativos ao Encargo de Serviço do Sistema - ESS, da rubrica de Encargos de uso da rede elétrica para a rubrica de Energia elétrica comprada para revenda, conforme Despacho ANEEL nº 3.262, de 27 de setembro de 2013 no montante de R\$82.341.

3 Eventos significativos no exercício

3.1 Reajuste Tarifário 2013

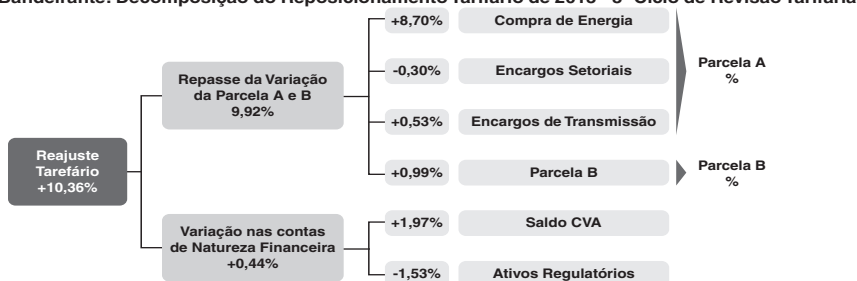
A Resolução Homologatória ANEEL nº 1.641 de 22 de outubro de 2013, homologou o resultado do reajuste tarifário anual da Companhia aplicado a partir de 23 de outubro de 2013.

O reposicionamento tarifário foi de 10,36%, sendo 9,92% relativo ao reposicionamento econômico e 0,44% referente aos componentes financeiros pertinentes. Em relação à tarifa praticada anteriormente, o efeito médio percebido pelos consumidores cativos foi de 5,83%, sendo 4,50% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e 6,85% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão. No processo de reajuste tarifário, a ANEEL considera a variação de custos que as empresas experimentaram no decorrer de doze meses anteriores. O 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 transmissão (transporte de energia) e encargos setoriais, além de ajustes financeiros reconhecidos pela ANEEL na Conta de Variação de Itens da Parcela A (CVA).

O Fator X aprovado neste reajuste tarifário foi de 1,08%, sendo "Pd" (ganhos de produtividade) 1,08%, "T" (trajetória para adequação dos custos operacionais) 0,00% e "Q" (incentivo à qualidade) 0,00%. O índice de reajuste tarifário aprovado inclui a amortização da segunda de três parcelas do saldo do passivo regulatório (R\$78.094, ajustado pela variação monetária) formado em função da postergação da data de aplicação dos resultados da Terceira Revisão Tarifária Periódica (3TRTP), no montante de R\$28.001, ficando a última parcela para o reajuste tarifário de 2014.

O principal ajuste financeiro reconhecido pela ANEEL neste processo tarifário foi o saldo da Conta de Variação de Itens da Parcela A (CVA) no montante de R\$287.763, referente à diferença entre os custos homologados e os efetivamente incorridos pela Companhia no período de agosto de 2012 a julho de 2013. Deste montante, a Companhia receberá R\$49.889 via tarifa e os outros R\$237.874, ressarcidos em dezembro de 2013, por meio de repasse da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, de modo a reduzir o impacto nas tarifas a serem aplicadas aos consumidores finais.

EDP Bandeirante: Decomposição do Reposicionamento Tarifário de 2013 - 3º Ciclo de Revisão Tarifária



3.2 Regulamentações do Setor de Energia

O ano de 2013 foi marcado por significativas alterações no arcabouço legal e regulatório aplicado ao setor de energia elétrica. Destacaram-se: (i) a Lei Ordinária nº 12.767 de 27 de dezembro de 2012, que dispôs sobre a extinção das concessões de serviço público de energia elétrica e a prestação temporária do serviço, sobre a intervenção para adequação do serviço público de energia elétrica, e (ii) a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, que dispôs sobre as concessões de geração; transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária.

O governo federal, com as medidas introduzidas, buscou disciplinar as condições para intervenção em concessões tidas como de gestão temerária, solucionar a questão das concessões vincendas no período 2015-2017 e garantir a redução do valor da conta de energia elétrica, para o consumidor final a partir de janeiro de 2013. A redução média prevista para todo o Brasil foi de 20,2%, decorrente de duas frentes: Renovação das Concessões vincendas (13%) e Redução dos Encargos Setoriais (7%).

A Medida Provisória nº 579, convertida na Lei Ordinária nº 12.783 em 11 de janeiro de 2013, estabeleceu que as concessionárias de geração e transmissão, licitadas antes de 13 de fevereiro de 1995 (artigo 19 da Lei nº 9.074) e que tivessem contratos a vencer entre 2015 e 2017, poderiam prorrogar antecipadamente as suas concessões, desde que disponibilizassem a totalidade de sua garantia física de energia para o regime de cotas a ser distribuído proporcionalmente ao mercado de cada distribuidora. Já, as concessionárias de transmissão passariam a ter sua tarifa calculada apenas para a cobertura dos custos com a operação, manutenção, encargos e tributos, uma vez que os ativos vinculados à prestação do serviço já estavam totalmente amortizados.

No que se referem aos Encargos Setoriais, as contribuições para a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC e para a Reserva Global de Reversão - RGR deixaram de ser cobradas dos consumidores, enquanto que a contribuição para a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE foi reduzida, a partir de janeiro de 2013, a 25% de seu valor original.

Todas as empresas de Transmissão, elegíveis, aderiram às condições colocadas para a antecipação da renovação das concessões, o que, todavia, não foi o caso das empresas de Geração, fazendo com que parte significativa da energia envolvida não pudesse ser utilizada para o sistema de cotas. Deste fato decorreu a necessidade de se rever as fontes de recursos que permitiriam o atingimento da meta de redução do valor das contas de energia elétrica.

A edição da Medida Provisória nº 605 em 23 de janeiro de 2013, aumentou o escopo para utilização dos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, provendo recursos para compensar descontos aplicados nas tarifas e compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica. Por meio do Decreto nº 7.891/13, os descontos tarifários para as tarifas social baixa renda, atividade rural, tratamento de água, esgoto e saneamento e irrigantes, puderam deixar de ser custeadas por meio das tarifas dos demais consumidores, permitindo desta forma que a redução prometida pudesse ser atingida.

