



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2013

MENSAGEM DO DIRETOR-PRESIDENTE

Em 2013, tivemos um ano desafiador, marcado pela nossa capacidade de adaptação às necessidades e às mudanças de mercado. Mais do que simplesmente estabelecer metas, trabalhamos para incluir todos em um único projeto, compartilhando responsabilidades e as conquistas com todos os níveis da organização.

A entrada em operação comercial da Usina Termelétrica Pecém I (UTE Pecém I) e o avanço das obras das hidrelétricas Jari e Cachoeira Caldeirão foram conquistas importantes neste ano e que comprovam o rigor e a dedicação da nossa equipe. A conquista da hidrelétrica São Manoel (700 MW) no Leilão A-5, em parceria com Furnas S.A, reforçou nossa estratégia de crescimento em ativos de geração, sendo agora o foco da Companhia a execução dos projetos em construção dentro do prazo e do orçamento estabelecido.

O ano de 2013 também foi marcado por alguma incerteza no setor elétrico. Para lidar com o ambiente volátil, a empresa adotou soluções prudentes e manteve-se persistente diante dos desafios, com o objetivo de reforçar a sua credibilidade no mercado e garantir os resultados perseguidos. Do ponto de vista do segmento de Distribuição, o 3º ciclo de revisão tarifária da EDP Escelsa e o reajuste anual tarifário da EDP Bandeirante, acentuaram nosso foco nos custos, eficiência e produtividade a fim de otimizá-los. As duas empresas registraram evoluções positivas, tanto do ponto de vista econômico-financeiro, quanto de qualidade técnica e comercial.

Adicionalmente, trabalhamos aproveitando a sinergia entre as unidades de negócio do grupo, buscando equilibrar a relação entre os mercados regulado e livre, com o objetivo de reter o máximo de clientes no nosso portfólio, e mais uma vez, proporcionando um ambiente em que nosso segmento de Comercialização conquistasse resultados positivos. Inovação e Sustentabilidade também desempenharam papéis importantes. Reinventar-se ao longo do tempo para acompanhar as mudanças e as necessidades de clientes e demais públicos de interesse é um dos requisitos mais importantes para o sucesso de uma empresa. Na EDP, inovação é mais do que um ponto de vista tecnológico, é uma maneira de fazer negócio, trabalhar o presente e projetar o futuro. O projeto de smart grid implantado na cidade paulista de Aparecida reflete nosso pioneirismo tecnológico. Iniciativa que virou modelo de boas práticas e será

reproduzido nos municípios de Domingos Martins e Marechal Floriano, ambos no Espírito Santo.

A implantação de um número cada vez maior de projetos em eficiência energética e a expansão da presença do Instituto EDP nas localidades em que a empresa atua são exemplos da determinação da Companhia. Exemplos do resultado dessas ações foi o reconhecimento da EDP Escelsa como finalista do Prêmio Nacional de Qualidade e da EDP Bandeirante como destaque na categoria “Clientes” pelo segundo ano consecutivo. Investimos também no principal ativo da Companhia, as pessoas. Aspectos como saúde, segurança e incentivo ao desenvolvimento e engajamento profissional são pontos considerados estratégicos pela nossa política de gestão e estão no centro do modelo do negócio. Nesse sentido, ações para acentuar a eficiência e produtividade das empresas do Grupo foram implementadas, nomeadamente a primarização de algumas áreas e a mudança da Sede com conceito de Open Space.

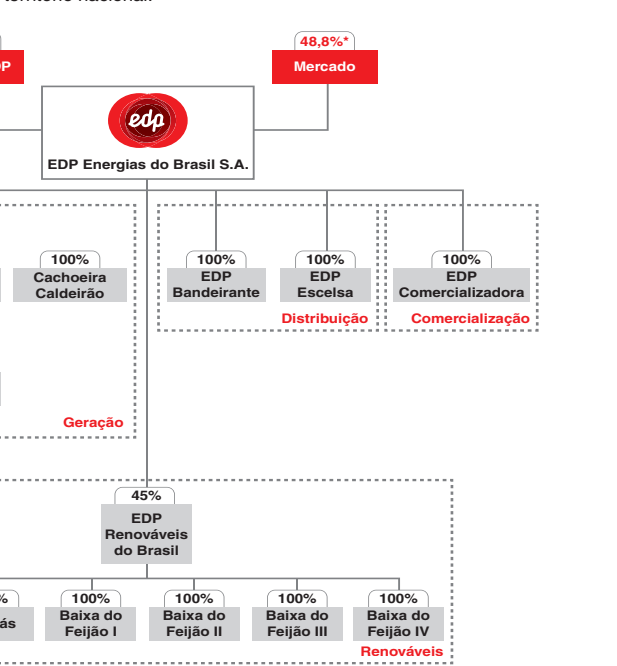
Estes resultados são mérito da administração anterior, a qual agradeço e parabeno pelos mesmos. Agradeço ainda aos nossos clientes e parceiros de negócio pelo relacionamento duradouro, aos acionistas pela confiança em nossa administração e aos colaboradores pela dedicação e profissionalismo.

Miguel Setas

Presidente da EDP Energias do Brasil

ORGANOGRAMA SOCIETÁRIO

A EDP Energias do Brasil é uma *holding* que detém investimentos nos segmentos de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica. No segmento de geração controla as operações de empreendimentos de fonte convencional (Usinas Hidrelétricas, Pequenas Centrais Hidrelétricas e Usina Termelétrica) e renovável (Usinas Eólicas) com presença em dez Estados do país (Espírito Santo, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Tocantins, Ceará, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Pará, Amapá e Rio Grande do Norte). No segmento de distribuição atua em dois Estados (São Paulo e Espírito Santo). E, no segmento de comercialização negocia contratos de compra e venda de energia com clientes distribuídos em todo território nacional.



uma Assembleia Geral Extraordinária, tendo as indicações para ocupar o cargo de Presidente do Conselho a Sra. Ana Maria Fernandes, para o cargo de Vice-Presidente do Conselho o Sr. Miguel Setas, e a indicação do Sr. Miguel Amaro como novo membro do Conselho de Administração aprovados.

CENÁRIO MACROECONÔMICO E O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

De janeiro a setembro de 2013, o PIB (Produto Interno Bruto) do Brasil cresceu 2,4%¹ em relação ao mesmo período do ano anterior. De acordo com o Focus – Relatório de Mercado² do Banco Central, a expectativa de crescimento para o país é de 2,3% em 2013.

O consumo das famílias apresentou crescimento de 2,4%¹ no resultado acumulado de janeiro a setembro de 2013³, impulsionado pelas condições favoráveis de emprego, renda, crédito ao consumidor e estabilidade da inflação (5,86% até setembro de 2013⁴). O rendimento médio real do trabalhador aumentou 2,2%⁵ e a taxa de desemprego encerrou o mês de setembro em 5,3%⁶. Esses fatores também contribuíram para o crescimento de 3,9%⁷ nas vendas do comércio varejista no Brasil até setembro de 2013. A Formação Bruta de Capital Fixo (FBCF) cresceu 6,5% de janeiro a setembro de 2013⁸, conduzindo a taxa de investimento⁹ de 18,7% em setembro de 2012 para 19,1% do PIB em setembro de 2013 (+ 0,4 p.p.). A atividade industrial cresceu 1,2% entre janeiro e setembro de 2013, influenciada principalmente, pela recuperação moderada da economia mundial e pelo arrefecimento das exportações. Nos últimos doze meses, com base em setembro de 2013, as exportações recuaram 2,8% e atingiram USD 239,6 bilhões¹⁰. Em 2013, a Zona do Euro¹¹ apresentou redução do PIB em 1,2%, 0,6% e 0,3% no primeiro, segundo e terceiro trimestre, respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior. No mesmo período, o PIB dos Estados Unidos cresceu modestamente, 1,3%, 1,6% e 2,0% nos mesmos períodos de comparação. No ambiente doméstico, a produção física entre janeiro e setembro de 2013 superou em 1,6% a registrada no mesmo período do ano anterior, com destaque para a produção de veículos automotores, com expansão de 11,2%, assim como o refino de petróleo e produção de álcool (+7,7%). No âmbito da política monetária, o ano foi marcado por um ciclo de aperto, com aumento em 2,75 p.p. na taxa básica de juros (Selic), encerrando o ano em 10,0% a.a. (ante 7,25% em janeiro de 2013). Esse incremento objetivou o controle da inflação e a estabilidade da moeda. O contexto previamente descrito colabora para o comportamento do consumo de energia elétrica em 2013. No Brasil, o consumo total de energia¹² atingiu 463.740 GWh, 3,5% acima do ano anterior. Destaque

- 1) Fonte: IBGE
- 2) Em 27/12/13
- 3) Em relação ao acumulado de janeiro a setembro de 2012.
- 4) Fonte: Banco Central.
- 5) Fonte: IBGE. Considera as regiões metropolitanas de Recife, Salvador, Belo Horizonte, Rio de Janeiro, São Paulo e Porto Alegre (set/2013 vs. set/2012).
- 6) Fonte: Banco Central
- 7) Fonte: IBGE. Pesquisa mensal do comércio.
- 8) Fonte: IBGE. Em relação ao acumulado de janeiro a setembro de 2012.
- 9) Fonte: IBGE.
- 10) Fonte: Banco Central. Em relação ao acumulado de janeiro a setembro de 2012.
- 11) Fonte: OECD em 22/01/2014
- 12) Fonte: EPEC

para o desempenho da classe residencial e comercial, com crescimentos de 6,1% e 5,7% em 2013, respectivamente, em relação a 2012.

AMBIENTE REGULATÓRIO

Alterações Regulatórias

O ano de 2013 foi caracterizado por mudanças significativas no cenário regulatório do setor elétrico brasileiro. Previamente, em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal apresentou a Medida Provisória nº 579/2012, onde estabeleceu medidas para reduzir a tarifa de energia elétrica em todas as regiões do Brasil em média em 20%. As medidas adotadas para compor essa redução vieram através da renovação antecipada das concessões de geração e transmissão de energia elétrica com vencimento entre 2015 e 2017 e pela redução ou extinção de encargos setoriais. A MP nº 579/2012 foi convertida na Lei nº 12.783 em 11 de janeiro de 2013, e estabeleceu que as concessionárias de geração e transmissão de energia com vencimento dos contratos de concessão entre 2015 e 2017 poderiam prorrogar antecipadamente as suas concessões de acordo com as propostas estipuladas pelo Governo Federal.

As concessionárias de geração que aceitaram a proposta de renovação antecipada dos contratos de concessão, assumiram o compromisso de disponibilizar a garantia física de energia de suas usinas para o regime de cotas distribuídas entre as Companhias de distribuição. As cotas foram definidas e divididas proporcionalmente ao mercado de cada distribuidora. Portanto, as geradoras passaram a ter direito ao recebimento de tarifas que fossem suficientes para cobrirem seus custos de operação e manutenção, encargos e tributos. Os investimentos em ativos imobilizados em serviço que não foram depreciados até o encerramento do contrato de concessão serão indenizados a Valor Novo de Reposição.

Em relação aos encargos setoriais, a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e a Reserva Global de Reversão (RGR) foram extintas e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) foi reduzida em 75% de seu valor integral.

Em 23 de janeiro de 2013, com a publicação da Medida Provisória nº 605, a CDE também passou a destinar recursos para as distribuidoras para cobrir (i) os descontos aplicados nas tarifas de energia elétrica e (ii) a exposição involuntária ao mercado de curto prazo de energia, decorrente da não adesão à prorrogação de concessões de parte das geradoras. Essa Medida Provisória alterou a Lei nº 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 também que o custo adicional para as concessionárias de distribuição decorrente do despacho de usinas termelétricas acionadas em razão de segurança energética possam ser cobertos pela CDE.

Desse modo, a Eletrobrás, empresa gestora dos fundos setoriais, passou a repassar às concessionárias de distribuição os recursos para cobrir mensalmente os custos relacionados (i) à geração alocada no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE (risco hidrológico das cotas) (ii) ao montante de reposição não coberto pelas cotas (exposição involuntária) (iii) o custo adicional relativo ao acionamento de usinas termelétricas fora da ordem de mérito (encargo de segurança energética – ESS), 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.

Os recursos provenientes da CDE estão detalhados na tabela abaixo.

Recursos CDE 2013 (R\$/Mil)	EDP Escelsa	EDP Bandeirante	Total
Insuficiência de Cotas	36.960	17.483	54.442
Risco Hidrológico	4.351	9.428	13.779
Encargo de Segurança Energética	67.854	92.577	160.431
RTP EDP Escelsa	90.670	-	90.670
IRT EDP Bandeirante	-	237.874	237.874
Ajuste referente ao 1T13	29.688	(10.122)	19.566
Ajuste referente ao 2T13	12.300	6.900	19.200
Ajuste referente ao 3T13	(2.701)	1.477	(1.224)
Total	239.122	355.617	594.739

Nota: RTP - Revisão Tarifária Periódica / 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 de 10 de dezembro de 2013. Esse custo passou a ser obtido pela multiplicação da energia requerida, líquido da energia do PROINFA, pela tarifa média dos contratos de compra de energia vigentes na data do processo tarifário. Essa medida altera o montante considerado na sobrecontratação e na apuração do resultado financeiro no curto prazo. Além disso, o Despacho determinou que as alterações aprovadas passassem a valer desde o início da alocação das cotas de Angra 1 e 2 e das resultantes da Lei nº 12.783/2013, isto é, retroativo a janeiro de 2013. Desse modo, houve aumento da cobertura tarifária para fazer frente ao custo da energia requerida e correspondente redução no custo da energia perdida, não repassada aos consumidores finais, mas suportada pelos acionistas da empresa (glosa).

REVISÕES TARIFÁRIAS E REAJUSTES TARIFÁRIOS

Em 6 de agosto de 2013, a ANEEL aprovou os resultados da sexta revisão tarifária da EDP Escelsa por meio da resolução homologatória nº 1.576/2013.

O reposicionamento tarifário foi de 4,12%, sendo 1,32% relativo ao reposicionamento econômico e 2,80% referente aos componentes financeiros pertinentes. Em relação à tarifa praticada anteriormente, o efeito médio percebido pelos consumidores cativos foi de -1,05%, sendo 2,17% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e -3,14% para os consumidores atendidos em baixa tensão.

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\$ 34,4 milhões, referentes à diferença entre os custos homologados e os efetivamente incorridos pela Companhia no período de maio de 2012 a abril de 2013. Além deste montante a EDP Escelsa ainda recebeu R\$ 90,7 milhões por meio de repasse da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE de modo a reduzir o impacto nas tarifas a serem aplicadas aos consumidores finais.

O reajuste tarifário anual médio concedido a EDP Bandeirante foi de 10,36%, reposicionando as tarifas para o período de 23 de outubro de 2013 a 22 de outubro de 2014. Deste percentual, 9,92% referem-se ao reajuste econômico e 0,44% refere-se a componentes financeiros.

O índice de reajuste tarifário (IRT) aprovado inclui a amortização da segunda, de três parcelas do saldo do passivo regulatório formado em função da postergação da data de aplicação dos resultados da Terceira Revisão Tarifária Periódica (3RTP), no montante de R\$ 28 milhões. 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\$ 288 milhões, referentes 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 EDP Bandeirante recebeu R\$ 50 milhões via tarifa e os R\$ 238 milhões restantes já foram recebidos por meio de repasse da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, de modo a reduzir o impacto nas tarifas a serem aplicadas aos consumidores finais, conforme estabelecido no Decreto nº 7.891, com redação dada pelo Decreto nº 7.945.

ALTERAÇÕES DE NATUREZA SOCIETÁRIA

Em 27 de março de 2013, a EDP Energias do Brasil concluiu a aquisição da MABE, “EPCista” responsável pela gestão das obras da UTE Pecém I. As garantias de desempenho dos empreendimentos, por meio de garantias bancárias, foram mantidas.

Em 19 de julho de 2013, a Enercouth protocolou na ANEEL a rescisão do Contrato de Concessão da UHE Couto Magalhães, que estava condicionada a existência de previsão legal, sendo sua extinção, aprovada em 05 de setembro de 2013 pela Diretoria da ANEEL. Na sequência, o processo seguiu para o Ministério de Minas e Energia, que convocou as Concessionárias para assinarem o Distrato. Após a assinatura, as concessionárias ficaram isentas do encargo da UBP (Uso do Bem Público), sendo solicitada a devolução da garantia de fiel cumprimento e do ressarcimento dos custos incorridos no desenvolvimento dos estudos.

Em 01 de agosto de 2013, a controlada indireta PANTANAL ENERGÉTICA LTDA transferiu os ativos das CGHs (Centrais Geradoras Hídricas) São João I e II e Coxim para duas SPEs (Sociedades de Propósito Específico). A Pantanal celebrou junto a YU – Empreendimentos Imobiliários e Participações Ltda. o “Contrato de Compra e Venda de Quotas e Outras Avenças” dos ativos relacionados às usinas mencionadas acima e, em 01 de setembro de 2013, ambas SPEs tiveram seu controle transferido para a YU.

Em 12 de agosto de 2013 a controlada Escelsa Participações S.A., por meio de AGE, alterou sua sede social, aprovou nova redação de seu objeto social e nova redação e consolidação de seu Estatuto Social, passando a denominar-se EDP Grid Gestão de Redes Inteligentes de Distribuição S.A. Em 06 de dezembro de 2013, a EDP Energias do Brasil estabeleceu a parceria com a CWE Investment Corporation e CWEL Brasil, subsidiárias controladas integralmente pela China Three Gorges, para investimentos, em conjunto, no mercado de energia brasileiro. O acordo prevê a atuação conjunta das partes, sob estrutura acionária equilibrada e compartilhada. Também foram assinados contratos de compra e venda referentes às Centrais Hídricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão (“Empreendimentos”). A EDP Energias do Brasil venderá 50% de participação nos empreendimentos, sujeita à aprovação pela ANEEL, BNDES, órgãos reguladores chineses e outras questões societárias e contratuais, previstas para o 1º semestre de 2014.