5 Consumidores e concessionárias

	Nota	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	PCLD	Saldo líquido em 31/12/2013	Saldo líquido em 31/12/2012
Circulante								
Consumidores								
Fornecimento faturado								
Residencial		75.333	59.561	11.867	146.761	(11.867)	134.894	145.796
Industrial		16.191	24.236	31.347	71.774	(31.599)	40.175	58.216
Comércio, Serviços e Outras Atividades		24.843	16.151	9.091	50.085	(8.197)	41.888	53.089
Rural		964	431	177	1.572	(128)	1.444	1.601
Poder Público								
Federal		3.022	182	68	3.272	(36)	3.236	3.085
Estadual		2.857	88	334	3.279	(327)	2.952	3.606
Municipal		4.814	1.783	381	6.978	(156)	6.822	13.700
Iluminação Pública		6.461	2.589	473	9.523	(231)	9.292	15.983
Serviço Público		11.032	1.469	9.223	21.724	(470)	21.254	9.724
Fornecimento não faturado		141.493			141.493		141.493	198.056
Parcelamentos de débitos		41.742	5.438	28.364	75.544	(29.593)	45.951	45.442
(-) Ajuste a valor presente	5.2	(1.177)			(1.177)		(1.177)	(1.114)
Outros créditos					949		949	1.493
		327.575	111.928	92.274	531.777	(82.604)	449.173	548.677
Concessionárias								
Suprimento de energia elétrica								
Energia de curto prazo	5.1	260		155	415		415	333
Encargos de uso da rede elétrica		1.240			1.240		1.240	2.006
Outros		10.801			10.801		10.801	8.579
		12.301		155	12.456		12.456	53.212
Total Circulante		339.876	111.928	92.429	544.233	(82.604)	461.629	601.889
Não circulante								
Consumidores								
Industrial		4.245			4.245	(2.538)	1.707	1.751
Comércio, Serviços e Outras Atividades		18			18		18	-
Parcelamentos de débitos		50.137			50.137	(436)	49.701	33.919
(-) Ajuste a valor presente	5.2	(11.750)			(11.750)		(11.750)	(9.436)
		42.650			42.650	(2.974)	39.676	26.234
Concessionárias								
Outros								
		1.103			1.103	(119)	984	5.129
		1.103			1.103	(119)	984	5.129
Total Não Circulante		43.753			43.753	(3.093)	40.660	31.363

5.1 Energia de Curto Prazo

O saldo refere-se às transações de venda de energia realizadas no âmbito da CCEE, liquidadas no exercício.

5.2 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 2013 correspondia a 11,36% a.a. (11,36% a.a. em 31 de dezembro de 2012), afetando

Mensalmente a ANEEL passou a homologar o montante de recursos da CDE repassados pelas Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - Eletrobrás a cada distribuidora, para custear os descontos acima mencionados. Para definição dos valores mensais repassados durante o ano de 2013, a ANEEL utilizou o mercado considerado no último processo tarifário e a diferença entre as tarifas com e sem o desconto. A partir de 2014 será definida pela ANEEL metodologia para o repasse dos recursos, considerando as diferenças entre os valores previstos e os realizados.

Em 24 de janeiro de 2013, por meio da Resolução Homologatória nº 1.415, a ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Extraordinária - RTE, específica para o ajuste dos custos de: compra de energia, de transmissão e dos encargos setoriais. Uma vez reduzidos os custos não gerenciáveis pela empresa, as tarifas de fornecimento foram reduzidas, sem que isso viesse a representar qualquer impacto na margem das distribuidoras.

Estes efeitos passaram a ser percebidos pelos consumidores a partir do final de janeiro de 2013. Em síntese, as principais alterações que permitiram a redução da conta foram:

- i) Redução dos custos da compra de energia advindo da alocação de cotas de energia das geradoras com concessões renovadas;
- ii) Redução dos custos de transmissão de energia;
- iii) Redução dos encargos setoriais; e
- iv) Retirada dos subsídios cruzados da estrutura da tarifa.

Por decisão do Conselho de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE decorrente das condições hidrológicas desfavoráveis verificadas no ano de 2012 e nos primeiros meses de 2013, o Operador Nacional de Sistema - ONS, passou a acionar a geração térmica disponível, como forma de preservar o nível dos reservatórios das geradoras hidroelétricas. Por se tratar de uma fonte mais cara e para a qual não há cobertura tarifária, as concessionárias de distribuição passaram a acumular um saldo na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA a ser repassado nos processos tarifários subsequentes.

Com intuito de evitar o repasse destes custos ao consumidor, em 7 de março de 2013 foi alterado o Decreto nº 7.891 que no §4º do artigo 4-A determinou que a ANEEL homologue os montantes de recursos da CDE a serem repassados pela Eletrobrás para cobrir: (i) mensalmente, a exposição das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo, decorrente da alocação das cotas de garantia física de energia e de potência e da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica; e (ii) nos processos tarifários realizados nos doze meses subsequentes à data de 8 de março de 2013, valor total ou parcialmente, do resultado positivo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA, decorrentes do custo de aquisição de energia elétrica e das despesas decorrentes do despacho de usinas termelétricas acionadas em razão de segurança energética.

Em 2 de abril de 2013 foi divulgada a Nota Técnica nº 83, de emissão da Superintendência de Regulação Econômica da ANEEL, que apresentou o cálculo dos valores para repasse da Eletrobrás à CCEE tendo como fonte de recurso a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.

O cálculo incluiu o repasse para cobrir os seguintes custos contabilizados pela CCEE:

- i) exposição ao risco hidrológico dos contratos de cota de garantia física;
- ii) encargo de serviços de sistema corrente relativo ao acionamento de usinas fora da ordem de mérito por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE;
- iii) exposição involuntária relativa à não adesão ao regime de cotas por parte de algumas hidrelétricas, em conjunto com a não realização de leilão para recontração do montante de reposição do ano de 2013.

Após a realização de Audiência Pública, a ANEEL publicou em 7 de maio de 2013 a Resolução Normativa ANEEL nº 549 regulamentando o repasse de recursos da CDE para as distribuidoras, nos termos do Decreto nº 7.891 e convalidou os atos da agência praticados até aquela data.

A Resolução Normativa nº 549/13 em seu artigo 2º tratou especificamente da forma de repasse do saldo positivo relativos à compra de energia e ao ESS, objeto da Conta de Compensação de Variação de Valores da Parcela A - CVA, de que trata a Portaria Interministerial MME/MF nº 25, de 24 de janeiro de 2002. Ademais, disciplinou o regulamento que a ANEEL publicará em cada processo tarifário ordinário a ocorrer até 7 de março de 2014, o valor dos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE repassados pela Eletrobrás às concessionárias de distribuição de energia elétrica para cobertura desses custos.

Tal repasse é devido nos casos em que ao menos um dos seguintes critérios seja verificado:

- i) efeito tarifário médio do processo tarifário da distribuidora for superior a três por cento, na revisão tarifária, e oito por cento, no reajuste tarifário;
- ii) saldo da CVA de compra de energia e ESS superior a dois por cento da receita econômica da distribuidora definida no processo tarifário.

O repasse poderá ser parcial caso os saldos positivos da CVA de compra de energia e de ESS sejam maiores que o montante necessário para atingir os limites definidos.

O valor é calculado considerando os saldos da CVA de compra de energia e ESS contabilizados até o 5º dia útil anterior ao reajuste ou revisão tarifária e o repasse dos recursos da CDE à distribuidora se dará em parcela única, até o 10º dia útil a contar da publicação da Resolução Homologatória do respectivo processo tarifário.

A Resolução Homologatória ANEEL nº 1.641 de 22 de outubro de 2013, homologou o resultado do reajuste tarifário anual da Companhia e anuiu o montante de R\$237.874, ressarcidos pela Eletrobrás em dezembro de 2013.

3.3 Medida Provisória nº 627/13 e Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil nº 1.397/13

A Medida Provisória (MP) nº 627, de 11 de novembro de 2013, e a Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil nº 1.397, de 16 de setembro de 2013, trouxeram mudanças relevantes para as regras tributárias federais. Os dispositivos da MP entrarão em vigor obrigatoriamente a partir do ano-calendário de 2015, sendo dada a opção de aplicação antecipada de seus dispositivos a partir do ano-calendário de 2014.

Entre as principais alterações nas regras tributárias a MP revoga o Regime Tributário de Transição (RTT) e traz outras alterações. A referida MP já recebeu mais de 500 emendas e a Companhia aguardará a conversão em Lei para uma análise mais profunda e conclusiva. A Companhia elaborou estudo dos possíveis efeitos que poderiam advir da aplicação dessa nova norma e em uma avaliação preliminar concluiu que a sua adoção antecipada, ou não, não resultaria em impactos relevantes nas demonstrações financeiras.

4 Caixa e equivalentes de caixa

	31/12/2013	31/12/2012
Bancos conta movimento	115.380	111.523
Aplicações financeiras - renda fixa	218.609	21
Total	333.989	111.544

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, substancialmente, a Certificados de Depósitos Bancários e Debêntures, remunerados a taxas que variam entre 97,00% e 101,00% 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 à riscos de taxas de juros e uma análise de sensibilidade para ativos e passivos financeiros são divulgadas na nota 29.3.

negativamente o resultado do exercício em R\$2.376 (negativamente em R\$4.508 em 31 de dezembro de 2012).

5.3 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.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Para os parcelamentos de débitos, a Companhia adota os seguintes critérios:

- i) Clientes baixa tensão: para a parcela vencida há mais de 90 dias é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento;
- ii) Clientes média e alta tensão: para a parcela vencida há mais de 60 dias é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento; e

iii) Poder Público: para a parcela vencida há mais de 60 dias é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento, deduzida dos valores cobertos por meio de apresentação de Nota de Empenho. 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. A exposição da Companhia a riscos de crédito está divulgada na nota 29.5.

6 Impostos e contribuições sociais

	Nota	Saldo em 31/12/2012	Adição	Atualização monetária	Adiantamentos/Pagamentos	Compensação de tributos	Reclassificação	Transferência	Saldo em 31/12/2013
Reclas-sificado									
Ativos - Compensáveis									
Imposto de renda e contribuição social		13.237	1.338	450	53.171	(16.771)		(50.194)	1.231
ICMS	6.1	40.630	47.855					(37.296)	51.189
PIS e COFINS		7.283	173.997					(177.390)	3.890
PIS e COFINS - COSIT 27		1.797		1.019		(4.544)		3.525	1.797
IRRF sobre aplicações financeiras		602	705					(574)	733
Outros		521	97		(14)				604
Total		64.070	223.992	1.469	53.157	(21.315)	-	(261.929)	59.444
Circulante		31.273							16.085
Não circulante		32.797							43.359
Total		64.070							59.444
Reclas-sificado									
Passivo - a recolher									
Imposto de renda e contribuição social		-	67.871					(57.022)	10.849
ICMS		48.382	886.136	5.981	(831.097)			(37.296)	72.106
PIS e COFINS		15.732	348.076		(162.466)	(15.171)		(173.755)	12.416
ISS		211	4.601		(4.308)				504
PIS, COFINS e CSLL - sobre serviços prestados por terceiros		680	6.131		(6.157)				654
IRRF retido na fonte sobre serviços prestados por terceiros		620	2.533		(2.615)				538
IRRF sobre juros s/capital próprio		-	6.809			(6.144)		6.144	6.809
Parcelamento de impostos - Lei 11.941/09	6.2	31.778		1.374	(17.851)				15.301
Refis - conversão em renda	6.2	11.402		340					11.742
Outros		2.648	38.176		(37.148)				3.676
Total		111.453	1.360.333	7.695	(1.061.642)	(21.315)	-	(261.929)	134.595
Circulante		85.607							122.853
Não circulante		25.846							11.742
Total		111.453							134.595

6.1 ICMS

O saldo a compensar de R\$51.189 (R\$40.630 em 31 de dezembro de 2012) dos quais R\$7.830 (R\$7.833 em 31 de dezembro de 2012) são circulantes e R\$43.359 (R\$32.797 em 31 de dezembro de 2012) são não circulantes. Do montante total, R\$48.358 (R\$36.646 em 31 de dezembro de 2012) referem-se a créditos de ICMS decorrente de aquisição de bens que, de acordo com o parágrafo 5º do artigo 20 da Lei Complementar nº 87/96, são compensados à razão de 1/48 avos por mês.

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 em 31 de dezembro de 2013 de R\$27.043 (R\$43.180 em 31 de dezembro de 2012), R\$15.301 (R\$31.778 em 31 de dezembro de 2012) serão pagos em 10 parcelas de R\$1.530 atualizáveis mensalmente pela SELIC e a diferença do saldo de R\$11.742 (R\$11.402 em 31 de dezembro de 2012) possuem depósitos judiciais no valor de R\$10.813 (R\$10.473 em 31 de dezembro de 2012), 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 exercícios, no prazo máximo de 10 anos.

7.1 Composição e base de cálculo

Natureza dos créditos	Ativo Não Circulante			Resultado		
	31/12/2013			31/12/2012		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ/CSLL	IRPJ/CSLL	2012
Diferenças Temporárias						
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	22.053	7.939	29.992	23.457	6.535	(2.567)
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	36.425	13.113	49.538	49.640	(102)	(3.036)
Provisão para resultados de Swap	(2.871)	(1.034)	(3.905)	(1.866)	(2.039)	(2.700)
Provisão para perdas em estoques	564	203	767	838	(71)	752
Total diferenças temporárias	56.171	20.221	76.392	72.069	4.323	(7.551)
Benefícios pós-emprego - PSAP	10.444	3.760	14.204	14.525	(321)	(3.844)
Ágio incorporado	61.649	22.194	83.843	90.046	(6.203)	(6.245)
Diferenças Temporárias - RTT						
Consumidores - ajuste a valor presente	3.232	1.163	4.395	3.588	807	1.533
Encargos Financeiros - <i>Recouponing</i>			-	-		(144)
Emprést. e Financiamentos Moeda Estrangeira - MTM	20	7	27	(94)	121	(181)
Valor justo do Ativo Financeiro Indenizável - ICPC 01 (R1)	(10.430)	(3.753)	(14.183)	(8.341)	(5.841)	(8.341)
Benefícios a empregados - CPC 33 (R1)	(10.444)	(3.760)	(14.204)	37.984		
Total diferenças temporárias - RTT	(17.622)	(6.343)	(23.965)	33.137	(4.913)	(7.133)
Total Ativos Diferidos	110.642	39.832	150.474	209.777	-	-
Receita (despesa) de imposto de renda e contribuição social diferidos					(7.114)	(24.773)

A variação no Imposto de renda e contribuição social diferidos ativos e passivos no montante de R\$59.303, foi registrada em contrapartida a débito do resultado do exercício em R\$7.114 e a débito de Patrimônio Líquido em R\$52.189.