Em 16 de dezembro de 2013, a EDP Energias do Brasil obteve a concessão da Central Hídrica de São Manoel a ser construída no Mato Grosso, com capacidade instalada de 700 MW, garantia física de 409,5 MW médios e investimento previsto de R\$2,7 bilhões. A venda da energia se deu por 30 anos, com início em maio de 2018, a R\$83,49/MWh. No mesmo leilão, a EDP Energias do Brasil, através de sua subsidiária EDP Renováveis Brasil, também vendeu 45 MW médios, por meio de quatro empreendimentos de geração eólica localizados no Estado do Rio Grande do Norte, com capacidade instalada de 116 MW. A venda da energia se deu por 20 anos, com início em janeiro de 2018, a R\$109/MWh.

A EDP Energias do Brasil comunicou ao mercado, em 31 de dezembro de 2013, que o Sr. Miguel Setas foi eleito “Diretor Presidente” da Companhia em substituição à Sra. Ana Maria Fernandes, para o mandato de 2014-2016. Na mesma data, foram reconduzidos para o próximo mandato os Srs. Miguel Amaro, como “Diretor Vice-Presidente de Finanças e Relações com Investidores” e “Diretor Vice-Presidente de Controle de Gestão” e “Diretor Vice-Presidente de Distribuição”; Luiz Otávio Henriques, como “Diretor Vice-Presidente de Geração”; e Carlos Andrade como “Diretor Vice-Presidente de Comercialização”. Em 04 de fevereiro de 2014 foi realizada

Atualização

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2013

LEILÕES

Em 2013, ocorreram sete leilões no Ambiente Regulado: dois Leilões A-5 em 23 de agosto e 13 de dezembro, Leilão A-3 em 18 de novembro, Leilão de Reserva em 23 de agosto, Leilão A-1 em 17 de dezembro e dois Leilões de Ajuste em 27 de março e 08 de agosto.

Os Leilões de Ajuste terminaram sem negociação, em decorrência dos preços elevados do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) apresentados durante o ano de 2013. O Leilão de Reserva comercializou 675,5 MW médios de energia eólica ao preço médio de R\$ 110,51/MWh. O Leilão A-1 negociou 2.571 MW médios distribuídos em três produtos no período de janeiro de 2014 a dezembro de 2016. Os preços médios de venda foram R\$ 177,22/MWh (2014), R\$ 150,84/MWh (2015) e R\$ 149,99/MWh (2016). Houve frustração de 40,9% em relação aos montantes de reposição solicitados pelas distribuidoras.

O primeiro Leilão A-5 de 2013 comercializou 690,8 MW médios ao preço médio de R\$ 124,97/ MWh, com frustração de 76,82% da demanda das distribuidoras.

O Leilão A-3 comercializou 332,5 MW médios ao preço médio de R\$ 124,43/MWh, com atendimento de todo o crescimento de carga previsto para 2016.

O segundo Leilão A-5 de comercializou 1.599,5 MW médios ao preço médio de R\$ 109,93/MWh.

ÁREAS DE NEGÓCIO*

(*) Os dados operacionais não foram auditados pelos Auditores Independentes.

GERAÇÃO

O segmento de geração é o principal vetor estratégico para o crescimento dos negócios da EDP Energias do Brasil. A Companhia encerrou o ano de 2013 com capacidade instalada de 2.195 MW. O crescimento em relação aos 2.012 MW de capacidade instalada em 2012 deve-se à entrada em operação comercial da segunda unidade da UTE Pecém I (180 MW, proporcional à participação de 50% da Companhia) e à última repotenciação da UHE Mascarenhas (4,5 MW). Com a entrada em operação da UHE Santo Antônio do Jari em 2015, dos parques eólicos Baixa do Feijão I, II, III e IV em 2016, da UHE Cachoeira Caldeirão em 2017, da UHE São Manoel e dos parques eólicos Aroeira, Jericó, Umbuzeiros e Aventura I em 2018, a capacidade instalada prevista para 2018 será de 3.593 MW.

UTE PECÉM I

No ano de 2013, a UTE Pecém I, em parceria de 50% com a Eneva S.A, (720 MW), contou com a operação integral das duas Unidades Geradoras. A Unidade I entrou em operação comercial no dia 1º de dezembro de 2012 e a Unidade II, em 10 de maio de 2013.

A UTE Pecém I apresentou disponibilidade média em 2013 de 61%, sendo que a Unidade I apresentou disponibilidade de 52% e a Unidade II de 75%. Conforme adoção do IFRS 11, CPC 19 (R2), a partir do 1T13 a UTE Pecém I passou a ser contabilizada no resultado da Companhia em equivalência patrimonial. Abaixo o resultado do ano e as devidas explicações.

Itens em R\$ mil ou %	UTE Pecém I		
	2013	2012	Δ %
Receita Líquida	492.188	166.533	196%
Gastos não-gerenciáveis	(373.253)	(253.119)	47%
Margem Bruta	118.934	(86.586)	n.d.
Gastos gerenciáveis	(49.332)	(17.453)	183%
Ressarcimento por Indisponibilidade	(122.366)	0	n.d.
Depreciação e amortização	(58.136)	(2.840)	1947%
EBITDA	(52.764)	(104.039)	-49%
Lucro Líquido	(141.171)	(103.500)	36%

**Valores correspondem a 50% da participação da EDP Energias do Brasil*

O primeiro semestre de 2013 foi impactado pelo atraso da entrada em operação comercial da Unidade II. A receita líquida impactada pelo repasse pelo ICB (índice de custo-benefício) da compra de lastro e os gastos não gerenciáveis impactos pela compra de energia. Em 19 de novembro de 2013 a ANEEL aceitou o pleito do "ICB Online" (custo mensal dos CCEARs por disponibilidade, calculado como se a usina estivesse em operação comercial), gerando um impacto positivo de R\$ 53,9 milhões no resultado da UTE.

A partir do terceiro trimestre de 2013, a UTE Pecém I deixou de incorrer em custos com compra de energia, entretanto, os gastos não gerenciáveis foram impactados pelos insumos adicionais necessários para o despacho da usina (carvão, diesel, cal etc.) reflexo das paralisações das unidades I e II ao longo do ano.

Outro importante impacto foi o ressarcimento por indisponibilidade, que impactou o resultado de 2013 em R\$ 122,4 milhões. Entretanto, no dia 24 de janeiro de 2014 a UTE Pecém I comunicou ao mercado que, a 15ª Vara Federal do Distrito Federal concedeu Tutela Antecipada suspendendo o cálculo dos custos de indisponibilidade em base horária, com efeito imediato. O cálculo do ressarcimento passará a ser efetuado com base na média de 60 meses.

O lucro líquido foi impactado, além dos efeitos mencionados acima, pelos seguintes efeitos no resultado financeiro: (i) fim da capitalização dos juros dos financiamentos do BNDES e do BID, (ii) amortização dos juros dos financiamentos com as respectivas liquidações dos contratos de swaps vigentes, (iii) reversão de valores registrados no Patrimônio Líquido em função da inefetividade do hedge accounting e (iv) juros de mútuos.

O investimento total acumulado em 2013 totalizou R\$ 127,3 milhões.

PROJETOS EM CONSTRUÇÃO

UHE Santo Antônio do Jari: Em 2011, a EDP Energias do Brasil adquiriu por meio de sua controlada Companhia Energética do Jari - CEJA a ECE Participações S.A., a exploração da UHE Santo Antônio do Jari (373,4 MW), que está sendo construída na divisa dos Estados do Pará e Amapá, no rio Araguari. **Parques Eólicos de Baixa do Feijão:** A EDP Renováveis Brasil S.A., empresa em que a EDP Energias do Brasil detém 45% de participação, vendeu energia no Leilão A-5 em 20 de dezembro de 2011. O projeto com capacidade instalada de 120 MW é composto de quatro projetos de geração eólica: Baixa do Feijão I, II, III e IV, localizados no estado do Rio Grande do Norte. **UHE Cachoeira Caldeirão:** Em Leilão A-5 realizado pela ANEEL, em 14 de dezembro de 2012, a EDP Energias do Brasil obteve a concessão da Central Hídrica de Cachoeira Caldeirão (219 MW) que está sendo construída no Estado do Amapá, no rio Araguari. **UHE São Manoel:** Em Leilão A-5 realizado pela ANEEL, em 13 de dezembro de 2013, a EDP Energias do Brasil, em parceria com Furnas S.A, obteve a concessão da Central Hídrica de São Manoel (700 MW) que será construída na divisa dos Estados do Mato Grosso e do Pará, no rio Teles Pires. O empreendimento vendeu 409,5 MW médios, por um prazo de 30 anos. **Parques eólicos** (Aroeira, Jericó, Umbuzeiros e Aventura I): A EDP Renováveis Brasil S.A., empresa em que a EDP Energias do Brasil detém 45% de participação, vendeu energia no Leilão A-5 em 13 de dezembro de 2013. O projeto com capacidade instalada total de 116 MW é composto por quatro projetos de geração eólica localizados no estado do Rio Grande do Norte.

Investimentos em geração

No segmento de geração, o investimento realizado alcançou R\$ 785,3 milhões em 2013, 73,0% acima do mesmo período do ano anterior, principalmente, em função da construção das UHE's Santo Antônio do Jari (R\$ 487,4 milhões) e Cachoeira Caldeirão (R\$ 236,0 milhões).

A UHE Santo Antônio do Jari apresentou aproximadamente 89% de evolução na obra com previsão de entrada em operação comercial em janeiro de 2015.

A UHE Cachoeira do Caldeirão iniciou as obras em agosto de 2013 com previsão de entrada em operação comercial em janeiro de 2017.

EDP - Energias do Brasil S.A.

DISTRIBUIÇÃO

As atividades de distribuição são desenvolvidas por duas concessionárias que atendem cerca de 3,0 milhões de clientes em regiões que abrigam uma população total de aproximadamente 7,8 milhões de pessoas.

Perfil das concessões	EDP Bandeirante	EDP Escelsa
Estado	São Paulo	Espírito Santo
Municípios atendidos	28	70
Habitantes (milhões)	4,5	3,3
Clientes faturados (milhões)	1,7	1,4
Área de concessão (km²)	9.644	41.241
Energia distribuída (GWh)	15.335	10.545
Energia vendida a clientes finais – cativos (GWh)	9.448	6.536

Investimentos em distribuição

Os investimentos realizados em 2013 pela EDP Energias do Brasil em distribuição totalizaram R\$ 334,6 milhões, com aumento de 38% em relação a 2012.

Investimento (R\$mil)	EDP Bandeirante		EDP Escelsa		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Expansão do Sistema Elétrico	97.322	68.999	126.347	101.377	223.669	170.376
Melhoramento da Rede	61.894	44.558	40.623	34.653	102.518	79.211
Universalização Telecom., Informática e Outros	13.857	10.630	-	-	13.857	10.630
Sub Total ⁽¹⁾	206.580	155.056	203.645	162.957	410.226	318.013
Receitas de Ultrapassagem ⁽²⁾	(37.799)	(42.845)	(8.389)	-	(46.188)	(42.845)
(-) Obrigações Especiais ⁽³⁾	(15.563)	(11.167)	(13.822)	(21.325)	(29.385)	(32.492)
Investimento Líquido	153.219	101.043	181.435	141.633	334.654	242.676

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

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

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

INDICADORES DE PERFORMANCE

Os indicadores de qualidade da prestação de serviços mantiveram-se dentro dos padrões estabelecidos pelo órgão regulador, e apresentaram melhoria face ao ano anterior em ambas as distribuidoras, refletindo os investimentos em expansão e modernização de redes, a integração e automação dos centros operacionais.

DESEMPENHO OPERACIONAL

	Volume (MWh)			Clientes (unid.)		
	2013	2012	Δ % 2013/2012	2013	2012	Δ % 2013/2012
DISTRIBUIÇÃO						
Residencial	5.598.705	5.337.635	4,9%	2.591.756	2.494.001	3,9%
Industrial	3.916.829	4.084.633	-4,1%	23.723	23.210	2,2%
Comercial	3.470.109	3.328.180	4,3%	230.301	223.870	2,9%
Rural	777.086	707.150	9,9%	173.716	168.664	3,0%
Outros	1.623.886	1.591.781	2,0%	24.984	23.626	5,7%
Energia Vendida Clientes Finais	15.386.615	15.049.379	2,2%	3.044.480	2.933.371	3,8%
Suprimento	581.180	553.825	4,9%	3	3	0,0%
Energia em trânsito (USD)	9.896.794	9.305.188	6,4%	239	207	15,5%
Clientes livres	9.637.749	9.046.477	6,5%	217	185	17,3%
Concessionárias	259.046	258.711	0,1%	3	3	0,0%
Uso geração	0	0	-	19	19	0,0%
Consumo próprio	15.457	14.419	7,2%	359	341	5,3%
Total Energia Distribuída	25.880.047	24.922.810	3,8%	3.045.081	2.933.922	3,8%

Notas: Outros = Poder público + Iluminação pública + Serviço público \ USD = Uso do Sistema de Distribuição

Energia vendida a clientes finais: o crescimento de 2,2% do mercado cativo das distribuidoras em 2013 é resultado do desempenho das classes residencial, comercial e rural. O aumento do consumo das classes residencial e comercial é justificado pela expansão do número de clientes, incremento do rendimento médio real do trabalhador e da estabilidade da taxa de desemprego. Adicionalmente, o crescimento da classe rural foi impulsionado pelo aumento do consumo de energia para irrigação em função do baixo volume de precipitação entre os meses de janeiro e novembro na região norte do Estado do Espírito Santo.

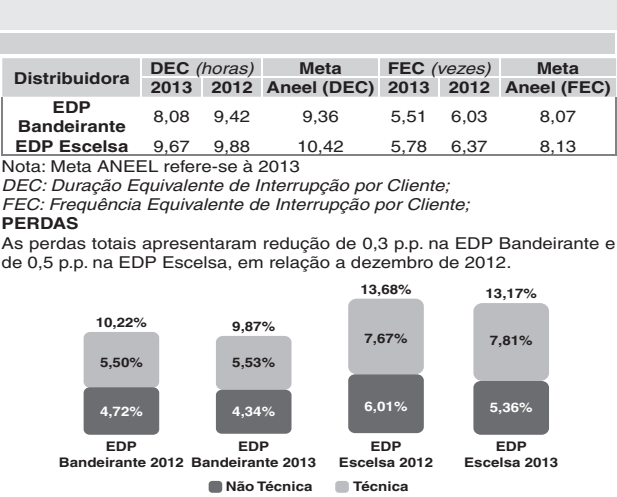
Energia em trânsito (USD): o crescimento de 6,4% em 2013 deve-se à retomada da produção industrial na área de concessão da EDP Bandeirante e à migração de 34 clientes cativos para o mercado livre (27 da área de concessão da EDP Bandeirante e sete da EDP Escelsa).

Na geração, o volume de energia vendida em 2013 totalizou 10.898,8 GWh, 15,3% acima do ano anterior (9.450,3 GWh) devido à entrada em operação comercial da UTE Pecém I. A unidade geradora I entrou em operação comercial no dia 01º de dezembro de 2012 e a unidade geradora II em 10 de maio de 2013.

Na comercialização, o volume de energia comercializada alcançou 12.390,1 GWh em 2013, aumento de 10,1% em relação ao ano anterior (11.254,1 GWh) devido à estratégia de negociações de longo prazo e sazonalização concentrada no início do ano.

ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO

Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	2013	2012	Δ Anual (%)
Receita operacional líquida	7.096.492	6.454.488	9,9
Gastos não gerenciáveis	(4.157.261)	(4.097.174)	1,5
Energia comprada para revenda	(3.799.926)	(3.436.051)	10,6
Encargos de uso do sistema	(309.583)	(607.639)	-49,1
Outros	(47.752)	(53.484)	-10,7
Gastos gerenciáveis	(1.686.136)	(1.274.318)	32,3
Total do PMSO	(957.809)	(701.015)	36,6
Pessoal	(373.212)	(315.873)	18,2
Material	(34.523)	(28.057)	23,0
Serviços de terceiros	(389.198)	(356.763)	9,1
Provisões	(102.278)	(37.476)	172,9
Outros	(58.598)	37.154	-257,7
Custo com construção da infraestrutura	(325.725)	(235.736)	38,2
Depreciação e amortização	(402.602)	(337.567)	19,3
Resultado do serviço (EBIT)	1.253.095	1.082.996	15,7
EBITDA	1.655.697	1.420.563	16,6
Margem EBITDA	24,5%	22,8%	1,6 p.p.
Resultado das participações societárias	(140.427)	(106.724)	31,6
Resultado financeiro líquido	(299.059)	(197.414)	51,5
LAIR	813.609	778.858	4,5
IR e Contribuição social	(259.519)	(243.495)	6,6
Lucro líquido antes de minoritários	554.090	535.363	3,5
Reversão dos juros sobre o capital próprio	-	-	n.d.
Atribuível aos acionistas não controladores	(178.322)	(191.900)	-7,1
Lucro líquido	375.768	343.463	9,4



Em 2013, a EDP Bandeirante e a EDP Escelsa desembolsaram R\$ 59,7 milhões em programas de combate às perdas. Do total de recursos, R\$ 30,6 milhões foram para investimentos operacionais (substituição de medidores, instalação de rede especial e telemedicação) e R\$ 29,1 milhões para despesas gerenciáveis (inspeções e retirada de ligações irregulares).

Programa de Combate às Perdas (R\$ MM)	2013	2012
Investimentos Operacionais	30,6	20,2
Despesas Gerenciáveis	29,1	20,3
Total	59,7	40,5

No ano, nossas concessionárias realizaram aproximadamente 173,7 mil inspeções, 23,8 mil regularizações de ligações clandestinas e foram retiradas 106,8 mil ligações irregulares que resultaram na recuperação de receitas de cerca de R\$ 13,6 milhões.

COMERCIALIZAÇÃO

A EDP Comercialização e Serviços de Energia S.A é responsável pelas atividades de comercialização de energia e prestação de serviços para o mercado livre, tanto dentro quanto fora das áreas de concessão das distribuidoras da EDP Energias do Brasil. A empresa encerrou 2013 com 223 clientes, aumento de 6,2% em comparação ao ano anterior (210 clientes).

Em 2013, a energia comercializada totalizou 12.390 GWh, um aumento de 10,1% em relação ao ano anterior.

Em 2013 a Comercializadora apresentou um incremento de 28,2% no EBITDA. O lucro líquido foi R\$ 43,2 milhões, 12,3% acima do mesmo período do ano anterior. Ambos os aumentos são reflexo da estratégia de negociações de curto e longo prazo e sazonalização concentrada no primeiro semestre de 2013, no qual a Comercializadora beneficiou-se do incremento médio do PLD no 1T13 (média de R\$ 326,3/MWh).