7.1.1 Provisão para Déficit Previdenciário - PSAP

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.

7.1.2 Ágio incorporado

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 EDP 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 15.2).

7.2 Resultados tributáveis futuros

A projeção de resultados tributáveis futuros indica que a Companhia apresenta base de cálculo suficiente para

recuperação do saldo integral dos créditos tributários no exercício como demonstrado. No entanto, quanto ao crédito relacionado ao Ágio, mencionado na nota 7.1.2, será realizado financeiramente até 2027, em consonância com as normas de amortização dos valores a eles vinculados.

Para atendimento à Instrução CVM nº 371/02, a Administração elaborou, em 31 de dezembro de 2013, projeção de resultados tributáveis futuros, inclusive considerando seus descontos a valor presente, demonstrando a capacidade de realização desses créditos fiscais diferidos nos exercícios indicados, a qual foi aprovada pelo Conselho de Administração em 17 de fevereiro de 2014. Com base no estudo, a Companhia estima recuperar os créditos fiscais diferidos nos seguintes exercícios.

2014	2015	2016	2017	2018	2019 a 2021	2022 a 2023	Não circulante
49.438	88.043	9.089	8.345	8.425	1.090	(13.956)	150.474

Os valores contidos no intervalo de 2022 a 2023 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 e são apresentados como segue:

Objeto do contrato	Contraparte	Data da transação	Período de duração	Preço praticado R\$/MWh em 31/12/2013 (*)	Ativo		Passivo		Receitas (despesas) no exercício	
					31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	2013	2012
Outros Créditos										
Reembolso de gastos referentes ao Projeto Aliança com a unificação da plataforma do sistema compartilhado	Enerpeixe	01/01/2007	Indeterminado							
Ressarcimento por insuficiência de geração.	Pecém	31/12/2012	Indeterminado			3.300	464			464
						3.300	626			10.222
										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	Até a emissão de nova Resolução da ANEEL					439	3.476	(6.488)
Compartilhamento de gastos com locação de imóvel, condominiais, telecomunicação, aprovados pela ANEEL através do despacho nº 2.807/13	EDP - Energias do Brasil	01/01/2011	01/01/2011 a 31/12/2014					229	238	(3.086)
Reembolso de gastos com links de comunicação para acesso a rede compartilhada	Enerpeixe	01/07/2007	Indeterminado					475		
Termo de confissão de dívida entre o Instituto EDP e a EDP Bandeirante, aprovado pela ANEEL através do despacho nº 3.821/11	Instituto EDP	01/10/2011	30/09/2014			281	558			38
Contrato de mútuo 100% do CDI.	EDP - Energias do Brasil	24/01/2013	24/01/2013 a 31/01/2013							64
						281	1.033	668	3.714	(98)
										(9.634)
										(6.229)
Fornecedores										
Uso do sistema de transmissão	Evrecy	30/12/2002	30/12/2002 a 17/07/2025							(98)
Compra de energia elétrica (contratos bilaterais)	Enerpeixe	23/12/2002	01/10/2003 a 31/01/2016	195,46				20.176	19.530	(163.544)
	Enerpeixe	23/12/2002	01/10/2003 a 31/01/2016	188,85				7.270	6.799	(59.656)
	Pecém	27/08/2008	01/01/2012 a 31/12/2026					3.358	3.612	(34.591)
	Energest	16/12/2004	01/01/2005 a 31/12/2012	83,92						61
	Energest	16/12/2004	01/01/2006 a 31/12/2013	94,23						46
	Energest	15/09/2005	01/01/2008 a 31/12/2015	112,57						45
	Energest	01/03/2006	01/01/2008 a 31/12/2037	171,04					23	22
	Investco	01/08/2002	01/08/2002 a 15/12/2032	143,10				154	151	(1.503)
	Investco	01/08/2005	01/08/2005 a 15/12/2032	143,10				4	4	(46)
	Lajeado Energia	09/11/2001	12/12/2001 a 30/11/2013	143,10					1.272	(13.011)
	Lajeado Energia	01/03/2006	01/01/2008 a 31/12/2037	169,56					1	(1)
	Lajeado Energia	01/03/2006	01/01/2009 a 31/12/2038	171,04					7	(6)
	Lajeado Energia	01/03/2006	01/01/2009 a 31/12/2038	159,27					30	(236)
	Santa Fé	11/01/2007	01/01/2009 a 31/12/2038	181,53					49	(405)
								31.072	31.623	(273.263)
										(235.139)
						Total	3.581	1.659	31.740	35.337
										(272.675)
										(240.904)

(*) Não auditado pelos auditores independentes

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

15 Intangível

	31/12/2013				31/12/2012			
	Taxas anuais médias de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Taxas anuais médias de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de concessão - Infraestrutura								
Em serviço	4,10	2.366.983	(1.486.013)	880.970	4,04	2.288.971	(1.385.906)	903.065
Em curso		117.848		117.848		100.691		100.691
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		213.987		213.987		195.744		195.744
(-) Amortização acumulada do ágio		(213.987)		(213.987)		(195.744)		(195.744)
		2.484.831	(1.486.013)	998.818		2.389.662	(1.385.906)	1.003.756

A movimentação do intangível no exercício é a seguinte:

	Nota	Valor líquido		Ingressos	Juros Capitalizados	Transferência para intangível em serviço	Transferência para ativo financeiro indenizável	Amortizações	Baixas	Valor líquido 31/12/2013
		31/12/2012								
Intangível em serviço										
Direito de concessão - Infraestrutura	15.1	903.065				132.021	(22.082)	(122.924)	(9.110)	880.970
Intangível em curso										
Outros Intangíveis em curso	15.2	100.691	147.391	5.828	(132.021)				(4.041)	117.848
Total Intangível		1.003.756	147.391	5.828	-	(22.082)	(122.924)	(13.151)	998.818	

Em atendimento à Resolução Normativa ANEEL nº 367/09, a Companhia efetuou inventário físico e elaborou a conciliação físico/contábil dos ativos, resultando na elaboração de um laudo preparado por empresa especializada. Suportada nesse laudo, em virtude das sobras contábeis identificadas, a Companhia procedeu um ajuste no montante de R\$33.520 a débito da rubrica de amortização em gastos operacionais (nota 25), em contrapartida ao Intangível - Direito de concessão - Infraestrutura, de acordo com o OCPC05.