• Receita Operacional Líquida

Em 2013, a **receita operacional** líquida atingiu R\$ 7.096,5 milhões, 9,9% superior em relação ao ano anterior. Excluindo a receita de construção, a receita operacional líquida totalizou R\$ 6.770,8 milhões, 8,9% superior ao ano anterior. Os principais fatores que contribuíram para a evolução da receita líquida foram:

- Aumento de 2,2% no volume de energia vendida a clientes finais;
- Aumento de 6,4% no volume de energia em trânsito no sistema de distribuição (USD);
- Aumento de outras receitas operacionais reflexo das subvenções da CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) às distribuidoras, provendo recursos para compensar os descontos para as tarifas de baixa renda, atividade rural, tratamento de água, esgoto, saneamento e irrigantes;
- Redução das tarifas de energia das distribuidoras (Lei nº 12.783/2013) e redução das tarifas aplicadas nas revisões e reajustes tarifários;
- Reajuste das tarifas das geradoras e aumento das vendas de energia em contratos de curta duração com preços mais altos. Em 2013, as tarifas foram em média 17,3% superiores às de 2012;
- Aumento de 10,1% no volume de vendas de energia no mercado livre.

• Gastos Operacionais

Os **gastos operacionais**, desconsiderando o custo de construção, atingiram R\$ 5.517,7 milhões em 2013, 7,4% acima do ano anterior. Os **gastos não gerenciáveis** referem-se aos custos com energia comprada para revenda, encargos de uso da rede elétrica, taxas de fiscalização e outros e totalizaram R\$ 4.157,3 milhões em 2013, 1,5% acima do ano anterior. Os gastos não gerenciáveis foram neutralizados pelos aportes da CDE às distribuidoras, totalizando R\$ 594 milhões em 2013. Na geração, houve impacto do POCP (procedimento operativo de curto prazo) no primeiro semestre do ano, mitigado parcialmente pela estratégia de sazonalização.

Os **gastos gerenciáveis**, excluindo os custos de construção, depreciação e amortização, atingiram R\$ 957,8 milhões em 2013, 36,6% superior ao ano anterior. O aumento deve-se ao efeito não recorrente da contabilização no 4T12 retroativo ao 1T12 do VNR (Valor Novo de Reposição), com impacto de R\$ 102,4 milhões nas distribuidoras.

A **depreciação e a amortização** totalizaram R\$ 402,6 milhões em 2013, 19,3% superior ao ano anterior devido à provisão de ajuste de inventário decorrente do levantamento físico executado para atendimento à Resolução Aneel nº 367/2009 (+R\$ 33,5 milhões na EDP Bandeirante e +R\$ 26,2 milhões na EDP Escelsa).

• EBITDA e Margem EBITDA

O **EBITDA** (lucro antes de imposto de renda, resultados financeiros, depreciação e amortização) atingiu R\$ 1.655,7 milhões em 2013, 16,6% superior ao ano anterior. A margem EBITDA apresentou um aumento de 1,7 p.p., alcançando 24,5%.

• Resultado Financeiro

O **resultado financeiro** líquido em 2013 atingiu R\$ 299,1 milhões, 51,5% superior ao ano anterior. A receita financeira totalizou R\$ 182,1 milhões, 7,5% inferior em relação a 2012 devido à redução de remuneração sobre tributos e contribuições sociais compensáveis. As despesas financeiras aumentaram 22,4% devido ao (i) aumento do endividamento em R\$ 803,4 milhões e consequentemente o aumento dos encargos sobre a dívida em R\$ 86,1 milhões e (ii) aumento de R\$ 22,8 milhões em benefícios pós emprego devido à atualização de premissas atuariais.

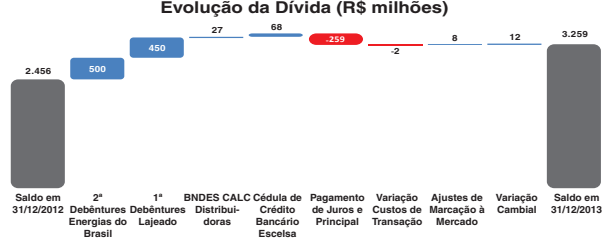
• Lucro Líquido

O **lucro líquido** totalizou R\$ 375,8 milhões em 2013, 9,4% acima do ano anterior. Além dos efeitos mencionados acima, o lucro líquido foi impactado pelo Resultado das Participações Societárias, devido à contabilização do resultado negativo da UTE Pecém I em equivalência patrimonial (-R\$ 141,2 milhões), conforme adoção do IFRS 11, CPC 19 (R2).

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2013

• Endividamento

A dívida bruta consolidada totalizou R\$ 3.259,4 milhões em dezembro de 2013, aumento de 32,7% em comparação a dezembro 2012 (R\$ 2.455,6 milhões), sendo em ambos os períodos desconsiderada a dívida das UHES Cachoeira Caldeirão e Santo Antônio do Jari. O prazo médio da dívida para dezembro de 2013 ficou em 2,45 anos, frente a 2,73 anos em dezembro de 2012. As variações do endividamento bruto e do prazo médio em 2013 ocorreram, principalmente, por: (i) 2ª emissão de debêntures da Controladora no valor de R\$ 500,0 milhões; (ii) liberações no valor total de R\$ 26,8 milhões da linha BNDES CALC das distribuidoras; (iii) captação de R\$ 68,0 milhões na EDP Escelsa através de Crédito Rural e Agronegócio; (iv) 1ª emissão de debêntures da Lajeado Energia no valor de R\$ 450,0 milhões; (v) amortização da 1ª parcela da 2ª emissão de debêntures da EDP Escelsa no valor de R\$ 83,3 milhões; e (vi) demais amortizações de dívidas de longo prazo nas empresas de geração e distribuição.



O custo médio da dívida do Grupo, em dezembro de 2013, era de 8,62% a.a., em comparação a 9,78% a.a. no final de 2012, levando-se em consideração os juros capitalizados das dívidas e encargos incorridos nos últimos 12 meses. A redução do custo médio deve-se à diminuição da Selic média e da TJLP em 2013, em relação a 2012, além da contratação de novas dívidas indexadas ao CDI.

A dívida líquida consolidada atingiu R\$ 2.335,3 milhões em 2013, 23% acima do resultado do ano anterior (R\$ 1.895,0 milhões). Esse aumento deve-se ao crescimento de 32,7% na dívida bruta consolidada e ao aumento das disponibilidades em R\$ 363,5 milhões em 2013. A relação dívida líquida/EBITDA encerrou o ano em 1,41 vezes, em comparação a 1,34 vezes em dezembro de 2012.

RATINGS DA EDP ENERGIAS DO BRASIL

	Moody's				S&P			
	Nacional 2013	Global 2013			Nacional 2013	Global 2013		
EDP - Energias do Brasil	Aa2.br	Ba1			-	-		
	Estável	Estável						
EDP Bandeirante	Aa1.br	Baa3			brAA+	-		
	Estável	Estável			Negativo			
EDP Escelsa	Aa1.br	Baa3			brAA+	BB+		
	Estável	Estável			Negativo	Negativo		
Lajeado Energia	Aa1.br	Baa3			-	-		
	Estável	Estável						
Energest	Aa1.br	Baa3			-	-		
	Estável	Estável						

Escala de Rating Moody's																		
Aaa	Aa1	Aa2	Aa3	A1	A2	A3	Baa1	Baa2	Baa3	Ba1	Ba2	Ba3	B1	B2	B3	Caa1	Caa2	Caa3
Investment Grade																		

Escala de Rating S&P																		
AAA	AA+	AA	AA-	A+	A	A-	BBB+	BBB	BBB-	BB+	BB	BB-	B+	B	B-	CCC+	CCC	CCC-
Investment Grade																		

INVESTIMENTOS

Os investimentos da EDP Energias do Brasil totalizaram R\$ 1.140,4 milhões em 2013, com aumento de 62,7% em relação aos recursos destinados às áreas de negócios no ano anterior. O principal motivo do aumento é reflexo dos projetos de geração em construção.

Mais detalhes estão disponíveis nos itens específicos de investimentos em distribuição e geração deste relatório de administração.

Investimentos (R\$ mil)	2013	Peso (%)	2012	Peso (%)	Δ Anual (%)
Distribuição	334.653	29,3%	242.676	34,6%	37,9%
EDP Bandeirante	153.219	13,4%	101.043	14,4%	51,6%
EDP Escelsa	181.434	15,9%	141.633	20,2%	28,1%
Geração	805.711	70,7%	458.323	65,4%	75,8%
Enerpeixe	6.736	0,6%	3.462	0,5%	94,6%
Energest Consolidado	47.928	4,2%	75.640	10,8%	-36,6%
Lajeado / Investco	7.160	0,6%	6.484	0,9%	10,4%
Jari	487.436	42,7%	368.441	52,6%	32,3%
Cachoeira Caldeirão	236.011	20,7%	-	-	-
Outros	20.440	1,8%	4.296	0,6%	375,8%
Total	1.140.364	100%	700.999	100%	62,7%

MERCADO DE CAPITALIS

Em 31 de dezembro de 2013, as ações da EDP Energias do Brasil estavam cotadas a R\$ 11,35, encerrando o ano com desvalorização de 4,9%, superando o IIE e o Ibovespa, que apresentaram desvalorização de 8,8% e 15,5%, respectivamente. O valor de mercado da Companhia em 31 de dezembro de 2013 era de R\$ 5,4 bilhões.

Houve negociação das ações da Companhia em todos os pregões de 2013, totalizando 491,1 milhões de ações negociadas, com média diária de 1.980,3 mil ações e o volume financeiro totalizou R\$ 5.841,7 milhões, com média diária de R\$ 23,6 milhões.

A partir do dia 7 de Janeiro de 2013, as ações da Companhia passaram a integrar o índice IBOVESPA.

REMUNERAÇÃO DE ACIONISTAS

Em 10 de abril de 2014, o Conselho de Administração da Companhia levará para aprovação em Assembleia Geral Ordinária (AGO) o pagamento de proventos de R\$ 370,2 milhões, correspondente a R\$ 0,78 por ação, mantendo a remuneração ao acionista estável em relação ao ano anterior.

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

Em 31 de dezembro de 2013, o capital social da Companhia era representado na sua totalidade por 476.415.612 ações ordinárias nominativas. Do total de ações, encontrava-se em circulação 232.602.924, em conformidade com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, e permaneciam em tesouraria 840.675 ações.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

Conselho de Administração

O Conselho de Administração em 31 de dezembro de 2013 era composto por oito membros, incluindo um diretor executivo e quatro conselheiros independentes. Os conselheiros são eleitos pela Assembleia Geral (AGE) para mandato de um ano, com possibilidade de reeleição. Em AGE realizada no dia 04 de fevereiro de 2014, foi aprovado para ocupar o cargo de Presidente do Conselho a Sra. Ana Maria Fernandes, para o cargo de Vice-Presidente do Conselho o Sr. Miguel Setas, e o Sr. Miguel Amaro como novo membro do Conselho de Administração. Sendo assim, o Conselho de Administração passou a ser composto por nove membros, incluindo dois diretores executivos e quatro conselheiros independentes. O órgão é responsável por estabelecer as políticas e diretrizes gerais dos negócios, incluindo a estratégia de longo prazo, eleger os membros da Diretoria Executiva e fiscalizar seu funcionamento, além das atividades definidas em lei e no Estatuto Social da Companhia. A EDP do Brasil está vinculada à arbitragem na Câmara de Arbitragem do Mercado, conforme Cláusula Compromissória constante do seu Estatuto Social.

O Conselho de Administração possui três Comitês de Assessoramento, sendo eles: Comitê de Auditoria, Comitê de Remuneração e Comitê de Sustentabilidade e Governança Corporativa. Os comitês são responsáveis por assessorar o Conselho de Administração nas deliberações sobre as matérias apresentadas. Todos são integrados exclusivamente por três conselheiros, que podem solicitar informações e sugestões de integrantes da Diretoria-Executiva ou de membros do corpo gerencial da Companhia. As diretrizes e o conjunto de documentos relacionados à governança corporativa estão disponíveis no website de Relações com Investidores www.edpbr.com.br/ri.

Detalhamento dos financiamentos desembolsados durante 2013

Holding

Em 22 de fevereiro de 2013, ocorreram captações de crédito de curto prazo na EDP Energias do Brasil (R\$ 201,0 milhões), liquidadas com a 2ª emissão de debêntures simples.

Em 11 de abril de 2013, a EDP Energias do Brasil S.A. concluiu o processo de sua 2ª emissão de debêntures simples, no valor de R\$ 500 milhões. Sobre este valor, há incidência de juros de CDI + 0,55% a.a, com pagamentos de juros semestrais e do principal em duas parcelas iguais, a primeira a vencer em abril de 2015 e a segunda em abril de 2016.

Distribuição

Em 15 de fevereiro de 2013, a EDP Escelsa assinou junto ao Banco do Brasil, contrato de empréstimo na modalidade de Crédito Rural e Agronegócio, no valor de R\$ 68 milhões, tendo a incidência de juros de 102,5% do CDI, em média, com principal e juros a vencer em única parcela em fevereiro de 2015.

Em 26 de abril de 2013, a EDP Escelsa e a EDP Bandeirante receberam liberação do BNDES, no valor de R\$ 7,0 milhões e R\$ 19,8 milhões, respectivamente. Sobre este valor, incide juros de TJLP com spread variando entre 3,21% e 1,81% a.a., com pagamento mensal de juros e principal a partir de julho de 2013 até julho de 2019.

Geração

Em 19 de agosto de 2013, a Lajeado Energia firmou contrato no valor de R\$ 450 milhões na modalidade de Notas Promissórias junto ao Banco Bradesco e Banco do Brasil. Sobre o valor das Notas Promissórias incidem juros à razão de 0,47% a.a. acima do CDI. Principal e juros em parcela única no vencimento em 14 de fevereiro de 2014. Através da redução de capital aprovada por seus acionistas, assim como do órgão regulador - ANEEL, os recursos foram distribuídos aos acionistas, proporcionalmente às suas respectivas participações na Companhia. Em 06 de dezembro de 2013, as Notas Promissórias foram liquidadas através da 1ª Emissão de Debêntures Simples da Controladora.

Em 06 de dezembro de 2013, a Lajeado Energia realizou sua 1ª emissão de debêntures simples no valor de R\$ 450 milhões, com juros de CDI + 1,20% a.a. devidos semestralmente e amortizações em parcelas iguais em novembro de 2017, 2018 e 2019. A emissão foi realizada com o Banco Bradesco e Banco do Brasil com um prazo de 6 anos. Os recursos foram utilizados para a quitação total das Notas Promissórias emitidas anteriormente pela Companhia, alongando o perfil da dívida.

O *Balanced Scorecard* (BSC) continua sendo a ferramenta de gestão utilizada na EDP desde 2005, revista anualmente. Ela é a ferramenta que norteia as ações dos colaboradores. Somam-se a ela as metodologias *Kaizen* e *Lean* e os sistemas de certificações ISO e OHSAS, que sustentam a execução da estratégia corporativa.

Relacionamento com os Clientes

Em 2013, as distribuidoras da EDP Energias do Brasil mantiveram Grupos de Trabalho compostos por áreas multidisciplinares, visando à melhoria dos serviços prestados e consequente redução das reclamações de clientes. A implantação da fatura eletrônica, a revisão e ajustes nas bases cadastrais para aprimorar no processo de leitura, treinamento dos funcionários do *call center* e eletricitistas, entre outros. Essas ações também contribuíram para uma redução das reclamações nas ouvidorias da ANEEL, aumentando o índice de satisfação da duas Distribuidoras juntas em 8% o IASC (Índice ANEEL de Satisfação do Cliente).

Na EDP Comercializadora, a área de pós-venda garante a interação com os clientes, permitindo um fluxo frequente de troca de informações para a gestão do negócio dos mesmos, e buscando oferecer produtos e serviços os mais adequados para suas demandas. Na última pesquisa de satisfação realizada, identificou-se que o seguinte tema: qualificação na execução das atividades, transparência na comunicação, transparência no faturamento, agilidade e capacidade na resposta ao cliente, confiança, sustentabilidade, ética e preço médio da energia.

Gestão de Pessoas

A EDP Energias do Brasil encerrou 2013 com 2.756 colaboradores.

A Companhia 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 e acidente, auxílio medicamento, auxílio creche e auxílio dependente especial.

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. Em 2013 também foi aplicada a Pesquisa de Clima que terá seus resultados apresentados em 2014.

As empresas do Grupo mantiveram programas de gestão e capacitação, com foco no desenvolvimento de competências estratégicas. Dentre as principais ações desenvolvidas pela área de Recursos Humanos em 2013, tiveram destaque os programas educativos e os de capacitação, tais como a Escola de Eletricitistas e iniciativas de bem-estar voltadas aos colaboradores, como o Programa Conciliar. A Escola dos Eletricitistas é uma parceria com o SENAI para a capacitação de indivíduos desempregados nas comunidades onde a EDP no Brasil atua. São cerca de 480 horas de treinamento durante 4 meses, período em que a EDP assegura os custos do curso. Na Escola de Geração, o foco é ampliar a capacidade do operador para atuar na operação e manutenção integrada. 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.

Pesquisa e Desenvolvimento

As atividades de P&D são baseadas nas regras da ANEEL e no desenvolvimento de tecnologia aplicada. Os projetos de pesquisa e desenvolvimento são estabelecidos para obtenção de melhorias nos processos de geração e distribuição de energia, a partir de critérios relacionados à eficiência operacional, a redução de riscos e a otimização de receita. Nas distribuidoras, foram investidos R\$ 7,5 milhões destacando projetos na área de distribuição eficiente, *Smart Grids*, entre outros. Na Geração, o investimento realizado foi na ordem de R\$ 8,5 milhões em projetos de qualidade, meio ambiente e fontes alternativas de energia, como por exemplo, estudos sobre minirredes de fontes intermitentes.

Inovação

A EDP Energias do Brasil se preocupa em promover a inovação e a criatividade, na procura de novas oportunidades de mercado gerando o desenvolvimento tecnológico e a gestão do conhecimento, no domínio da energia.

O projeto ClimaGrid, que faz parte do Plano Tecnológico Empresa, foi implementado nos centros de operação do sistema e da distribuição da EDP Bandeirante e da EDP Escelsa. A tecnologia possui um banco de dados que armazena informações climáticas históricas e em tempo real e permite a previsão do tempo. Em 2013, o projeto foi registrado como tecnologia inovadora de adaptação a Mudanças Climáticas pela Convenção Quadro de Mudanças Climáticas das Organizações das Nações Unidas.

Ao final de 2013, o programa Bolsa de Inovação atingiu o seu 11º Desafio. Desde o 1º Desafio, 226 soluções foram aprovadas para implementação pelo Innovation Team (comitê de inovação composto por diretores e gestores das variadas áreas da empresa). Além disso, a empresa lançou o seu Programa I-Mentors 2.0, iniciando o recrutamento de novos colaboradores que farão parte de um treinamento para incentivar a criatividade e desenvolvimento de novos projetos e negócios em todas as equipes e localidades do Grupo EDP.

Um dos destaques da empresa em 2013 foram os resultados do projeto InovCity, que integra inovação tecnológica com inovação social no conceito de cidades inteligentes. Pela sua transversalidade, em longo prazo beneficiará 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. O projeto que teve início em 2012, na cidade de Aparecida, foi replicado em 2013 em dois municípios do Espírito Santo. Criado em 2010 o Prêmio EDP Inovação 2020 é uma iniciativa do Grupo EDP para incentivar a inovação, a sustentabilidade e o empreendedorismo no Brasil. A quarta edição do prêmio apresentou mudanças significativas em relação à edição anterior, dentre elas: mudança do tema central de CleanTech para Cidades Inteligentes, com premiação distribuída em investimento financeiro para projeto, Viagem ao Vale do Silício e mentoria pós-prêmio. Como resultado, foram registradas 250 inscrições, das quais 30 foram selecionadas para a segunda etapa. Nesta etapa, os participantes receberam capacitação on-line de empreendedorismo, oferecida pela Luxr e Endeavor, para criarem o modelo de negócio do projeto.

PRÊMIOS E RECONHECIMENTOS

Em 2013 a EDP Energias do Brasil destacou-se por receber as seguintes premiações: (i) **Innovation Challenge**. Promovido pelo projeto Management Innovation Exchange (MIX), uma plataforma internacional com o objetivo de recolher e partilhar o que as empresas no mundo fazem em termos de inovação em gestão. Mais de 140 programas mundiais se inscreveram e o caso da EDP foi selecionado, juntamente com empresas como Whirlpool, Shell, Cisco e Danone, entre uma das melhores práticas de inovação mundiais. (ii) **Certificado Selo Top Employers**, uma premiação para as empresas com melhores políticas de RH de 2013. (iii) **“RHs Mais Admirados do Brasil”** na categoria Destaques Estaduais (SP). (iv) A empresa ganhou pela quinta vez o **Prêmio Época Empresa Verde**, que reconhece as empresas e suas práticas no âmbito de estratégia ambiental e são avaliadas em temas como: eficiência energética, uso consciente da água, destinação do lixo, transporte, incorporação de critérios ambientais no desenvolvimento de produtos e serviços e redução de emissões de gases do efeito estufa. (vi) **Menção honrosa no 9º Salão Latino-Americano de Veículos Elétricos, Componentes e Novas Tecnologias**. O estudo “Avaliação dos possíveis cenários, experimentação e mensuração dos impactos dos veículos elétricos nos sistemas de distribuição da Bandeirante e da Escelsa” foi reconhecido entre outros dez trabalhos selecionados sobre mobilidade elétrica no País (vii) Enerpeixe certificada com selo ouro do programa **Selo de Energia Sustentável**. Realizada pela PricewaterhouseCoopers (PwC), a análise colocou a Usina Hidrelétrica de Peixe Angical entre as três primeiras com maior pontuação. (viii) o **Prêmio Fundação COGE - “Melhorando Vidas e Preparando o Futuro”**, na categoria de Capacitação e Desenvolvimento de Pessoas, pelo programa Escola de Eletricitistas. A iniciativa da EDP ganhou o reconhecimento na categoria de responsabilidade social. (ix) As duas distribuidoras do Grupo EDP no Brasil foram reconhecidas no **Prêmio Nacional de Qualidade – PNQ Ciclo 2013**, promovido pela Fundação Nacional da Qualidade (FNQ). (x) A EDP Bandeirante foi certificada pela Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia (ABESCO) pela atuação do programa **Boa Energia na Comunidade**. A certificação aconteceu durante o 10º Congresso Brasileiro de Eficiência Energética (COBEE), principal evento do setor dedicado à eficiência no uso da energia e também de água e combustíveis que foi

continuação

EDP - Energias do Brasil S.A.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2013

realizado em São Paulo. (VI) A ABRACONEE – Associação Brasileira dos Contadores do Setor de Energia Elétrica, conferiu ao grupo EDP, no 2º lugar na categoria Grupo de Empresas, o prêmio pela elaboração das demonstrações contábeis da empresa referente ao exercício de 2012.

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 filias afiliadas já estavam prestando à Companhia. Estes serviços incluíam um contrato de prestação de serviços relacionados à folha de pagamento no montante de R\$2,3 milhões, 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.

Também, em 2013, a PwC prestou serviços de procedimentos previamente acordados no âmbito do programa Luz Para Todos, para atendimento ao Órgão Regulador. Esses trabalhos e os trabalhos acima referidos foram

concluídos dentro do exercício de 2013 e somaram o valor de R\$2.375. Estes serviços superam do valor do contrato de auditoria em 77%. Os serviços foram concluídos dentro do exercício de 2013.

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	Controladora			Consolidado		
	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012	31/12/2013	31/12/12	01/01/2012	
		Reclas-sificado	Reclas-sificado		Reclas-sificado	Reclas-sificado	
ATIVO							
Circulante							
Caixa e equivalentes de caixa	5	244.111	99.054	230.222	924.146	571.375	833.998
Títulos a receber	7	2.939	3.402	1.121	4.965	4.530	4.165
Ativo financeiro indenizável	18					797	
Consumidores e concessionárias	6				1.126.547	1.252.551	963.226
Impostos e contribuições sociais	8	102.481	84.084	60.219	195.291	166.075	240.564
Partes relacionadas	10	24.051	10.698	15.638	12.359	718	
Dividendos a receber	31	213.382	183.043	208.019			
Estoques	11				19.581	40.579	41.238
Cauções e depósitos vinculados	12	222	222	222	4.642	24.207	1.729
Despesas pagas antecipadamente		70	63	198	159	704	4.251
Rendas a receber					4.758	6.150	4.825
Ativos financeiros disponíveis para venda	14	11.026	19.806	33.011	11.026	19.806	33.011
Outros créditos	15	956	1.789	598	75.837	92.721	38.354
		599.238	402.161	549.248	2.379.311	2.179.416	2.166.158
Ativos não circulantes mantidos para venda	13	449.134			2.327.633		
		1.048.372	402.161	549.248	4.706.944	2.179.416	2.166.158
Não circulante							
Títulos a receber	7	21.537	20.602	21.018	17.049	21.324	23.897
Ativo financeiro indenizável	18				779.354	690.278	482.285
Consumidores e concessionárias	6				54.908	40.294	63.657
Impostos e contribuições sociais	8				55.327	55.512	30.039
Imposto de renda e contribuição social diferidos	9				552.573	614.957	618.645
Partes relacionadas	10	172.375	153.771	73.441	171.074	136.232	2.393
Adiantamentos para futuros aumentos de capital	10	5.141	195.400	10.237			
Cauções e depósitos vinculados	12	10.714	12.213	8.979	242.704	244.650	245.635
Outros créditos	15	14.898	14.291	13.012	60.078	46.327	39.811
		224.665	396.277	126.687	1.933.067	1.849.574	1.506.362
Investimentos	16	4.515.166	4.374.843	4.149.483	672.337	708.682	400.755
Propriedades para investimentos	19	5.000			13.583	4.127	4.186
Imobilizado	20	19.121	5.004	3.113	4.026.216	4.554.328	4.236.252
Intangível	21	2.277	1.670	856	2.789.347	3.433.319	3.572.492
		4.541.564	4.381.517	4.153.452	7.501.483	8.700.456	8.213.685
Total do ativo		5.814.601	5.179.955	4.829.387	14.141.494	12.729.446	11.886.205

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora			Consolidado		
	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012	31/12/2013	31/12/12	01/01/2012	
		Reclas-sificado	Reclas-sificado		Reclas-sificado	Reclas-sificado	
PASSIVO e PATRIMÔNIO LÍQUIDO							
Circulante							
Fornecedores	22	13.237	7.897	6.446	802.129	912.180	619.706
Impostos e contribuições sociais	8	26.008	23.418	4.464	351.487	278.295	274.746
Dividendos	31	88.247	113.393	115.631	160.718	201.472	192.612
Debêntures	23	510.893			699.122	435.535	107.923
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	24				432.943	269.236	359.512
Benefícios pós-emprego	25	55	11	6	24.667	35.517	30.035
Obrigações estimadas com pessoal	26	10.979	11.364	8.407	65.367	65.011	57.277
Encargos regulamentares e setoriais	27				74.858	106.182	154.674
Uso do bem público	28				23.723	21.953	20.184
Provisões	29	9.010	6.429	5.108	21.021	53.548	155.236
Outras contas a pagar	15	4.485	4.731	5.390	63.503	133.945	114.008
		662.914	167.243	145.452	2.719.538	2.512.874	2.085.913
Passivos não circulantes mantidos para venda	13				1.878.499		
		662.914	167.243	145.452	4.598.037	2.512.874	2.085.913
Não circulante							
Impostos e contribuições sociais	8	42.562	43.879	44.466	88.289	111.855	136.817
Imposto de renda e contribuição social diferidos	9	1.392	1.908	2.828	173.720	387.253	375.422
Debêntures	23	499.645	460.674		1.377.907	1.052.633	860.637
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	24				749.474	1.331.142	1.123.069
Benefícios pós-emprego	25				432.145	518.332	292.178
Partes relacionadas	10	14	768	109			
Encargos regulamentares e setoriais	27				12.871	17.071	7.035
Uso do bem público	28				253.945	251.207	239.150
Provisões	29	33.887	31.569	25.250	173.701	180.428	180.660
Provisão para passivo a descoberto	16	287	27.781	25.482	9	1.455	1.587
Reserva para reversão e amortização					17.248	17.248	17.248
Outras contas a pagar	15	683	449	264	10.975	15.562	38.496
		578.470	567.028	98.399	3.290.284	3.884.186	3.272.299
Patrimônio Líquido							
Capital social	30.1	3.182.716	3.182.716	3.182.716	3.182.716	3.182.716	3.182.716
Reservas de capital	30.3	142.932	144.540	95.598	142.932	144.540	95.598
Reservas de lucros	30.3	1.500.066	1.479.629	1.507.656	1.500.066	1.479.629	1.507.656
Outros resultados abrangentes	30.3.2	(245.883)	(336.928)	(174.342)	(245.883)	(336.928)	(174.342)
Ações em tesouraria		(6.614)	(6.614)	(6.614)	(6.614)	(6.614)	(6.614)
Prejuízos acumulados			(17.659)	(19.478)		(17.659)	(19.478)
Patrimônio líquido atribuído aos controladores		4.573.217	4.445.684	4.585.536	4.573.217	4.445.684	4.585.536
Participações de não controladores	30.4				1.679.956	1.886.702	1.942.457
Total do patrimônio líquido		4.573.217	4.445.684	4.585.536	6.253.173	6.332.386	6.527.993
Total do passivo e patrimônio líquido		5.814.601	5.179.955	4.829.387	14.141.494	12.729.446	11.886.205

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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

(Em milhares de reais)

	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Ações em tesouraria	Outros resultados abrangentes	Prejuízos acumulados	Total Controladora	Não controladores	Total Consolidado
Saldos em 31 de dezembro de 2011	3.182.716	95.598	1.379.109	(6.614)	(45.795)	-	4.605.014	1.942.624	6.547.638
Ajuste de exercícios anteriores			128.547		(128.547)	(19.478)	(19.478)	(165)	(19.643)
Saldos em 1º de janeiro de 2012 (Reclassificado)	3.182.716	95.598	1.507.656	(6.614)	(174.342)	(19.478)	4.585.536	1.942.459	6.527.995
Reservas de capital		48.942					48.942	(48.942)	-
Dividendo adicional aprovado - AGO 10/04/2012			(239.249)				(239.249)		(239.249)
Lucro líquido do exercício						343.463	343.463	191.900	535.363
Destinação do lucro									
Constituição de reserva legal			17.082			(17.082)	-		-
Dividendos intermediários (JSCP)						(130.422)	(130.422)	(198.689)	(329.111)
Dividendo adicional proposto			194.140			(194.140)	-		-
Outros resultados abrangentes									
Ativos financeiros disponíveis para venda					(2.707)		(2.707)		(2.707)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes de subsidiárias					(160.799)		(160.799)	(26)	(160.825)
Imposto de renda e contribuição social diferidos					920		920		920
Saldos em 31 de dezembro de 2012	3.182.716	144.540	1.479.629	(6.614)	(336.928)	(17.659)	4.445.684	1.886.702	6.332.386
Saldos em 31 de dezembro de 2012	3.182.716	144.540	1.194.422	(6.614)	(51.721)	-	4.463.343	1.886.860	6.350.203
Ajuste de exercícios anteriores			285.207		(285.207)	(17.659)	(17.659)	(158)	(17.817)
Saldos em 31 de dezembro de 2012 (Reclassificado)	3.182.716	144.540	1.479.629	(6.614)	(336.928)	(17.659)	4.445.684	1.886.702	6.332.386
Transação de Capital (Nota 16.2)			(8.417)				(8.417)	1.418	(6.999)
Ajuste de Avaliação Patrimonial		(1.608)					(1.608)	1.608	-
Dividendo adicional aprovado - AGO 10/04/2013			(194.140)				(194.140)		(194.140)
Distribuição de Reserva de Lucros - AGO de 10/04/2013			(45.686)				(45.686)		(45.686)
Lucro líquido do exercício						375.768	375.768	178.322	554.090
Destinação do lucro									
Constituição de reserva legal			17.905			(17.905)	-		-
Dividendos intermediários (JSCP)						(29.190)	(29.190)	(388.110)	(417.300)
Dividendo adicional aprovado						(60.239)	(60.239)		(60.239)
Dividendo adicional proposto			250.775			(250.775)	-		-
Outros resultados abrangentes									
Ativos financeiros disponíveis para venda					(1.519)		(1.519)		(1.519)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes de subsidiárias					92.047		92.047	16	92.063
Imposto de renda e contribuição social diferidos					517		517		517
Saldos em 31 de dezembro de 2013	3.182.716	142.932	1.500.066	(6.614)	(245.883)	-	4.573.217	1.679.956	6.253.173

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

www.edp.com.br

continua

continuação	EDP - Energias do Brasil S.A.				
DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS					
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO					
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)					
	Nota	Controladora		Consolidado	
		2013	2012 Reclas- sificado	2013	2012 Reclas- sificado
Receitas	32	992	1.777	7.096.492	6.454.488
Custo da produção e do serviço de energia elétrica					
Custo do serviço de energia elétrica					
Energia elétrica comprada para revenda				(3.799.926)	(3.436.051)
Encargos de uso da rede elétrica				(309.583)	(607.639)
		-	-	(4.109.509)	(4.043.690)
Custo de operação	33				
Pessoal				(217.017)	(188.820)
Materiais e serviços de terceiros				(220.571)	(230.179)
Depreciações e amortizações				(337.919)	(271.152)
Outros custos de operação				(30.498)	(7.044)
		-	-	(806.005)	(697.195)
		-	-	(4.915.514)	(4.740.885)
Custo do serviço prestado a terceiros				(332.221)	(243.492)
Lucro bruto		992	1.777	1.848.757	1.470.111
Despesas e Receitas operacionais	33				
Despesas com vendas			(484)	(52.438)	(11.827)
Despesas gerais e administrativas		(102.102)	(49.523)	(444.552)	(291.360)
Depreciações e amortizações		(6.563)	(6.209)	(64.683)	(66.415)
Outras despesas e receitas operacionais		(1.887)	(16.443)	(33.989)	(17.513)
		(110.552)	(72.659)	(595.662)	(387.115)
Resultado antes do Resultado financeiro, tributos e participações societárias		(109.560)	(70.882)	1.253.095	1.082.996
Resultado das participações societárias	16	557.474	438.324	(140.427)	(106.724)
Receitas financeiras	34	37.541	27.085	182.135	195.828
Despesas financeiras	34	(109.698)	(49.821)	(481.194)	(393.242)
Resultado financeiro		(72.157)	(22.736)	(299.059)	(197.414)
Resultado antes dos tributos sobre o lucro		375.757	344.706	813.609	778.858
Imposto de renda e contribuição social correntes		(1.995)	(1.243)	(253.993)	(146.327)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		2.006		(5.526)	(97.168)
	35	11	(1.243)	(259.519)	(243.495)
Resultado líquido do exercício		375.768	343.463	554.090	535.363
Atribuível aos acionistas controladores				375.768	343.463
Atribuível aos acionistas não controladores				178.322	191.900
Resultado por ação atribuível aos acionistas					
Resultado básico por ação (Reais/Ação)					
ON		0,79013	0,72221	0,79013	0,72221
Resultado diluído por ação (Reais/Ação)					
ON		0,79013	0,72221	0,79013	0,72221
As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras					
DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO					
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO					
(Em milhares de reais)					
		Controladora		Consolidado	
		2013	2012 Reclas- sificado	2013	2012 Reclas- sificado
Geração do valor adicionado		5.856	27.874	10.496.510	10.123.668
Receita operacional		1.168	1.961	9.332.253	9.292.317
Provisão para créditos de liquidação duvidosa e perdas líquidas				(52.437)	(9.640)
Créditos fiscais diferidos					
Receita relativa à construção de ativos próprios		16.145	3.247	754.972	426.245
Receita de Construção				325.725	235.736
Outras receitas		(11.457)	22.666	135.997	179.010
(-) Insumos adquiridos de terceiros		(69.147)	(51.439)	(6.221.430)	(5.640.910)
Custos da energia comprada				(4.176.839)	(3.749.015)
Encargos de uso da rede elétrica				(307.850)	(666.582)
Encargos de uso da rede elétrica e encargos de serviços de sistema				(32.661)	
Materiais		(11.744)	(4.813)	(369.134)	(88.557)
Serviços de terceiros		(50.050)	(29.582)	(765.725)	(699.570)
Custo com construção da infraestrutura				(325.725)	(235.736)
Outros custos operacionais		(7.353)	(17.044)	(243.496)	(201.450)
Valor adicionado bruto		(63.291)	(23.565)	4.275.080	4.482.758
Retenções					
Depreciações e amortizações		(6.563)	(6.209)	(410.624)	(349.015)
Valor adicionado líquido produzido		(69.854)	(29.774)	3.864.456	4.133.743
Valor adicionado recebido em transferência					
Receitas financeiras		37.541	27.085	199.783	209.137
Resultado da equivalência patrimonial		557.474	438.324	(140.427)	(106.724)
Valor adicionado total a distribuir		525.161	435.635	3.923.812	4.236.156
Distribuição do valor adicionado					
Pessoal					
Remuneração direta		18.370	24.959	239.162	199.670
Benefícios		3.982	3.648	71.368	59.846
FGTS		1.886	2.058	22.261	23.911
Impostos, taxas e contribuições					
Federais		21.667	25.784	959.277	1.377.668
Estaduais		639	566	1.522.561	1.587.106
Municipais		839	492	7.210	6.075
Remuneração de capitais de terceiros					
Juros		92.695	30.711	526.472	415.080
Aluguéis		9.315	3.954	21.411	31.437
Remuneração de capital próprio					
Juros sobre capital próprio		29.190	130.422	29.190	130.422
Participações dos não controladores				160.983	174.116
Dividendos		60.239		60.239	
Partes beneficiárias				17.339	17.784
		238.822	222.594	3.637.473	4.023.115
Lucros retidos		286.339	213.041	286.339	213.041
		525.161	435.635	3.923.812	4.236.156
As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras					