A Companhia procede a testes de redução ao valor recuperável relativamente ao ativo da concessão anualmente ou 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 exercício para determinar o montante dos custos de empréstimo passíveis de capitalização foi de 0,66%, que representa a taxa efetiva do empréstimo. 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 intangível em curso, estão registrados neste subgrupo como custo das respectivas obras.

15.1 Direitos de Concessão - Infraestrutura

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.

15.2 Ágio - Incorporação de Sociedade Controladora

Refere-se à parcela cindida do ágio incorporado decorrente 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 de concessão da Companhia.

17 Debêntures

17.1 Composição do saldo de Debêntures

	Quantidade de títulos	Valor nominal unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	31/12/2013			31/12/2012			
									Encargos Circulante	Principal		Encargos Circulante	Principal		
										Não circulante	Total		Não circulante	Total	
SLW Corretora de Valores e Câmbio Ltda.	39.000	10	390.000	01/07/2010	30/06/2016	Recomposição de caixa ao pagamento de dívidas e ao financiamento de capital de giro.	CDI + 1,50%	Principal anual e juro semestral	20.435	78.000	312.000	410.435	17.080	390.000	407.080
(-) Custos de emissão								Amortização mensal		(483)	(322)	(805)	(535)	(805)	(1.340)
Total									20.435	77.517	311.678	409.630	16.545	389.195	405.740

17.2 Mutação das debêntures no exercício:

	Valor líquido em 31/12/2012	Pagamentos	Juros		Amortização		Valor líquido em 31/12/2013
			provisi-onados	Transfe-rências	do custo de transação		
Circulante							
Debêntures							
Principal	-			78.000			78.000
Juros	17.080	(33.537)	36.892				20.435
Custo de transação	(535)			(483)	535		(483)
	16.545	(33.537)	36.892	77.517	535		97.952
Não circulante							
Debêntures							
Principal	390.000			(78.000)			312.000
Juros	-						-
Custo de transação	(805)			483			(322)
	389.195	-	-	(77.517)	-		311.678

17.3 Vencimento das parcelas do Circulante e Não circulante:

Vencimento	
Circulante	
2014	97.952
	97.952
Não Circulante	
2015	155.732
2016	155.946
	311.678
Total	409.630

As emissões de Debêntures feitas pela Companhia não são conversíveis em ações.

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) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e não devidamente elidido pela Emissora no prazo legal;

16 Fornecedores

	Circulante		
	Nota	31/12/2013	31/12/2012
Suprimento de energia elétrica		210.030	285.527
Energia livre	16.1	34.571	31.957
Encargos de uso da rede elétrica		18.142	41.371
Operações CCEE		47.843	31.778
Materiais e serviços		68.919	57.692
Total		379.505	448.325

16.1 Energia livre

A ANEEL, por meio 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.

No 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 ocorrido até 30 de setembro de 2010. Como forma de evitar tais pagamentos, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE, representando as distribuidoras do país, dentre elas a Companhia, impetrou Mandado de Segurança (Processo nº 91.2010.4.01.3400 - 15ª Vara Federal do Distrito Federal) com pedido de liminar para suspensão do referido ato, o que foi concedido.

Em 9 de maio de 2013, porém, foi proferida sentença julgando extinto o feito, sem resolução de mérito, pela inadequação da via eleita (Mandado de Segurança). Entretanto, os pagamentos por parte da Companhia permanecem suspensos, tendo em vista a interposição de recurso de apelação contra a referida sentença, ao qual foi atribuído efeito suspensivo (suspensos, portanto, os efeitos da sentença desfavorável às distribuidoras). Por oportuno, importante salientar que as distribuidoras, paralelamente, ajuizaram ação ordinária com o mesmo objetivo do Mandado de Segurança, porém tal demanda também foi extinta, sob o argumento de que já havia outro feito com as mesmas partes, mesmo pedido e mesmos fundamentos de fato e de direito (litispendência). Em face de tal decisão, também foi interposto recurso de Apelação ao Tribunal Regional Federal da 1ª Região, o qual pende de julgamento.

O passivo é atualizado mensalmente pela variação da taxa SELIC, tendo sido registrado no exercício o valor de R\$2.614 (R\$2.502 em 2012) em contrapartida a despesa financeira (Nota 26).

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

(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;

(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 o valor unitário ou cumulativo ultrapasse R\$40.000, 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 Ajustado, não superior a 3,5 nas datas de apuração, quais sejam 30 de junho e 31 de dezembro de cada ano. Em Assembleia Geral de Debenturista, realizada em 30 de abril de 2013, foi aprovada a alteração da definição de EBITDA para o cálculo dos índices financeiros presentes nas escrituras de emissão de debêntures da Companhia. O EBITDA ajustado significará "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais".

Em 31 de dezembro de 2013 a Companhia encontra-se em pleno atendimento de todas as cláusulas restritivas dos *covenants*, previstas nos contratos de debêntures.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Em 19 de junho de 2012, o TRF-1 concedeu efeito suspensivo ao 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. Aguarda-se ainda o julgamento do mérito do recurso de Agravo de Instrumento.

Em primeira instância, aguarda-se a realização de perícia requerida pela ABRADDEE.

Na opinião dos assessores jurídicos, a probabilidade de perda dessa ação é possível, no entanto, a Companhia efetuou no exercício o registro contábil no montante de R\$ 37.799 (R\$ 42.845 em 2012), a débito da rubrica de Receita de fornecimento em contrapartida à Obrigações Especiais, obrigação esta apresentada no âmbito

do ICPC 01 como retificadora do Intangível. O saldo dessa obrigação em 31 de dezembro de 2013 é de R\$87.931 (R\$50.132 em 31 de dezembro de 2012).

24.2 Subvenções

O Decreto nº 7.891/2013 estabeleceu uma maior abrangência para aplicação dos recursos da CDE, os quais passaram a ser utilizados para subsidiar os descontos previstos em lei, como a tarifa social baixa renda e consumidores das atividades rural, água, esgoto e saneamento e irrigantes. Desse modo, a diferença auferida de receita, devido a aplicação dos descontos citados, não mais é ressarcida por meio das tarifas dos demais consumidores, sendo, então, ressarcida por meio de subvenção da CDE. No exercício, foi apropriado o montante de R\$42.568, dos quais R\$36.710 foram recebidos (Nota 11.2).