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA				
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO				
(Em milhares de reais)				
	Controladora		Consolidado	
	2013	2012	2013	2012
		Reclas-sificado		Reclas-sificado
Fluxo de caixa das atividades operacionais				
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	375.757	344.706	813.609	778.858
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais				
Provisão para créditos de liquidação duvidosa e perdas líquidas			52.438	9.640
Valor justo do ativo financeiro indenizável			(14.193)	(102.439)
Depreciações e amortizações	6.561	6.213	404.764	339.733
Valor residual do ativo imobilizado e intangível baixados	976	46	24.467	8.158
Ganhos e perdas na alienação de bens e direitos			(48.763)	(2.867)
Despesas pagas antecipadamente			781	1.158
Fornecedores atualização monetária - Energia livre			5.231	5.006
Encargos de dívidas e variações monetárias sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	74.989	10.302	290.225	211.789
Uso do bem público - atualização monetária e AVP			31.144	32.028
Provisão para plano de benefícios pós-emprego			57.868	27.721
Provisões e atualizações monetárias cíveis, fiscais e trabalhistas	12.161	7.640	77.154	55.658
Provisões para licenças ambientais - atualização monetária e AVP			556	1.638
Ajuste a valor presente	(6.712)	(4.425)	7.047	2.962
Participações societárias	(557.474)	(438.324)	140.427	106.724
Provisão para perdas com investimentos	6.726	(20.978)	(12.567)	(24.438)
Encargos regulamentares e setoriais - provisão e atualização monetária			56.461	53.251
Cauções e depósitos vinculados a litígios				
atualização monetária			(7.347)	(13.713)
Impostos e contribuições sociais - atualização monetária			1.888	6.299
Atualização (reversão) monetária contraprestação contingente			(4.222)	2.938
Outros			17.014	7.537
	(87.016)	(94.820)	1.893.982	1.507.641
(Aumento) diminuição de ativos operacionais				
Consumidores e concessionárias			43.328	(298.851)
Impostos e contribuições sociais compensáveis	(18.397)	(9.331)	27.097	(45.271)
Estoques			3.899	(7.639)
Cauções e depósitos vinculados	1.499	(3.234)	23.914	(7.786)
Despesas pagas antecipadamente	(7)	135	(1.720)	2.388
Rendas a receber			1.392	(1.325)
Caixa e equivalentes de caixa - Investimento mantido para venda			(502.840)	
Outros ativos operacionais	226	(2.603)	(35.366)	(47.909)
	(16.679)	(15.033)	(440.296)	(406.393)
Aumento (diminuição) de passivos operacionais				
Fornecedores	4.240	1.451	(58.609)	284.867
Outros tributos e contribuições sociais	26.040	14.617	(77.186)	31.359
Benefícios pós-emprego			(32.451)	(33.529)
Obrigações estimadas com pessoal	(385)	2.957	2.329	7.749
Encargos regulamentares e setoriais			(91.984)	(47.974)
Provisões	(7.262)		(83.913)	(62.712)
Devolução ao consumidor - PIS e COFINS COSIT 27				(74)
Uso do bem público			(11.364)	(19.258)
Outros passivos operacionais	32	(469)	(20.232)	(123)
	22.665	18.556	(373.410)	160.305
Caixa proveniente das atividades de operacionais	(81.030)	(91.297)	1.080.276	1.261.553
Imposto de renda e contribuição social pagos			(230.385)	(151.492)
Caixa líquido proveniente das atividades de operacionais	(81.030)	(91.297)	849.891	1.110.061
Fluxo de caixa das atividades de investimento				
Alienação (adição) de investimento	(7.017)	61.430	(6.463)	53.307
Dividendos recebidos	381.168	521.330		
Titulos recebidos	6.240	2.861		
Adições ao imobilizado, intangível e ativo financeiro indenizável	(16.145)	(3.247)	(1.044.894)	(663.006)
Alienação de bens e direitos	-	-	64.551	31.897
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	364.246	582.374	(986.806)	(577.802)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento				
Partes relacionadas	(47.144)	(74.731)	(43.213)	(130.962)
Cauções e depósitos vinculados			4.940	4
Adiantamento para futuro aumento de capital	(465.234)	(644.638)	(98.600)	(417.975)
Aumento (redução) de capital	251.449		(198.619)	
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(352.105)	(352.346)	(548.538)	(527.962)
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	716.170	449.470	3.021.373	1.299.492
Amortização do principal de empréstimos, financiamentos e debêntures	(218.000)		(1.427.883)	(728.007)
Encargos de dívidas líquido de derivativos	(23.295)		(213.597)	(193.462)
Contraprestação contingente			(6.177)	(96.010)
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades de financiamentos	(138.159)	(622.245)	489.686	(794.882)
Aumento (Redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	145.057	(131.168)	352.771	(262.623)
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	244.111	99.054	924.146	571.375
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	99.054	230.222	571.375	833.998
	145.057	(131.168)	352.771	(262.623)
As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras				
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES				
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO				
(Em milhares de reais)				
	Controladora		Consolidado	
	2013	2012	2013	2012
		Reclas-sificado		Reclas-sificado
Resultado líquido do exercício	375.768	343.463	554.090	535.363
Outros Resultados Abrangentes				
Ganhos e perdas atuariais - Benefícios pós-emprego	80.668	(156.661)	80.668	(156.661)
Ativos financeiros disponíveis para venda	(1.519)	(2.707)	(1.519)	(2.707)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes de subsidiárias			16	(26)
Hedge de fluxos de caixa consolidado	11.379	(4.138)	11.379	(4.138)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	517	920	517	920
Resultado Abrangente do exercício	466.813	180.877	645.151	372.751
Atribuível aos acionistas controladores			466.813	180.877
Atribuível aos acionistas não controladores			178.338	191.874
As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras				

continuação

EDP - Energias do Brasil S.A.

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

1

Contexto operacional

EDP - Energias do Brasil S.A. (Companhia ou EDP - Energias do Brasil ou Controladora), sociedade anônima de capital aberto, constituída em 24 de julho de 2000, com sede no município de São Paulo, tem como objeto social participar em outras sociedades, como acionista ou quotista, bem como prestar serviços e empreendimentos do setor energético, no Brasil ou no exterior, gerir ativos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, em suas diversas formas e modalidades; e estudar, planejar, desenvolver e implantar projetos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, em suas diversas formas e modalidades.

A Companhia possui as seguintes participações nas controladas, empreendimentos controlados em conjunto e coligadas:

Empresas	Classificação	Consolidação	% Participação			
			31/12/2013		31/12/2012	
			Direta	Indireta	Direta	Indireta
Distribuição						
Bandeirante Energia S.A. (EDP Bandeirante)	Controlada	integral	100,00		100,00	
Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (EDP Escelsa)	Controlada	integral	100,00		100,00	
Geração						
Energest S.A. (Energest)	Controlada	integral	100,00		100,00	
Costa Rica Energética Ltda. (Costa Rica)	Controlada	integral		51,00		51,00
Pantanal Energética Ltda. (Pantanal)	Controlada	integral		100,00		100,00
Santa Fé Energia S.A. (Santa Fé)	Controlada	integral		100,00		100,00
Lajeado Energia S.A. (Lajeado)	Controlada	integral	55,86		55,86	
Companhia Energética do Jari - (CEJA)	Controlada	integral	100,00		100,00	
ECE Participações S.A. (ECE Participações)	Controlada	integral		100,00		100,00
Investco S.A. (Investco)	Controlada	integral		40,78		40,78
Enerpeixe S.A. (Enerpeixe)	Controlada	integral	60,00		60,00	
Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A. (Cachoeira Caldeirão)	Controlada	integral	100,00			
Terra Verde Bioenergia Participações S.A. (Terra Verde)	Controlada	integral	100,00		92,00	
Porto do Pecém Geração de Energia S.A. (Porto do Pecém)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	50,00		50,00	
Porto do Pecém Transportadora de Minérios S.A. (Pecém TM)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	50,00		50,00	
Pecém Operação e Manutenção de Unidades de Geração Elétrica S.A. (Pecém OM)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	50,00		50,00	
EDP Renováveis Brasil S.A. (EDP Renováveis)	Coligada	por equivalência patrimonial	45,00		45,00	
Central Nacional de Energia Eólica S.A. (Cenaeel)	Coligada	por equivalência patrimonial pela EDP Renováveis		45,00		45,00
Elebrás Projetos S.A. (Elebrás)	Coligada	por equivalência patrimonial pela EDP Renováveis		45,00		45,00
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A. (Feijão I)	Coligada	por equivalência patrimonial pela EDP Renováveis		45,00		45,00
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A. (Feijão II)	Coligada	por equivalência patrimonial pela EDP Renováveis		45,00		45,00
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A. (Feijão III)	Coligada	por equivalência patrimonial pela EDP Renováveis		45,00		45,00
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A. (Feijão IV)	Coligada	por equivalência patrimonial pela EDP Renováveis		45,00		45,00
Central Eólica Aventura S.A. (Aventura)	Coligada	por equivalência patrimonial pela EDP Renováveis		45,00		
Comercialização						
EDP - Comercialização e Serviços de Energia S.A. (EDP Comercializadora)	Controlada	integral	100,00		100,00	
Outras						
Enercouth S.A. (Enercouth)	Controlada	integral	100,00		100,00	
EDP GRID Gestão de Redes Inteligentes de Distribuição S.A. (EDP GRID)	Controlada	integral	100,00		100,00	
Resende Engenharia e Assessoria Ltda (Resende)	Controlada	integral	100,00		100,00	
Mabe Construções e Administração de Projetos Ltda (Mabe)	Coligada	por equivalência patrimonial	50,00			
Comercializadora de equipamentos y materiais Mabe Ltda (Mabe Chile)	Coligada	por equivalência patrimonial pela Mabe Construções		50,00		

1.1 Concessões

A Companhia possui o direito de explorar, indiretamente, as seguintes concessões/autorizações/permissões de geração e de distribuição de energia:

1.1.1 Em operação

Empresas	Usina	Modalidade	Outorga	Estado	Capacidade		Energia	Concessão/Autorização/Registro	
					Instalada (MWm) (*)	assegurada (MWm) (*)		Início	Término
Distribuição									
EDP Bandeirante		Serviço Público	Concessão	SP				23/10/1998	23/10/2028
EDP Escelsa		Serviço Público	Concessão	ES				17/07/1995	17/07/2025
Geração									
Energest	UHE's Mascarenhas e Suíça/PCH's Viçosa, São João, Alegre, Fruteiras, Jucu e Rio Bonito	Produtor Independente/ Serviço Público	Concessão/ Autorização	ES/MG	299,53	191,67	17/07/1995		19/05/2029
Pantanal	PCH Paraíso/UHE Assis Chateaubriand	Produtor Independente	Concessão	MS	52,76	34,28	04/12/1997		23/12/2029
Santa Fé	PCH Francisco Gros	Produtor Independente	Autorização	ES	29,00	16,40	13/11/2001		13/11/2031
Costa Rica	PCH Costa Rica	Produtor Independente	Autorização	MS	16,00	11,06	05/11/2001		05/11/2031
Enerpeixe	UHE Peixe Angical	Produtor Independente	Concessão	TO	498,75	280,50	07/11/2001		07/11/2036
Investco	UHE Luiz Eduardo Magalhães	Produtor Independente	Concessão	TO	902,50	526,60	15/01/1998		15/01/2033
Porto do Pecém	UTE Porto do Pecém I	Produtor Independente	Autorização	CE	180,07	157,75	01/07/2008		01/07/2043
Cenaeel	UEE's Horizonte e Água Doce	Produtor Independente	Registro	SC	4,80	1,00	12/08/2002		11/12/2032
Elebrás	UEE Elebrás Cidreira I	Produtor Independente	Autorização	RS	70,00	24,14	05/09/2002		05/09/2032

(*) Não auditado pelos auditores independentes.

1.1.2 Em fase de construção

Empresas	Usina	Modalidade	Outorga	Estado	Capacidade		Energia	Concessão/Autorização/Registro	
					Instalada (MWm) (*)	assegurada (MWm) (*)		Início	Término
Geração									
ECE Participações	UHE Santo Antônio do Jari	Produtor Independente	Concessão	PA/AP	373,40	217,70	21/12/1987		31/12/2044
Cachoeira Caldeirão	UHE Cachoeira Caldeirão	Produtor Independente	Concessão	AP	219,00	129,70	29/05/2013		29/05/2048
Baixa do Feijão I	UEE Baixa do Feijão I	Produtor Independente	Autorização	RN	30,00	14,80	14/08/2012		14/08/2047
Baixa do Feijão II	UEE Baixa do Feijão II	Produtor Independente	Autorização	RN	30,00	14,40	14/08/2012		14/08/2047
Baixa do Feijão III	UEE Baixa do Feijão II	Produtor Independente	Autorização	RN	30,00	14,30	14/08/2012		14/08/2047
Baixa do Feijão IV	UEE Baixa do Feijão IV	Produtor Independente	Autorização	RN	30,00	13,70	14/08/2012		14/08/2047
Central Eólica Aventura	UEE Aroeira	Produtor Independente	Autorização	RN	30,00	11,3 (**)			35 anos a partir da publicação da Autorização
Central Eólica Aventura	UEE Jericó	Produtor Independente	Autorização	RN	30,00	11,9 (**)			35 anos a partir da publicação da Autorização
Central Eólica Aventura	UEE Umbuzeiros	Produtor Independente	Autorização	RN	30,00	12,4 (**)			35 anos a partir da publicação da Autorização
EDP Renováveis do Brasil S.A.	UEE Aventura I	Produtor Independente	Autorização	RN	26,00	10,5 (**)			35 anos a partir da publicação da Autorização

(*) Não auditado pelos auditores independentes.

(**) Refere-se a Energia assegurada inicial e está sujeita a alterações após a publicação da Autorização.

1.1.3 Características das concessões, autorizações e registros

Distribuição

Contratos de Concessão das controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa

As principais obrigações estipuladas nos contratos 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, desconto, no caso da caducidade, o valor das multas contratuais e dos danos causados pela EDP Bandeirante e EDP Escelsa.

A EDP Bandeirante e EDP Escelsa têm por obrigação: 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.

Geração

Nos contratos de Geração na exploração das usinas hidrelétricas, as concessionárias têm ampla liberdade na direção de seus negócios, incluindo medidas relativas a investimentos, pessoal, material e tecnologia, observadas as prescrições constantes nos contratos de concessão, da legislação específica, das normas regulamentares e das instruções e determinações do Poder Concedente e da ANEEL.

Os contratos de concessão estabelecem que o preço aplicável na comercialização da energia elétrica produzida será negociado livremente pelas concessionárias com os compradores, conforme artigo 10 da Lei nº 9.648/98, e artigos 27 e 28 da Lei nº 10.438/02, com redação dada pelas Leis nº 10.604/02 e nº 10.848/04.

Os contratos de concessão também estabelecem que, extinta a concessão, operar-se-á, de pleno direito, a reversão, ao Poder Concedente, dos bens e instalações vinculados a exploração dos aproveitamentos hidrelétricos, procedendo-se os levantamentos e as avaliações, bem como a determinação do montante da indenização devida às concessionárias, observados os valores e as datas das respectivas incorporações ao sistema elétrico.

Contratos de Concessão da controlada Energest

UHEs Mascarenhas e Suíça e PCHs Alegre, Fruteiras, Jucú e Rio Bonito

O prazo das concessões das UHEs da Controladora, poderão ser prorrogados por período de até 20 anos, nos termos do § 20 do artigo 40 da Lei nº 9.074/95, com a redação dada pelo artigo 80 da Lei nº 10.848/04, com base nos relatórios técnicos específicos preparados pela fiscalização da ANEEL, nas condições que forem estabelecidas, mediante requerimento das Concessionárias, desde que a exploração das usinas hidrelétricas estejam nas condições estabelecidas nos respectivos contratos de concessão, na legislação do setor e atenda aos interesses dos consumidores.

Por meio das Resoluções Autorizativas ANEEL nº 4.020/13 e 3.926/13, a UHE Suíça e as PCHs Alegre, Fruteiras, Jucú e Rio Bonito tiveram seu regime de exploração alterados de “Serviço Público” para “Produtor Independente”. Em 31 de dezembro de 2013 os contratos de concessão ainda não estavam alterados para a modalidade de “Produtor independente”, os mesmos encontram-se com a ANEEL para alteração e assinatura.

Contrato de Concessão da controlada Pantanal

UHE Assis Chateaubriand

O contrato de concessão estabelece que a critério exclusivo do Poder Concedente, e para assegurar a continuidade e qualidade da energia produzida, o prazo da concessão poderá ser prorrogado, no máximo por igual período, mediante requerimento da concessionária.

Por meio do Despacho ANEEL nº 896/13 a UHE teve seu regime de exploração alterado de “Serviço Público” para “Produtor Independente” e em dezembro de 2013 o contrato de concessão foi alterado.

Contrato de Concessão da controlada indireta Investco e controlada direta Lajeado

A Investco e a Lajeado detêm parte do Contrato de Concessão de exploração dos ativos da UHE Lajeado

pelo prazo de 35 anos, contados a partir da data de sua publicação no Diário Oficial ocorrida em 15 de janeiro de 1998 com vigência até 15 de janeiro de 2033, podendo ser prorrogado nas condições que forem estabelecidas, mediante requerimento das concessionárias. A referida usina encontra-se em operação com cinco turbinas, cada uma com potência de 180,5 MW, representando uma potência total instalada de 902,5 MW e assegurada de 823,3 MW.

A Investco é titular exclusiva dos ativos que compõem a UHE Lajeado, mas não é titular exclusiva do Contrato de Concessão. A concessão da UHE Lajeado é compartilhada entre CEB Lajeado S.A., titular de 19,80%, Lajeado Energia S.A., titular de 72,27%, Paulista Lajeado Energia S.A., titular de 6,93% e a Investco, titular de 1%. Portanto, as referidas empresas, em conjunto com a Investco, são as concessionárias da UHE Lajeado.

Da potência e energia asseguradas, as concessionárias da UHE Lajeado deverão destinar 617,48 MW e 2.877.660 MWh/ano até o prazo final deste contrato para venda às empresas concessionárias de serviços públicos de distribuição. Caso as concessionárias não consigam entregar essa quantidade de energia, deverão ressarcir os agentes de mercado com os quais tem compromissos.

No advento do termo final do Contrato, todos os bens e instalações vinculados a Usina Hidrelétrica passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados e ainda não amortizados, desde que autorizados pela ANEEL, e apurados em auditoria da mesma.

A energia elétrica gerada pela UHE Lajeado é utilizada e comercializada, na condição de “Produtor Independente”, nos termos do Contrato de Concessão, pelas citadas concessionárias, na proporção de suas participações.

Foi celebrado contrato de arrendamento dos ativos da UHE Lajeado com as concessionárias do Consórcio UHE Lajeado, nos termos do qual o arrendamento é proporcional à participação das concessionárias no Contrato de Concessão. Assim, além da receita auferida pela comercialização da energia elétrica na proporção de sua participação, a Investco tem como fonte de receita o próprio arrendamento dos ativos da UHE Lajeado.

Contrato de Concessão da controlada ECE Participações

O prazo do contrato de concessão inicial previa um período de 30 anos a contar de 21 de dezembro de 1987, data da publicação do Decreto de outorga da concessão. No 4º termo aditivo assinado em 23 de janeiro de 2012, foi prorrogado o prazo de concessão até 31 de dezembro de 2044.

O prazo da concessão poderá ser prorrogado com base nos relatórios técnicos específicos preparados pela fiscalização da ANEEL, nas condições que forem estabelecidas, a critério da ANEEL, mediante requerimento da concessionária, desde que a exploração do aproveitamento hidrelétrico esteja nas condições estabelecidas no contrato de concessão, na legislação do setor e atenda aos interesses dos consumidores.

O projeto básico da UHE Jari foi alterado em 27 de julho de 2011, por meio do Despacho nº 3.080 da ANEEL, passando sua potência de 300 MW para 373,4 MW de capacidade instalada.

Em 23 de maio de 2012, o Ministério de Minas e Energia - MME, por meio da Portaria MME nº 35/12, publicou a revisão da garantia física passando de 196,1 MWm para 217,7 MWm (Casa de Força Principal 214,5 MWm e Casa de Força Secundária 3,2 MWm).

No leilão A-5 ocorrido em dezembro de 2010, foram vendidos 190 MW médios correspondente a um fator de utilização de 65% da capacidade instalada, já aprovados pela ANEEL, pelo período de 30 anos a findar-se em 31 de dezembro de 2044. Em 14 de dezembro de 2012, a Companhia vendeu no leilão A-5, a energia adicional da UHE Jari. A energia vendida foi 20,9 MWm. A venda dessa energia não acarretou em investimento adicional ao projeto.

Contrato de Concessão da controlada Cachoeira Caldeirão

O prazo de início da entrega da energia está previsto para janeiro de 2017 pelo prazo de 30 anos ao preço de R\$95,31 por MWh, reajustado pelo IPCA.

A energia elétrica a ser gerada pela UHE Cachoeira Caldeirão será utilizada e comercializada na condição de “Produtor Independente”, nos termos do Contrato de Concessão.

O contrato de concessão tem prazo de 35 anos, contado a partir da data de sua assinatura, sem previsão de prorrogação na legislação atual.

www.edp.com.br

continua

Contrato de Concessão da controlada Enerpeixe

O prazo de duração do contrato de concessão é de 35 anos contados a partir da data de suas assinatura, ocorrida em 7 de novembro de 2001. O prazo da concessão poderá ser prorrogado com base nos relatórios técnicos específicos preparados pela fiscalização da ANEEL, nas condições que forem estabelecidas, a critério da ANEEL, mediante requerimento das concessionárias, desde que a exploração do aproveitamento hidrelétrico esteja nas condições estabelecidas no contrato, na legislação do setor e atenda os interesses dos consumidores. O requerimento de prorrogação deverá ser apresentado até 36 meses antes do término do prazo do contrato, acompanhado dos comprovantes de regularidade e adimplemento das obrigações fiscais previdenciárias e dos compromissos e encargos assumidos com os órgãos da Administração Pública referente a exploração de energia elétrica.

No caso da energia gerada ser inferior a energia assegurada e potência contratada e/ou utilizadas a Enerpeixe terá que ressarcir os demais agentes, que operem na modalidade integrada, pela parcela de energia e potência que contemplem os valores contratados e/ou utilizados de acordo com a legislação, critérios e regras do GCOI (Grupo de Controle, Otimização e Inteligência Computacional Aplicados a Sistemas de Energia Elétrica) em vigor, mediante tarifas definidas pela ANEEL. A qualquer tempo, para atender o interesse público e na forma da legislação em vigor, o Poder Concedente poderá promover a encampação mediante indenização prévia dos bens ainda não depreciados que tenham sido realizados pelas concessionárias. A determinação do valor da indenização será realizada por auditoria do Poder Concedente. Caso ocorra a declaração de caducidade da concessão, o Poder Concedente indenizará os investimentos realizados pelas concessionárias durante a vigência do contrato ainda não amortizados ou depreciados, desde que tenham sido aprovados, deduzidos os valores das penalidades e dos danos porventura decorrentes do fato motivador da caducidade.

Autorizações da controlada direta Energest (PCHs Viçosa e São João) e das controladas indiretas Costa Rica (PCH Costa Rica), Pantanal (PCH Paraíso) e Santa Fé (PCH Francisco Gros)

O prazo das autorizações das PCHs vigorará pelo prazo de 30 anos podendo ser prorrogado a critério da ANEEL, nos termos do artigo 7º da Resolução 110/99 e 111/99.

A energia elétrica produzida pelas Autorizações destina-se à comercialização na modalidade de produção independente de energia elétrica, em conformidade com as condições estabelecidas nos artigos 12, 15 e 16 da Lei nº 9.074/95, regulamentada pelo Decreto nº 2.003/96.

Ao final do prazo desta Autorização, não havendo prorrogação, os bens e instalações vinculados à produção de energia elétrica passarão a integrar o patrimônio da União mediante indenização dos investimentos realizados, desde que previamente autorizados, e ainda não amortizados, apurada por auditoria da ANEEL.

2 Base de preparação e práticas contábeis

2.1 Base de preparação

2.1.1 Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas e estão sendo apresentadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPCs e conforme as normas internacionais de relatório financeiro *International Financial Reporting Standards* - IFRS, emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB.

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado - DVA, individual e consolidada, 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.

As demonstrações financeiras da Controladora foram 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 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 legislação específica emanada pela ANEEL, quando esta não for conflitante com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com práticas contábeis internacionais.

As demonstrações financeiras individuais apresentam a avaliação dos investimentos em controladas, em empreendimentos controlados em conjunto e coligadas pelo método da equivalência patrimonial, de acordo com a legislação brasileira vigente. Desta forma, essas demonstrações financeiras individuais não são consideradas como estando integralmente consistentes com as IFRS, que prevêem a avaliação desses investimentos nas demonstrações financeiras separadas da Controladora pelo seu valor justo ou pelo custo. Como não existe diferença entre o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado atribuíveis aos acionistas da Controladora, constantes nas demonstrações financeiras consolidadas preparadas de acordo com as IFRS e as práticas contábeis adotadas no Brasil, e o patrimônio líquido e resultado da Controladora, constantes nas demonstrações financeiras individuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia optou por apresentar essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

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

As controladas diretas e indiretas são consolidadas desde a data de aquisição, que corresponde à data na qual a Companhia obteve o controle, e continuarão sendo consolidadas até a data que cessará tal controle.

2.1.2 Base de mensuração

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 individuais e consolidadas 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 pela Companhia e suas controladas, controladas em conjunto e coligadas para os exercícios apresentados nessas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

a) Caixa e equivalentes de caixa (Nota 5)

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 6)

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 6.2).

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 (Taxa média de remuneração do investimento). A contrapartida dos ajustes a valor presente das contas a receber é contra o resultado do exercício (Nota 34);

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 18)

A EDP Bandeirante e a EDP Escelsa reconhecem 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 11)

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 a média ponderada móvel.

d) Investimentos (Nota 16)

Nas demonstrações financeiras da Controladora os investimentos em controladas, controladas em conjunto e coligadas com participação no capital votante superior a 20% ou com influência significativa e, em demais sociedades que fazem parte de um mesmo Grupo EDP - Energias do Brasil ou que estejam sob controle comum, são avaliadas por equivalência patrimonial.

• Controladas

Controladas são todas as entidades (incluindo as entidades de propósito específico) nas quais a Companhia tem o poder de determinar as políticas financeiras e operacionais, geralmente acompanhada de uma participação de mais do que metade dos direitos de voto (capital votante). A existência e o efeito de possíveis direitos a voto prontamente praticáveis ou conversíveis são considerados quando se avalia se a Companhia controla outra entidade. As controladas são totalmente consolidadas a partir da data em que o controle é transferido para a Companhia. A consolidação é interrompida a partir da data em que a Companhia deixa de ter o controle.

• Coligadas e Controladas em Conjunto

Coligadas são todas as entidades sobre as quais a Companhia tem influência significativa, mas não o controle, geralmente por meio de uma participação societária de 20% a 50% dos direitos de voto.

Controladas em conjunto são todas as entidades sobre as quais o Grupo tem controle compartilhado com uma ou mais partes. Os investimentos em acordos em conjunto são classificados como empreendimentos controlados em conjunto (*joint ventures*) dependendo dos direitos e das obrigações contratuais de cada investidor.

Os investimentos em coligadas e *joint ventures* são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial e são, inicialmente, reconhecidos pelo seu valor de custo. O investimento do Grupo EDP - Energias do Brasil em coligadas e *joint ventures* inclui o ágio identificado na aquisição, líquido de qualquer perda por *impairment* acumulada. A participação da Companhia nos lucros ou prejuízos de suas coligadas e *joint ventures* é reconhecida na demonstração do resultado e a participação nas mutações das reservas é reconhecida diretamente contra o Patrimônio líquido da Companhia. Quando a participação da Companhia nas perdas de uma coligada ou *joint venture* for igual ou superior ao valor contábil do investimento, incluindo quaisquer outros recebíveis, a Companhia não reconhece perdas adicionais, a menos que tenha incorrido em obrigações ou efetuado pagamentos em nome da coligada ou controlada em conjunto.

Os ganhos não realizados das operações entre o Grupo EDP - Energias do Brasil e suas coligadas e *joint ventures* são eliminados na proporção da participação do Grupo EDP - Energias do Brasil. As perdas não realizadas também são eliminadas, a menos que a operação forneça evidências de uma perda (*impairment*) do ativo transferido. As políticas contábeis das coligadas são alteradas, quando necessário, para assegurar consistência com as políticas adotadas pelo Grupo EDP - Energias do Brasil.

• Direito de concessão

Conforme o ICPC 09 os Direitos de concessão são classificados como investimentos líquidos dos impostos diferidos, na controladora.

e) Propriedades para investimentos (Nota 19)

Os investimentos em terrenos e imóveis, que não fazem parte da atividade operacional da Companhia e suas controladas e pelos quais se aufera renda, são avaliados ao custo de aquisição, líquidos de provisão para perdas, quando aplicável.

f) Ativos de infraestrutura geridos por conta do Poder Concedente (Notas 18 e 21)

Os ativos de infraestrutura geridos por conta do Poder Concedente estão apresentados nos grupos de Ativo financeiro indenizável, Imobilizado e Intangível, devido a implementação dos CPCs.

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

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

g) Imobilizado (Nota 20)

São registrados em Imobilizado todos os ativos tangíveis das geradoras e apenas os ativos tangíveis não vinculados à infraestrutura da concessão das distribuidoras. São contabilizados pelo: i) custos de aquisição, acrescidos de impostos não recuperáveis sobre a compra; ii) quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo no local e condição necessárias para o funcionamento; iii) os encargos financeiros relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no imobilizado em curso; iv) nas geradoras térmicas e eólicas, pela estimativa inicial dos custos de desmontagem e remoção do item e de restauração do local no qual este está localizado; e v) deduzidos da depreciação acumulada e perdas na redução ao valor recuperável.

A base para o cálculo da depreciação é o valor depreciável (custo menos valor residual) do ativo. A depreciação é reconhecida no resultado baseando-se no método linear de acordo com a vida útil estimada de cada parte de um item do imobilizado, já que esse método é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo. As taxas de depreciação para os ativos de usinas hidrelétricas estão de acordo com a Resolução Normativa nº 474/12, emitida pela ANEEL, onde novas taxas anuais de depreciação para os ativos em serviço foram estabelecidas, a partir de 1º de Janeiro de 2012, alterando as tabelas I e XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa nº 367/09. As taxas de depreciação refletem a vida útil dos ativos e são as utilizadas pela Companhia e suas controladas para a depreciação dos seus ativos imobilizados.

O valor residual é o saldo remanescente do ativo ao final da concessão, pois, conforme estabelecido em contrato assinado entre as controladas e a União, ao final da concessão os ativos serão revertidos para a União que, por sua vez, indenizará as controladas pelo ativos ainda não totalmente depreciados. Nos casos em que não há indenização no final da concessão/autorização de geração térmica e eólica, não é reconhecido qualquer valor residual e são ajustadas as taxas de depreciação para que todos os ativos sejam depreciados dentro da concessão/autorização. No caso das usinas hidrelétricas em regime de produção independente, a Companhia, entende que existe o direito à indenização, caso esteja previsto no contrato de concessão, do valor residual dos bens vinculados e reversíveis, suportada por seus assessores legais e considerando os fatos e circunstâncias disponíveis no momento. Eventuais alterações serão acompanhadas e analisadas os seus impactos se existentes. Na data do término da concessão, para efeitos de cálculo de indenização dos bens vinculados à concessão e reversíveis à União, o valor residual dos ativos serão atualizados de acordo com critério a ser definido pela ANEEL.

Os métodos de depreciação e valores residuais são revistos a cada encerramento do exercício social e eventuais ajustes são reconhecidos como mudança de estimativas contábeis.

h) Intangível (Nota 21)

Os intangíveis compreendem:

- 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;
- *Softwares*: são mensurados pelo custo total de aquisição, menos as despesas de amortização;
- Direitos de concessão - outros: são mensurados pelo custo total de aquisição, menos as despesas de amortização;
- Desenvolvimento de projetos: são reconhecidos como ativos a partir da fase de desenvolvimento desde que cumpram com os requisitos definidos no CPC 04 (R1);
- Faixas de servidão permanente: estão registradas pelo custo de aquisição e não são amortizadas;
- Direito de concessão - Uso do bem público - UBP: refere-se ao direito de exploração do aproveitamento hidrelétrico e sistema de transmissão associado das UHE's das controladas Investco, Enerpeixe e Pantanal. O registro desta obrigação ocorre na data da Licença de Instalação - LI para os empreendimentos em construção e, na data da assinatura do contrato, para os empreendimentos em operação que tiveram a sua modalidade alterada para concessão onerosa, a valor presente, e a contrapartida a conta de ativo intangível. Para os empreendimentos em construção, os valores são capitalizados pelas atualizações da obrigação trazidas a valor presente até a data de entrada em operação, onde se iniciará a amortização pelo prazo da concessão, ou outro prazo quando indicado no contrato de concessão;
- Ágio incorporado: refere-se à parcela cindida do ágio incorporado nas controladas EDP Bandeirante, EDP Escelsa e Lajeado, decorrentes da aquisição de ações das mencionadas companhias, 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 pelo prazo de concessão das companhias; e
- *Goodwill* gerado por conta de uma combinação de negócios: é o valor excedente do custo da combinação de negócios em relação à participação da empresa adquirente sobre o valor justo dos ativos e passivos da adquirida, ou seja, o excedente é a parcela paga a maior pela empresa adquirente devido à expectativa de geração de lucros futuros pela empresa adquirida. Nas aquisições em que a Companhia atribui valor justo aos não controladores, a determinação do *goodwill* inclui também o valor de qualquer participação não controladora na adquirida, e o *goodwill* é determinado considerando a participação da Companhia e dos não controladores. O *goodwill* não deve ser amortizado, mas é objeto de análise de redução ao valor recuperável. A amortização é calculada sobre o valor amortizável (valor de custo ou outro valor que substitua o custo menos seu valor residual) de um ativo e reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas de ativos intangíveis, que não ágio, a partir da data em que estes estão disponíveis para uso, já que esse método é o que mais perto reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo. As vidas úteis de intangíveis associados a direito de concessão não superam os prazos residuais dos contratos de concessão. Intangíveis com vida útil indefinida não são amortizados, porém são avaliados anualmente para fins de imparidade, conforme nota 2.2.j abaixo.