25 Gastos operacionais

	Custo do serviço				Despesas Operacionais				2013	2012
	Nota	Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	Com vendas	Gerais e administrativas	Outras	Total	Total	
Não gerenciáveis										
Energia elétrica comprada para revenda										
Moeda estrangeira - Itaipu		311.300						311.300	269.919	
Moeda nacional		1.189.997						1.189.997	1.304.664	
Encargos de uso da rede elétrica		145.822						145.822	347.851	
Taxa de fiscalização							5.524	5.524	6.306	
	25.1	1.647.119	-	-	-	-	5.524	1.652.643	1.928.740	
Gerenciáveis										
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada (i)			97.437	43		50.171		147.651	122.801	
Material			10.840	839		1.385		13.064	11.838	
Serviços de terceiros			69.828	1.798		66.605		138.231	135.054	
Depreciação						23		23	23	
Amortização	25.2		112.491			7.765		120.256	82.078	
Provisão p/créd.liq.duvidosa/perdas líquidas					28.330			28.330	22.636	
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas							13.876	13.876	5.573	
Aluguéis e arrendamentos						5.427		5.427	4.179	
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens							18.747	18.747	6.513	
Valor justo do ativo financeiro indenizável							(17.185)	(17.185)	(24.534)	
Custo com construção da infraestrutura	2.2 item s iii			147.391				147.391	96.783	
Outras	25.3		16.831	3		27.997	(7.379)	37.452	30.417	
		-	307.427	150.074	28.330	159.373	8.059	653.263	493.361	
Total		1.647.119	307.427	150.074	28.330	159.373	13.583	2.305.906	2.422.101	

(i) Em atendimento às melhores práticas de mercado, conforme o Índice de Sustentabilidade Empresarial - ISE da BM&FBovespa, apresentamos o investimento em treinamento da Companhia que é dividido em: desenvolvimento de lideranças; desenvolvimento de projetos corporativos; treinamentos e seminários técnicos e comportamentais; bolsas de estudos; e desenvolvimento de idiomas. Do valor total de R\$147.651 da rubrica de Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada, R\$1.937 (R\$1.907 em 31 de dezembro de 2012) referem-se a treinamentos.

25.1 Gastos não gerenciáveis

Por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 549, de 7 de maio de 2013 (Nota 3.2), que disciplinou sobre o repasse de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, para cobertura dos custos de (i) Encargo de Serviços de Sistema - ESS, (ii) de exposição ao mercado de curto prazo, relacionada ao risco hidrológico, (iii) da exposição involuntária ao mercado de curto prazo e (iv) e da Conta de Compensação de Variação de Valores da Parcela A - CVA relativos à compra de energia e ao ESS, de acordo com os critérios estabelecidos, foi registrado no exercício o montante de R\$355.617 a crédito da rubrica de Energia Elétrica Comprada para Revenda, tendo sido ressarcido R\$353.480 no exercício.

25.2 Amortização

No exercício a Companhia efetuou a amortização complementar no montante de R\$33.520, decorrente de conciliação físico/contábil, conforme descrito na nota 15.

25.3 Outras

Inclui o montante de R\$14.347 decorrentes da alienação de estoques (Nota 9).

26 Resultado financeiro

	Nota	2013	2012
Receitas financeiras			
Renda de aplicações financeiras		5.714	2.325
Variação monetária e acréscimo moratório da energia vendida		45.687	48.679
Operações de swap		4.620	4.271
Atualização monetária depósitos judiciais			618
Atualização monetária depósitos judiciais - REFIS		1.475	1.981
SELIC sobre tributos e contribuições sociais compensáveis		1.469	2.326
Marcação a mercado - MTM			533
Descontos obtidos		591	525
Outras receitas financeiras		5.964	14.396
		65.520	75.654
Despesas financeiras			
Variação monetária e acréscimo moratório da energia comprada		(5.160)	(2.586)
Encargos de dívidas		(51.827)	(56.768)
Variações monetárias moeda estrangeira		(5.944)	(6.024)
Juros e multa sobre ICMS		(5.981)	(756)
Provisões e atualizações monetárias cíveis, fiscais e trabalhistas		(6.666)	(13.502)
SELIC - Energia Livre	16.1	(2.614)	(2.502)
Atualizações monetárias - REFIS		(1.714)	(3.132)
Marcação a mercado - MTM		(355)	
Ajustes a valor presente		(2.376)	(4.508)
Atualização monetária contratos de mútuo		(318)	
Benefícios pós-emprego		(13.671)	(4.611)
(-) Juros capitalizados		5.828	4.260
Outras despesas financeiras		(8.902)	(7.914)
		(99.700)	(98.043)
Total		(34.180)	(22.389)

29.2 Classificação dos instrumentos financeiros

	Nota	Categoria	Níveis	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
				Valor Justo	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Contábil
Ativos financeiros							
Circulante							
Caixa e equivalentes de caixa	4	Valor justo por meio do resultado	Nível 1	115.380	111.523	115.380	111.523
Caixa e equivalentes de caixa	4	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	218.609	21	218.609	21
Consumidores e concessionárias	5	Empréstimos e recebíveis	Nível 1	461.629	601.889	461.629	601.889
Cauções e depósitos vinculados	10	Ativos mantidos até o vencimento	Nível 1	245	327	245	327
Não circulante							
Ativo financeiro indenizável	12	Disponível para venda	Nível 3	274.758	238.834	274.758	238.834
Consumidores e concessionárias	5	Empréstimos e recebíveis	Nível 1	40.660	31.363	40.660	31.363
Partes relacionadas	8	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	281	1.033	281	1.033
Cauções e depósitos vinculados	10	Ativos mantidos até o vencimento	Nível 1	205	161	205	161
Outros créditos - Derivativos	11	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	12.252	6.297	12.252	6.297
				1.124.019	991.448	1.124.019	991.448
Passivos financeiros							
Circulante							
Fornecedores	16	Outros ao custo amortizado	Nível 2	379.505	448.325	379.505	448.325
Debêntures	17	Outros ao custo amortizado	Nível 2	97.952	16.545	97.952	16.545
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	18	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	423	443	423	443
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	18	Outros ao custo amortizado	Nível 2	72.957	58.532	72.957	59.255
Derivativos	11	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	767	810	767	810
Não circulante							
Debêntures	17	Outros ao custo amortizado	Nível 2	311.678	389.195	311.678	389.195
Empréstimos e financiamentos	18	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	46.248	39.971	46.248	39.971
Empréstimos e financiamentos	18	Outros ao custo amortizado	Nível 2	78.818	128.421	78.818	130.458
Partes relacionadas	8	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	668	3.714	668	3.714
				989.016	1.085.956	989.016	1.088.716