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.

i) Licenças ambientais (Notas 21 e 29)

As licenças prévias e de instalação, obtidas na fase do planejamento e instalação do empreendimento, consecutivamente, são reconhecidas como custo da usina, mais especificamente como custo das barragens, conforme manual de contabilidade da ANEEL, e depreciadas pela vida útil dessas barragens. Já as licenças de operação, obtidas após a entrada em operação dos empreendimentos, caso os custos ambientais associados à obtenção dessas licenças sejam pagos antes da obtenção efetiva da licença, o valor desembolsado é registrado como ativo intangível - licenças de operação e amortizado pelo prazo da vigência da licença. Se a licença for obtida antes dos desembolsos, no momento inicial da vigência da licença o custo estimado desses desembolsos é constituída uma provisão e é registrado um ativo intangível - licenças de operação e amortizado pelo prazo de vigência da licença.

j) 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 e suas controladas revisam anualmente o valor contábil líquido do Imobilizado, Propriedade para investimento e Intangível, para identificar se houve evidências de perdas não recuperáveis

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

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.

k) 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.

l) Fornecedores (Nota 22)

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.

m) Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures (Notas 23 e 24)

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.

n) Provisões (Nota 29)

Contingências (Nota 29.1)

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.

Contraprestação contingente (Nota 29.3)

Passivos contingentes adquiridos em uma combinação de negócios são inicialmente mensurados pelo valor justo na data da aquisição. No encerramento do exercício, esses passivos são atualizados pela taxa de juros efetiva e variações no valor justo.

o) Uso do bem público (Nota 28)

Corresponde aos valores estabelecidos nos contratos de concessão como contraprestação ao direito de exploração dos aproveitamentos hidrelétricos e sistemas de transmissão associados das controladas Enerpeixe, Investex e Pantanal calculados até o final dos contratos de concessão e reconhecidos a valor presente pelas taxas implícitas nos respectivos contratos (Nota 2.2 item h).

p) 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.

q) Imposto de renda e contribuição social (Notas 8, 9 e 35)

O imposto de renda e a contribuição social correntes registrados no resultado são calculados, nas controladas indiretas Costa Rica e Santa Fé conforme sistemática do lucro presumido, cujas bases de cálculo do imposto de renda e da contribuição social foram apuradas às alíquotas de 8% e 12%, respectivamente, aplicadas sobre o montante da receita bruta segundo a legislação vigente e, na Controladora e demais controladas, o imposto de renda corrente é calculado com base nos resultados tributáveis, às alíquotas aplicáveis segundo a legislação vigente de 15%, acrescida de 10% sobre o resultado tributável que exceder R\$240 anuais e a contribuição social corrente é calculada com base nos resultados tributáveis, por meio da aplicação da alíquota de 9%. Ambos consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real, quando aplicável.

O imposto de renda e contribuição social diferidos ativos e passivos foram registrados sobre os prejuízos fiscais, base negativa de contribuição social, 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.

Em 23 de março de 2010, a controlada EDP Escelsa obteve, junto a Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste - SUDENE, Laudo Constitutivo nº 26/2010, atestando o atendimento a todas as condições e requisitos legais exigidos para o reconhecimento do direito à redução de 75% da alíquota do Imposto de Renda e Adicionais não restituíveis, calculados com base no lucro da exploração relativo aos municípios da região norte do estado, integrantes da área de atuação da SUDENE, por um período de 10 anos a partir do exercício social de 2010, protocolado na Unidade da Receita Federal do Brasil - RFB, com jurisdição sobre o município de sua sede.

Em 22 de dezembro de 2009, a controlada Energest obteve junto à Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste - SUDENE, Laudo Constitutivo nº 176/2009, atestando o atendimento a todas as condições e requisitos legais exigidos para o reconhecimento do direito à redução de 75% da alíquota do Imposto sobre a Renda e Adicionais não restituíveis calculados com base no lucro da exploração, sobre 33,08% da receita gerada pela Usina Mascarenhas localizada no Município de Baixo Guandu no Estado do Espírito Santo correspondente a 28,16% do total da receita da companhia, por um período de 10 anos a partir do exercício social de 2005.

Em atendimento ao que determina a Portaria 091-A de 28 de dezembro de 2007 do Ministério da Integração Nacional, órgão que regulamenta o benefício, o valor do imposto de renda que deixou de ser pago não poderá ser distribuído aos sócios ou acionistas, o qual somente poderá ser utilizado para absorção de prejuízo ou aumento de capital social.

A Reserva de incentivos fiscais na controlada Enerpeixe, a partir do exercício findo em 31 de dezembro de 2008, é constituída por incentivos fiscais da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia - SUDAM referente à redução da alíquota de Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ. O valor dessa subvenção governamental está sendo excluído da base de cálculo dos dividendos, de acordo com o Artigo 195-A da Lei nº 6.404/76 alterada pela Lei 11.638/07, e somente poderá ser utilizada para aumento do capital social ou eventual absorção de prejuízos.

Os incentivos fiscais mencionados acima estão registrados nas demonstrações financeiras das controladas conforme requerido pelo CPC 07 (R1) Subvenção e Assistência Governamentais.

r) Benefícios pós-emprego (Nota 25)

A Companhia e suas controladas possuem planos de benefícios a empregados dos tipos Contribuição definida e Benefício definido, incluindo planos de pensão e aposentadoria.

Conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 695/12, a contabilização dos passivos oriundos de benefícios pós-emprego, deve ocorrer com base nas regras estabelecidas pelo CPC 33 (R1), do Comitê de Pronunciamentos Contábeis. Para atendimento a essa exigência, a Companhia e suas controladas contrataram atuários independentes para realização de avaliação atuarial dos benefícios definidos, 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 período em que os serviços são prestados.

s) 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 controlada EDP Bandeirante na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica e, sobre o Fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a., pagos mensalmente. Sua eventual liquidação ocorrerá de acordo com determinações do Poder Concedente.

t) Capital social (Nota 30)

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. Ações preferenciais são classificadas como patrimônio líquido caso não sejam resgatáveis ou somente resgatáveis por opção da Companhia. Não dão direito a voto, possuindo preferência na liquidação da sua parcela do capital social.

Ações recompradas classificadas como ações em tesouraria são reconhecidas como uma dedução do patrimônio líquido, incluindo os custos de aquisição. Quando estas ações são novamente disponibilizadas para o mercado, o custo associado é retirado do patrimônio líquido e o excedente ou déficit são transferidos para os lucros acumulados.

u) Dividendos e juros sobre capital próprio (Nota 31)

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.

v) 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 faturamento de suprimento de energia para todas as concessionárias é efetuado mensalmente;

(iv) O reconhecimento da receita de construção está diretamente associado às adições ao ativo intangível em formação (Direito de concessão - Infraestrutura), não sendo incorporada margem nesta atividade de construção assim classificada conforme a aplicação da ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão. A formação

da receita de construção resulta da alocação das horas trabalhadas pelas equipes técnicas, dos materiais utilizados, da medição da prestação de serviços terceirizados e outros custos diretamente alocados. O registro contábil dessa receita é efetuado em contrapartida à Custo com construção da infraestrutura em igual montante;

(v) 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

(vi) 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.

w) Uso de estimativa e julgamento

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e práticas contábeis internacionais, é requerido que a Administração da Companhia e suas controladas se baseiem 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 e suas controladas revisam as estimativas e premissas pelo menos trimestralmente, exceto quanto ao Plano de benefícios pós-emprego que é revisado semestralmente, e a avaliação de imparidade é revisada 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 v); Transações realizadas no âmbito da CCEE (nota 2.2 item b); Recuperação do imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais, bases negativas e diferenças temporárias (nota 2.2 item q); Mensuração de instrumentos financeiros (nota 2.2 item x); Provisões para contingências (nota 2.2 item n); Planos de benefícios pós-emprego (nota 2.2 item r); Análise de redução ao valor recuperável dos ativos (nota 2.2 item j); Provisão para contraprestação contingente (nota 2.2 item n); e Avaliação da vida útil dos ativos tangíveis e intangíveis (nota 2.2 item g e h).

x) Instrumentos financeiros (Nota 37)

Instrumentos financeiros são definidos como qualquer contrato que dê origem a um ativo financeiro para a entidade e a um passivo financeiro ou instrumento patrimonial para outra entidade.

Instrumentos financeiros não derivativos incluem, Caixa e equivalentes de caixa, Cauções e depósitos vinculados, Contas a receber e outros recebíveis, investimentos em instrumentos de dívida e patrimônio, Empréstimos, financiamentos, Debêntures e Fornecedores, assim como Contas a pagar e Outras obrigações. Estes instrumentos financeiros são reconhecidos imediatamente na data de negociação, ou seja, na concretização do surgimento da obrigação ou do direito e são inicialmente registrados 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 e/ou suas controladas têm 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 designado como tal quando do reconhecimento inicial. Os instrumentos financeiros são registrados pelo valor justo por meio do resultado se a Companhia e/ou suas controladas gerenciam esses investimentos e tomam as decisões de compra e venda com base em seu valor justo de acordo com a estratégia de investimento e gerenciamento de risco documentado por elas. 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 das controladas 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

Instrumentos financeiros derivativos são contratos que possuem as seguintes características:

a) seu valor se altera em função das variações de mercado que influenciam taxas de juros, cotações de câmbio, preços de *commodities*, etc.;

b) não necessita de investimento inicial líquido ou o investimento inicial é bem inferior ao que seria exigido para contratos similares no mercado; e

c) sempre será liquidado em data futura.

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.

• Contabilidade de cobertura (*hedge accounting*)

As controladas e controladas em conjunto qualificam determinados instrumentos financeiros para a contabilidade de cobertura (*hedge accounting*). Os derivativos de cobertura são registrados ao valor justo e os ganhos ou perdas são reconhecidos de acordo com o modelo da contabilidade de cobertura adotado e, para isso, os seguintes requisitos foram atendidos:

i) para a data de início da relação, existe documentação formal da cobertura;

ii) existe a expectativa de que a cobertura seja altamente eficaz;

iii) a eficácia da cobertura possa ser mensurada de forma confiável;

iv) a cobertura é avaliada numa base contínua e efetivamente determinada como sendo altamente efetiva ao longo do período da vida útil da estrutura de *hedge accounting*; e

v) em relação a cobertura de uma transação prevista, esta deve ser altamente provável e deve apresentar uma exposição a variações nos fluxos de caixa que poderia, em última análise, afetar o resultado.

A Companhia e suas controladas utilizam-se de instrumentos financeiros de cobertura do risco de taxa de juros e variação cambial. Os derivativos que não se qualificam como de cobertura são registrados como para negociação.

Desreconhecimento de Instrumentos Financeiros

Instrumentos financeiros são baixados desde que os direitos contratuais aos fluxos de caixa expirem, ou seja, a certeza do término do direito ou da obrigação de recebimento ou entrega de caixa ou título patrimonial. Para essa situação a Administração, com base em informações consistentes, efetua registro contábil para liquidação.

A baixa pode acontecer em função de cancelamento, pagamento, recebimento ou quando os títulos expirarem.

y) 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.

z) Combinação de negócios

Combinações de negócios são contabilizadas pelo método de aquisição. A contraprestação transferida para a aquisição de uma controlada é o valor justo dos ativos transferidos, passivos incorridos e instrumentos patrimoniais emitidos pela Companhia. A contraprestação transferida inclui o valor justo de ativos e passivo resultantes de um contrato de contraprestação contingente, quando aplicável. Custos relacionados com aquisição são contabilizados no resultado do exercício conforme incorridos. Os ativos identificáveis adquiridos, os passivos e os passivos contingentes assumidos em uma combinação de negócios são mensurados inicialmente pelos valores justos na data da aquisição. A Companhia reconhece a participação não controladora na adquirida, pelo seu valor justo ou pela parcela proporcional da participação não controlada no valor justo de ativos líquidos da adquirida. A mensuração da participação não controladora é determinada em cada aquisição realizada.

O deságio (ganho na compra vantajosa) é reconhecido diretamente no resultado pela adquirente quando o total dos valores justos for superior ao valor pago pelo negócio.

aa) Contratos de arrendamentos

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.

ab) Contratos de concessão

O CPC emitiu em 2009, 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 os contratos de concessão das distribuidoras do Grupo EDP - Energias do Brasil apresentam tais características, então esta interpretação é aplicável. Já os contratos das geradoras do Grupo apresentam características distintas, portanto a interpretação não é aplicável.

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)

De acordo com a ICPC 01, 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 reconhecidas 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. Na distribuição aplica-se o modelo bifurcado por ser 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.

ac) Resultado por ação

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 período. 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 Resultado por ação diluído.

2.3 Demonstrações financeiras consolidadas

As Demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com as normas estabelecidas pelo CPC 36 (R3) - Demonstrações consolidadas aprovada pela Deliberação CVM nº 698/12, abrangendo a Companhia e suas controladas (conforme descrito na Nota 16).

As principais práticas de consolidação adotadas foram as seguintes:

- Eliminação do investimento da Controladora nas suas controladas;
- Eliminação dos saldos das contas entre a Controladora e as suas controladas, bem como das contas mantidas entre estas controladas;
- Destaque aos acionistas não controladores nos balanços patrimoniais e nas demonstrações de resultados;
- As combinações de negócios foram consideradas desde setembro de 2008, determinando o custo de aquisição, reconhecendo e mensurando todos os ativos e passivos assumidos, bem como participações de não controladores, reconhecendo e mensurando o ágio por rentabilidade futura, todos mensurados na data da aquisição. Se o excedente é negativo, um ganho é reconhecido no resultado do exercício.
- Consolidação de entidades nas quais o Grupo EDP - Energias do Brasil detém participação inferior a 50%: a Companhia é controladora indireta da Investco, com 40,78% de participação. A Companhia é controladora direta da Lajeado, que detém 73% do capital votante e 62,39% do capital total da Investco, garantindo o direito para Lajeado de voto suficiente e lhe assegurando o poder de direcionar as atividades da Investco. Consequentemente, a Companhia é controladora indireta da Investco, e, portanto a Investco foi totalmente consolidada nas demonstrações financeiras.
- Acordos conjuntos: A Companhia detém 50% do direito a voto em seus acordos conjuntos em Porto do Pecém, Pecém TM e Pecém OM. A Companhia detém o controle conjunto pois, conforme os acordos contratuais, é requerido consenso unânime entre todas as partes dos acordos para todas as atividades relevantes. Os acordos conjuntos da Companhia estão estruturados na forma de sociedades anônimas de capital fechado e, segundo os acordos contratuais, confere a Companhia e outra parte dos acordos direitos aos ativos líquidos das sociedades anônimas de capital fechado. Por essa razão, esses acordos são classificados como *joint venture*. Anteriormente, a Porto do Pecém, Pecém TM e Pecém OM foram classificadas como controladas da Companhia e contabilizadas por consolidação proporcional. Vide nota 2.5.2

2.4 Apresentação de informação por segmento

As informações por segmentos operacionais são apresentadas de modo consistente com o relatório interno fornecido para o principal tomador de decisões operacionais. O principal tomador de decisões operacionais, responsável pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho dos segmentos operacionais, é a Diretoria, responsável inclusive pela tomada de decisões estratégicas do Grupo EDP - Energias do Brasil (Nota 40).

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

Algumas normas e emendas das normas e interpretações emitidas pelo IASB ainda não entraram em vigor para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013, portanto não foram aplicadas na preparação dessas demonstrações financeiras.

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

2.5.1 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 de 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”.

IAS 36 - 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 por meio 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 por meio de Câmaras de compensação. Esta situação resultará na novação das posições contratuais para os contratos em vigor que, sem a isenção introduzida, obrigaria ao 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 descasamento contábil.

2.5.2 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 18 (R2) - Investimento em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto

(IAS 28)

Inclusão da referência a empreendimento controlado em conjunto. A exemplo da versão anterior do Pronunciamento CPC 18 a presente norma inclui a referência a Investimento em controlada, que não consta na versão do IAS 28 (emitido pelo IASB), mas é necessária no Brasil em função da previsão, contida na Legislação Societária Brasileira, de que nas demonstrações contábeis individuais o investimento com controlada seja avaliado pelo método de equivalência patrimonial. A Companhia avaliou os impactos da revisão deste CPC e não há efeitos significativos.

CPC 19 (R2) - Negócios em conjunto (IFRS 11)

A análise dos negócios em conjunto passa a ser sobre os direitos e as obrigações das partes em conjunto ao invés do formato legal. Existem dois tipos de negócios em conjunto: operações em conjunto (*joint operations*) e empreendimentos controlados em conjunto (*joint ventures*). Operações em conjunto surgem onde os investidores têm direitos sobre os ativos e obrigações pelos passivos relacionados ao negócio. O operador em conjunto deve reconhecer seus ativos, passivos, receitas e despesas. Empreendimentos controlados em conjunto surgem quando os direitos são sobre os ativos líquidos do negócio e são reconhecidos com base no método de equivalência patrimonial. A consolidação proporcional não é mais permitida. A Companhia possui empreendimentos controlados em conjuntos que são Porto do Pecém, Pecém TM e Pecém OM. Tais empreendimentos a partir de 1º de janeiro de 2013, deixaram de ser consolidados proporcionalmente e sua contabilização passou a ser pelo método de equivalência patrimonial (Nota 17).

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.

Conforme previsto no CPC 23, mudanças de práticas contábeis requerem a aplicação retrospectiva, de forma a ajustar os períodos anteriores, apresentados para fins de comparação com o período atual, às mesmas práticas contábeis, como se estivessem em vigor a partir do início do período mais antigo apresentado, sendo o ajuste registrado em Lucros ou Prejuízos acumulados. Os impactos estão demonstrados na nota 3.

CPC 36 (R3) - Demonstrações consolidadas (IFRS 10)

Essa norma exige que a controladora apresente suas informações contábeis intermediárias consolidadas como se fosse uma única entidade econômica, substituindo as exigências anteriormente contidas na IAS 27 - Informações contábeis intermediárias Consolidadas e Separadas e SIC 12 - Consolidação - Entidades de Propósito Específico. Detalhes das alterações já foram acima identificados na IFRS 10. A Companhia e suas controladas avaliaram os impactos da revisão deste CPC e há efeitos significativos.

CPC 45 - Divulgação de participações em outras entidades (IFRS 12)

Incluem os requerimentos de divulgação para todas as formas de participações em outras entidades, inclusive operações em conjunto, coligadas, entidades estruturadas e outros tipos entidades-veículo não registradas no balanço.

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.

3. 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 ou suas controladas incorrerem 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.