29.2.1 Valor justo

Valor justo é o preço que seria recebido pela venda de um ativo ou que seria pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração. 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

Depósito Interbancário - DI futuro adquirido 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.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012

(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:

- (i) Caixa e equivalentes de caixa: são aplicadas políticas de risco da Administração onde o saldo é apresentado pelo custo acrescido de juros e com liquidez imediata que equivalem a valor justo. 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;
- (ii) 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;
- (iii) Cauções e depósitos vinculados: é apresentado pelo seu valor justo que equivale ao custo acrescido de juros auferidos até a data;
- (iv) Ativo financeiro indenizável: 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. 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;
- (v) 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 por meio de políticas adotadas pela Administração da Companhia para mitigar riscos de exposição de taxas e câmbios. Sua evidenciação está descrita na nota 29.6 - Instrumentos Financeiros derivativos;
- (vi) Fornecedores: tem giro constante e é composto, principalmente, de contratos de suprimentos de energia elétrica e encargos de uso da rede com preços definidos no mercado regulado. Desta forma, o valor justo se equivale ao preço da transação;
- (vii) Debêntures, Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas: são valorizados por meio 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 por meio 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;
- (viii) 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 acréscimo.

29.2.2 Mensuração a valor justo

A hierarquização dos instrumentos financeiros por meio 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.

Operação	Risco	Aging cenário provável		Acima de 5 anos	Cenário (I) Provável	Cenário (II) Aumento do risco em 25%	Cenário (III) Aumento do risco em 50%	Cenário (IV) Redução do risco em 25%	Cenário (V) Redução do risco em 50%
		Até 1 ano	2 a 5 anos						
Instrumentos financeiros ativos	CDI	25.670			25.670	6.417	12.835	(6.417)	(12.835)
Instrumentos financeiros passivos	CDI	(35.699)	(26.948)		(62.647)	(12.715)	(25.199)	12.955	26.161
Instrumentos financeiros derivativos	CDI	(3.578)	(12.767)		(16.345)	(3.896)	(7.721)	3.969	8.013
		(13.607)	(39.715)	-	(53.322)	(10.194)	(20.085)	10.507	21.339
Instrumentos financeiros passivos	TJLP	(4.730)	(6.400)	(38)	(11.168)	(1.809)	(3.617)	1.809	3.617
		(4.730)	(6.400)	(38)	(11.168)	(1.809)	(3.617)	1.809	3.617
Instrumentos financeiros passivos	Dólar					(13.905)	(27.808)	13.905	27.808
Instrumentos financeiros derivativos	Dólar					13.905	27.808	(13.905)	(27.808)
		-	-	-	-	-	-	-	-
Instrumentos financeiros passivos	Libor - 6M	(999)	(10.556)		(11.555)	(2.307)	(4.614)	2.307	4.614
Instrumentos financeiros derivativos	Libor - 6M	999	10.556		11.555	2.307	4.614	(2.307)	(4.614)
		-	-	-	-	-	-	-	-

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

Os indicadores tiveram seus intervalos conforme apresentado a seguir: CDI entre 7,75% e 10,50%; TJLP entre 5,00% e 5,50%; Libor 6M entre 0,431% e 4,451%; e Dólar entre 2,18 e 2,30.

29.4 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 18.

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 18. Até 31 de dezembro de 2013 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 12). A Companhia em 31 de dezembro de 2013 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 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.

Além do controle de *covenants* atrelado ao risco de liquidez, existem garantias contratadas (Nota 30.2) para as rubricas de Empréstimos, financiamentos e Debêntures. Essas garantias contratuais são o máximo que a Companhia pode ser exigida a liquidar, conforme os termos dos contratos de garantia financeira, caso o valor total garantido seja executado pela contraparte decorrente de falta de pagamento. Para a rubrica de Compra de Energia, as garantias estão vinculadas em sua maioria aos recebíveis da Companhia, passíveis de alteração decorrente de eventuais perdas de crédito nestes recebíveis.

Os riscos de liquidez atribuídos às rubricas de Empréstimos, financiamentos e Debêntures referem-se a Juros futuros e, consequentemente, não contabilizados, e encontram-se demonstrados na nota 30.1.

29.5 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 e 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 14,57% 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 por meio 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.

A metodologia aplicada na segregação por níveis para o valor justo dos instrumentos financeiros da Companhia classificados como valor justo por meio do resultado, mantidos até o vencimento ou disponíveis para venda, 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.

29.3 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 17 e 18, possuem como contraparte o BEI, BNDES, Eletrobrás, Banco do Brasil e Banco Santander. As regras contratuais para os passivos financeiros adquiridos pela Companhia criam fundamentalmente riscos atrelados a essas exposições. Em 31 de dezembro de 2013 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 de *swaps* com o objetivo de *hedge* econômico, 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.

29.3.1 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.

Operação	Risco	Aging cenário provável		Acima de 5 anos	Cenário (I) Provável	Cenário (II) Aumento do risco em 25%	Cenário (III) Aumento do risco em 50%	Cenário (IV) Redução do risco em 25%	Cenário (V) Redução do risco em 50%
		Até 1 ano	2 a 5 anos						
Instrumentos financeiros ativos	CDI	25.670			25.670	6.417	12.835	(6.417)	(12.835)
Instrumentos financeiros passivos	CDI	(35.699)	(26.948)		(62.647)	(12.715)	(25.199)	12.955	26.161
Instrumentos financeiros derivativos	CDI	(3.578)	(12.767)		(16.345)	(3.896)	(7.721)	3.969	8.013
		(13.607)	(39.715)	-	(53.322)	(10.194)	(20.085)	10.507	21.339
Instrumentos financeiros passivos	TJLP	(4.730)	(6.400)	(38)	(11.168)	(1.809)	(3.617)	1.809	3.617
		(4.730)	(6.400)	(38)	(11.168)	(1.809)	(3.617)	1.809	3.617
Instrumentos financeiros passivos	Dólar					(13.905)	(27.808)	13.905	27.808
Instrumentos financeiros derivativos	Dólar					13.905	27.808	(13.905)	(27.808)
		-	-	-	-	-	-	-	-
Instrumentos financeiros passivos	Libor - 6M	(999)	(10.556)		(11.555)	(2.307)	(4.614)	2.307	4.614
Instrumentos financeiros derivativos	Libor - 6M	999	10.556		11.555	2.307	4.614	(2.307)	(4.614)
		-	-	-	-	-	-	-	-

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.

As decisões sobre aplicações financeiras são orientadas por uma Política de Gestão de Riscos Financeiros da Companhia, que estabelece condições e limites de exposição a riscos de mercado avaliados por agências especializadas. A política determina níveis de concentração de aplicações em instituições financeiras de acordo com o *rating* do banco e o montante total das aplicações da Companhia, de forma a manter uma proporção equilibrada e menos sujeita a perdas.

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

29.6 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.

A Companhia tem contratado um instrumento financeiro derivativo classificado como *swap*, que é um *hedge accounting* de valor justo com a finalidade de proteger o passivo reconhecido junto ao Banco de Investimento Europeu - BEI.

A efetividade deste contrato é de 100% sobre as exposições aos riscos de taxas de juros e variações cambiais, pois o derivativo contratado estabelece uma taxa de câmbio e a troca da taxa Libor para a taxa CDI, nas mesmas condições e valores contratados no financiamento com o BEI. O valor do notional e os fluxos de pagamentos e recebimentos do principal e dos juros são os mesmos para o instrumento de *hedge* e para a posição coberta no reconhecimento inicial. 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 é calculado internamente por meio da metodologia de valor justo.

Variações no valor justo do derivativo são contabilizados no resultado juntamente com as variações no item que está sendo protegido.

	Swap	
	31/12/2013	31/12/2012
Ponta ativa		
Libor + 1,275% a.a.	46.610	40.368
	46.610	40.368
Ponta passiva		
93,40% do CDI	35.125	34.881
	35.125	34.881
Total	11.485	5.487

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

	Ganhos e perdas de instrumentos financeiros derivativos	
	Resultado Financeiro	
	2013	2012
Derivativos com propósito de proteção		
Riscos cambiais	4.620	4.271
Total	4.620	4.271

O vencimento líquido dos derivativos segue demonstrado no quadro.

	Derivativos líquido	
	2013	2012
Vencimento		
2014		(767)
Após 2017		12.252
Receber		11.485

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 no quadro abaixo:

continuação
NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012
 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Descrição	Contraparte	Início	Vencimento	Posição	Nocional USD		Nocional R\$		Valor Justo		Efeitos no Resultado	
					31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Swap												
Ativo	Banco Goldman Sachs	09/02/2012	20/02/2018	Libor 6M + 1,275 % a.a.	19.740	19.740	34.071	34.071	46.610	40.368	6.034	4.588
Passivo				93,40% do CDI					35.125	34.881	1.414	
									11.485	5.487	4.620	4.588
Ativo	Banco Citibank	19/03/2004	14/02/2012	Libor + 4,375 % a.a.					-	-	-	(97)
Passivo				104,69% do CDI								32
												(129)
Ativo	Banco Citibank	14/12/2004	14/02/2012	Libor + 4,375 % a.a.					-	-	-	(36)
Passivo				118,94% do CDI								12
												(48)
Ativo	Banco JP Morgan	05/04/2006	14/02/2012	Libor + 4,375 % a.a.					-	-	-	(59)
Passivo				109,70% do CDI								19
												(78)
Ativo	Banco JP Morgan	05/04/2006	14/02/2012	Libor + 4,375 % a.a.					-	-	-	(49)
Passivo				109,50% do CDI								13
												(62)
									11.485	5.487	4.620	4.271

30 Compromissos contratuais e Garantias

30.1 Compromissos contratuais

Em 31 de dezembro de 2013, os compromissos das obrigações de compras e as responsabilidades de locações operacionais (que não estão registrados nas demonstrações financeiras), são apresentadas por maturidade de vencimento, como segue:

	31/12/2013				
	Total	Até 1 ano	Entre 1 e 3 anos	Entre 3 e 5 anos	Acima de 5 anos
Responsabilidades com locações operacionais	35.282	33.246	2.036		
Obrigações de compra	22.501.791	2.209.840	3.392.523	2.537.461	14.361.967
Juros Futuros de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	77.992	44.991	31.459	1.479	63
	22.615.065	2.288.077	3.426.018	2.538.940	14.362.030

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 estão registrados nas demonstrações financeiras, foi utilizado como taxa de desconto, o custo médio de capital da Companhia de 8,20%.

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

30.2 Garantias

Tipo de garantia oferecida

	31/12/2013	31/12/2012
Aval de acionista	114.251	109.339
Depósito Cauconado	449	488
Fiança Bancária	89.767	77.925
Garantias em recebíveis	84.025	147.459
Notas Promissórias	17.129	23.845

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 Cauconado: são depósitos mantidos em conta reserva, em sua maioria, 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. Do saldo total, R\$49.454 são decorrentes de ações judiciais e R\$38.775 são vinculados a empréstimos e financiamentos.

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. Do saldo total, R\$66.894 referem-se a contratos de compra e venda de energia e encargos de uso da rede elétrica e R\$17.131 são vinculados a empréstimos e financiamentos.

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.

31 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\$5.828 e constituição de dividendos a pagar no valor de R\$45.395, atividades estas que não envolveram movimentação de caixa e, portanto, não está refletida na demonstração do fluxo de caixa.

32 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, conseqüentemente, não foram analisadas pelos auditores independentes.

Os principais valores em risco com coberturas de seguros são:

	31/12/2013
Subestações	408.957
Almoxarifados	16.907
Prédios e conteúdos (próprios)	9.972
Prédios e conteúdos (terceiros)	25.872
Transportes (materiais)	2.500
Transportes (veículos)	1.600
Acidentes pessoais	114.251
A controladora EDP - Energias do Brasil, detém a Companhia como cossegurada em sua apólice de seguro de Responsabilidade civil.	

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

Michel Nunes Itkes
Conselheiro

Carlos Emanuel Baptista Andrade
Conselheiro

Pompeu Freire de Mesquita
Conselheiro

DIRETORIA

Miguel Dias Amaro
Diretor-Presidente, de Sustentabilidade e Financeiro e de Relações com Investidores

Agostinho Gonçalves Barreira
Diretor Técnico e de Ambiente

Michel Nunes Itkes
Diretor Comercial

Carlos Sérgio Salgueira Martins
Diretor de Gestão de Ativos e Administrativo

Donato Silva Filho
Diretor de Regulação

André Luís Nunes de Mello Almeida
Diretor Tributário, Consolidação e Contabilidade

Elisa Saeko Ishizaka Turci
TC - CRC 1SP137290/O-8

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores e Acionistas

Bandeirante Energia S.A.

Examinamos as demonstrações financeiras da Bandeirante Energia S.A. (a "Companhia") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2013 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou por 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 pelo auditor 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 das 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 por 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 expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui também a avaliação da adequação das políticas 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

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 2013, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Outros assuntos

Informação suplementar - demonstração do valor adicionado

Examinamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013, 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

O exame das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2012 foi conduzido sob a responsabilidade de outros auditores independentes, que emitiram relatório de auditoria, com data de 2 de maio de 2013, sem ressalvas.

São Paulo, 26 de fevereiro de 2014


PricewaterhouseCoopers
 Auditores Independentes
 CRC 2SP000160/O-5

Valdir Renato Coscodai
Contador CRC 1SP165875/O-6