(a) Mudança de prática

A Administração da Companhia identificou mudanças de práticas contábeis adotadas até 31 de dezembro de 2012 em função das mudanças ocorridas nos CPC's (Nota 2.5.2) e revisão de critérios para contabilização do UBP. Portanto, para fins de comparabilidade, foram feitas reclassificações para melhor apresentação dos valores anteriormente divulgados:

(i) CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados: Reconhecimento integral no resultado dos custos dos serviços passados dos benefícios pós-emprego que, anteriormente, eram diferidos pelo prazo médio da realização do benefício;

(ii) Reconhecimento do UBP: A Companhia considera o momento da obtenção da Licença de Instalação - LI para efetuar o reconhecimento do UBP, pois é o marco necessário para atendimento das condições de viabilidade do negócio. O registro do UBP ocorria na entrada em operação das usinas de geração, por meio da Licença de Operação - LO, momento em que o empreendimento está autorizado a produzir energia elétrica. No entanto, em análise ao OCPC 05 e a prática do segmento de energia elétrica no Brasil, efetuamos uma mudança nas nossas práticas contábeis em utilizar a obtenção da LI para a contabilização da UBP.

(iii) CPC 19 (R2) - Reconhecimento como *Joint Venture*: De acordo com o IFRS 11, houve o reconhecimento como *joint ventures* dos empreendimentos controlados em conjunto. Conforme adoção inicial, o impacto para a Companhia envolveu as empresas Porto do Pecém, Pecém TM e Pecém OM que deixaram de ser consolidadas proporcionalmente.

(b) Reclassificações

(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;

(v) 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;

(vi) Reclassificação da rubrica Ajuste a valor presente, anteriormente apresentado reduzindo à rubrica de Receita financeira para Despesa financeira.

3.1 Balanço Patrimonial Controladora

Os ajustes e reclassificações estão apresentados a seguir:

(i) CPC 33 (R1) - Reconhecimento, por equivalência patrimonial, dos custos dos serviços passados dos benefícios pós-emprego que, anteriormente, eram diferidos pelo prazo médio da realização do benefício no valor de R\$17.659;

(ii) CPC 33 (R1) - Reclassificação dos ganhos e perdas atuariais da rubrica Reservas de lucros para Outros resultados abrangentes no valor de R\$285.207;

(iii) CPC 32 - Apresentação líquida do Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro no valor de R\$1.243;

(iv) Reclassificação para a apresentação líquida dos demais tributos (PIS, COFINS e IRRF) não abrangidos pelo CPC 32 no valor de R\$19.962;

(v) Reclassificação da rubrica outras contas a pagar para a rubrica de Benefícios pós-emprego para melhor apresentação dos saldos contábeis no valor de R\$11.

Consolidado	1/1/2012						
	CPC 26 - Apresentação líquida dos serviços em curso de PEE e P&D	CPC 33 (R1) - Benefícios a empregados	CPC 32 - Tributo sobre o lucro	CPC 19 (R2) - Reconhecimento como <i>joint venture</i>	Reconhecimento do UBP	Reclassificações	Saldo ajustado
ATIVO	Publicado						
Circulante							
Caixa e equivalentes de caixa	895.868			(61.870)			833.998
Impostos e contribuições sociais	519.210		(179.020)	(2.584)		(97.042)	240.564
Estoques	68.077			(26.839)			41.238
Cauções e depósitos vinculados	10.107			(8.378)			1.729
Despesas pagas antecipadamente	4.887			(636)			4.251
Outros créditos	161.837	(120.700)		(2.783)			38.354
	2.666.010	(120.700)	-	(103.090)	-	(97.042)	2.166.158
Não circulante							
Impostos e contribuições sociais	38.184			(8.145)			30.039
Imposto de renda e contribuição social diferidos	791.997	10.122		(183.474)			618.645
Partes relacionadas	2.223			170			2.393
Despesas pagas antecipadamente	496			(496)			-
	1.688.185	-	10.122	(191.945)	-	-	1.506.362
Investimentos	32.896			387.339			400.755
Imobilizado	5.659.533	(19.480)		(1.423.281)			4.236.252
Intangível	3.565.143			(662)	8.011		3.572.492
	9.261.758	-	(19.480)	(1.036.604)	8.011	-	8.213.685
Total do ativo	13.615.953	(120.700)	(179.020)	(1.331.639)	8.011	(97.042)	11.886.205

continuação

EDP - Energias do Brasil S.A.

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

	1/1/2012							
		CPC 26 - Apresentação líquida dos serviços em curso de PEE e P&D	CPC 33 (R1) - Benefícios a empregados	CPC 32 - Tributo sobre o Lucro	CPC 19 (R2) - Reconhecimento como <i>joint venture</i>	Reconhecimento do UB	Reclassificações	Saldo ajustado
	Publicado							
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Circulante								
Fornecedores	703.742				(84.036)			619.706
Impostos e contribuições sociais	551.130			(179.020)	(322)		(97.042)	274.746
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	471.798				(112.286)			359.512
Obrigações estimadas com pessoal	59.164				(1.887)			57.277
Encargos regulamentares e setoriais	275.374	(120.700)						154.674
Provisões	162.127				(6.891)			155.236
Outras contas a pagar	114.349				(341)			114.008
	2.688.438	(120.700)	-	(179.020)	(205.763)	-	(97.042)	2.085.913
Não Circulante								
Impostos e contribuições sociais diferidos	468.710				(93.288)			375.422
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	2.173.228				(1.050.159)			1.123.069
Benefícios pós-emprego	262.412		29.766					292.178
Uso do bem público	231.139					8.011		239.150
Provisões	182.568				(1.908)			180.660
	4.379.877	-	29.766	-	(1.145.355)	8.011	-	3.272.299
Patrimônio líquido								
Reservas de lucros	1.379.110		257.319		(128.773)			1.507.656
Outros resultados abrangentes	(45.796)		(257.319)		128.773			(174.342)
Lucros (prejuízos) acumulados	-		(39.047)		19.569			(19.478)
	4.605.014	-	(39.047)	-	19.569	-	-	4.585.536
Participações não controladores	1.942.624	-	(77)	-	(90)	-	-	1.942.457
Total do patrimônio líquido e participações dos acionistas não controladores	6.547.638	-	(39.124)	-	19.479	-	-	6.527.993
Total do passivo e patrimônio líquido	13.615.953	(120.700)	(9.358)	(179.020)	(1.331.639)	8.011	(97.042)	11.886.205

	31/12/2012							
		CPC 26 - Apresentação líquida dos serviços em curso de PEE e P&D	CPC 33 (R1) - Benefícios a empregados	CPC 32 - Tributo sobre o Lucro	CPC 19 (R2) - Reconhecimento como <i>joint venture</i>	Reconhecimento do UB	Reclassificações	Saldo ajustado
	Publicado							
ATIVO								
Circulante								
Caixa e equivalentes de caixa	572.378				(1.003)			571.375
Consumidores e concessionárias	1.352.308				(99.757)			1.252.551
Impostos e contribuições sociais	404.812			(93.784)	(17.799)		(127.154)	166.075
Partes relacionadas	359				359			718
Estoques	109.609				(69.030)			40.579
Cauções e depósitos vinculados	24.856				(649)			24.207
Despesas pagas antecipadamente	957				(253)			704
Outros créditos	222.896	(98.926)	-	(93.784)	(31.249)	-	(127.154)	92.721
	2.718.661	(98.926)	-	(93.784)	(219.381)	-	(127.154)	2.179.416
Não circulante								
Impostos e contribuições sociais	63.770				(8.258)			55.512
Imposto de renda e contribuição social diferidos	749.871		9.041		(143.955)			614.957
Partes relacionadas	69.488				66.744			136.232
	1.926.002	-	9.041	-	(85.469)	-	-	1.849.574
Investimentos	96.541				612.141			708.682
Imobilizado	6.259.530				(1.705.202)			4.554.328
Intangível	3.424.982				(730)	9.067		3.433.319
	9.785.180	-	-	-	(1.093.791)	9.067	-	8.700.456
Total do ativo	14.429.843	(98.926)	9.041	(93.784)	(1.398.641)	9.067	(127.154)	12.729.446

	31/12/2012							
		CPC 26 - Apresentação líquida dos serviços em curso de PEE e P&D	CPC 33 (R1) - Benefícios a empregados	CPC 32 - Tributo sobre o lucro	CPC 19 (R2) - Reconhecimento como <i>joint venture</i>	Reconhecimento do UB	Reclassificações	Saldo ajustado
	Publicado							
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Circulante								
Fornecedores	1.033.442				(121.262)			912.180
Impostos e contribuições sociais	502.642			(93.784)	(3.409)		(127.154)	278.295
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	365.206				(95.970)			269.236
Benefícios pós-emprego	35.498		8				11	35.517
Obrigações estimadas com pessoal	67.660				(2.649)			65.011
Encargos regulamentares e setoriais	205.108	(98.926)						106.182
Provisões	56.443				(2.895)			53.548
Outras contas a pagar	141.156				(7.200)		(11)	133.945
	3.066.115	(98.926)	8	(93.784)	(233.385)	-	(127.154)	2.512.874
Não Circulante								
Impostos e contribuições sociais diferidos	387.391		(138)					387.253
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	2.427.454				(1.096.312)			1.331.142
Benefícios pós-emprego	491.344		26.988					518.332
Uso do bem público	242.140					9.067		251.207
Provisões	182.507				(2.079)			180.428
Outras contas a pagar	82.427				(66.865)			15.562
	5.013.525	-	26.850	-	(1.165.256)	9.067	-	3.884.186
Patrimônio líquido								
Reservas de lucros	1.194.422		570.749		(285.542)			1.479.629
Outros resultados abrangentes	(51.721)		(570.749)		285.542			(336.928)
Lucros (prejuízos) acumulados	-		(17.659)					(17.659)
	4.463.343	-	(17.659)	-	-	-	-	4.445.684
Participações não controladores	1.886.860	-	(158)	-	-	-	-	1.886.702
Total do patrimônio líquido e participações dos acionistas não controladores	6.350.203	-	(17.817)	-	-	-	-	6.332.386
Total do passivo e patrimônio líquido	14.429.843	(98.926)	9.041	(93.784)	(1.398.641)	9.067	(127.154)	12.729.446

3.2 Demonstração do Resultado

Controladora

CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados: O reconhecimento dos custos dos serviços passados nas controladas acarretou um efeito de equivalência patrimonial na rubrica de Resultado das participações societárias no valor de R\$1.819.

Consolidado

	2012					
	Publicado	Despacho 3.262/13	Benefícios a empregados	CPC 19 (R2) - Reconhecimento como <i>joint venture</i>	Reclassificações	Saldo ajustado
Receitas	6.567.283	-	-	(112.795)	-	6.454.488
Custo do serviço de energia elétrica						
Custo com energia elétrica						
Energia elétrica comprada para revenda	(3.499.543)	(125.769)			189.261	(3.436.051)
Encargos de uso da rede elétrica	(737.216)	125.769			3.808	(607.639)
	(4.236.759)	-		-	193.069	(4.043.690)
Custo da produção da energia elétrica						
Custo da matéria-prima consumida	(5.533)				5.533	
	(5.533)	-		-	5.533	-
Custo de operação						
Pessoal	(189.407)				587	(188.820)
Depreciações e amortizações	(273.931)				2.779	(271.152)
Outros custos de operação	(13.525)				6.481	(7.044)
	(707.042)	-		-	9.847	(697.195)
	(4.949.334)	-		-	208.449	(4.740.885)
Lucro bruto	1.374.457	-		-	95.654	1.470.111
Despesas e Receitas operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(305.583)			2.770	11.453	(291.360)
Depreciações e amortizações	(66.486)				71	(66.415)
Outras despesas e receitas operacionais	(17.501)				(12)	(17.513)
	(401.397)	-		2.770	11.512	(387.115)
Resultado do serviço	973.060	-		2.770	107.166	1.082.996
Resultado das participações societárias	(2.898)	-		1.819	(105.645)	(106.724)
Receitas financeiras	191.962				(642)	195.828
Despesas financeiras	(437.672)				48.938	(393.242)
Resultado financeiro	(245.710)	-		-	48.296	(197.414)
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	724.452	-		4.589	49.817	778.858
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(44.588)			(942)	(51.638)	(97.168)
	(190.915)	-		(942)	(51.638)	(243.495)
Resultado líquido do período	533.537	-		3.647	(1.821)	535.363

3.3 Demonstração do Fluxo de Caixa

Controladora

Os ajustes e reclassificações estão apresentados a seguir:

(i) CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados: O reconhecimento dos custos dos serviços passados nas controladas acarretou um efeito de equivalência patrimonial na rubrica de Participações societárias no valor de R\$1.819;

(ii) Reclassificação nos itens de ajuste ao lucro líquido sendo a diminuição na rubrica de Outros para a rubrica de Ajuste a valor presente no valor de R\$4.425.

www.edp.com.br

continua

continuação

EDP - Energias do Brasil S.A.

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Consolidado	2012				
	Publicado	CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados	CPC 19 (R2) - Reconhecimento como Joint Venture	Reclassificações para melhor classificação	Saldo ajustado
Fluxo de caixa das atividades operacionais					
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	724.452	2.770	49.817	1.819	778.858
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais					
Provisão para créditos de liquidação duvidosa e perdas líquidas	9.002			638	9.640
Ativo financeiro indenizável - baixa	8.701			(8.701)	-
Depreciações e amortizações	342.583		(2.850)		339.733
Valor residual do ativo imobilizado e intangível baixados	32.566		(11)	(24.397)	8.158
Ganhos na alienação de bens e direitos				(2.867)	(2.867)
Despesas pagas antecipadamente	2.727			(1.569)	1.158
Encargos de dívidas e variações monetárias sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	260.390		(45.370)	(3.231)	211.789
Provisão para plano de benefícios pós-emprego	30.491	(2.770)			27.721
Ajuste a valor presente	4.156			(1.194)	2.962
Participações societárias	2.898		105.645	(1.819)	106.724
Provisão para perdas com investimentos	(20.978)			(3.460)	(24.438)
Impostos e contribuições sociais - atualização monetária	3.898			2.401	6.299
Atualização monetária contraprestação contingente	(521)			3.459	2.938
Outros	5.353		(706)	2.890	7.537
	1.437.147	-	106.525	(36.031)	1.507.641
(Aumento) diminuição de ativos operacionais					
Consumidores e concessionárias	(401.263)		103.050	(638)	(298.851)
Impostos e contribuições sociais compensáveis	(60.599)		15.328		(45.271)
Estoques	(49.431)		41.792		(7.639)
Cauções e depósitos vinculados	(57)		(7.729)		(7.786)
Despesas pagas antecipadamente	1.698		(879)	1.569	2.388
Títulos a receber	4.191			(4.191)	-
Outros ativos operacionais	(64.233)		28.052	(11.728)	(47.909)
	(571.019)	-	179.614	(14.988)	(406.393)
Aumento (diminuição) de passivos operacionais					
Fornecedores	325.387		(40.520)		284.867
Outros tributos e contribuições sociais	34.454		(3.087)	(8)	31.359
Obrigações estimadas com pessoal	7.805		(56)		7.749
Encargos regulamentares e setoriais	(50.402)			2.428	(47.974)
Provisões	(66.537)		3.825		(62.712)
Uso do bem público				(19.258)	(19.258)
Outros passivos operacionais	(6.026)		(6.607)	12.510	(123)
	211.078	-	(46.445)	(4.328)	160.305
Caixa (aplicado nas) proveniente das atividades operacionais	1.077.206	-	239.694	(55.347)	1.261.553
Caixa líquido (aplicado nas) proveniente das atividades operacionais	925.714	-	239.694	(55.347)	1.110.061
Fluxo de caixa das atividades de investimento					
Adições ao Imobilizado e Intangível	(873.415)		210.409		(663.006)
Alienação de bens e direitos				31.897	31.897
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades de investimento	(820.108)	-	210.409	31.897	(577.802)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento					
Partes relacionadas	(1.298)		(133.855)	4.191	(130.962)
Adiantamento para futuro aumento de capital	(66.345)			(351.630)	(417.975)
Aumento (redução) de capital			(351.843)	351.843	-
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	1.360.110		(60.618)		1.299.492
Amortização de principal de empréstimos, financiamentos e debêntures	(841.817)		113.810		(728.007)
Encargos de dívidas líquido de derivativos	(236.519)		43.057		(193.462)
Contraprestação contingente	(96.011)			1	(96.010)
Uso do bem público	(19.258)			19.258	-
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades de financiamento	(429.096)	-	(389.449)	23.663	(794.882)
(Redução) aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa	(323.490)	-	60.654	213	(262.623)
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	572.378		(1.003)		571.375
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	895.868		(61.870)		833.998
	(323.490)	-	60.867	-	(262.623)

3.4 Demonstração do Valor Adicionado

Controladora
CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados: O reconhecimento dos custos dos serviços passados nas controladas acarretou um efeito de equivalência patrimonial na rubrica de Resultado de equivalência patrimonial no valor de R\$1.819.

Consolidado	2012					
	Publicado	CPC 33 (R1) - Benefícios a empregados	Adequação ao CPC 09	CPC 19 (R2) - Reconhecimento como <i>joint venture</i>	Despacho 3.262/13	Saldo ajustado
Geração do valor adicionado	10.601.607	-	-	(477.939)	-	10.123.668
Receita operacional	9.459.758			(167.441)		9.292.317
Receita relativa à construção de ativos próprios	662.297			(236.052)		426.245
Outras receitas	253.456			(74.446)		179.010
(-) Insumos adquiridos de terceiros	(6.145.587)	-	-	504.677	-	(5.640.910)
Custos da energia comprada	(3.881.895)			271.469	(138.589)	(3.749.015)
Encargos de uso da rede elétrica	(808.979)			3.808	138.589	(666.582)
Materiais	(260.689)			172.132		(88.557)
Serviços de terceiros	(747.570)			48.000		(699.570)
Outros custos operacionais	(210.718)			9.268		(201.450)
Valor adicionado bruto	4.456.020	-	-	26.738	-	4.482.758
Retenções						
Depreciações e amortizações	(351.865)			2.850		(349.015)
Valor adicionado líquido produzido	4.104.155	-	-	29.588	-	4.133.743
Valor adicionado recebido em transferência						
Receitas financeiras	205.952		4.508	(1.323)		209.137
Resultado da equivalência patrimonial	(2.898)	1.819	(105.645)			(106.724)
Valor adicionado total a distribuir	4.307.209	1.819	(101.137)	28.265	-	4.236.156
Distribuição do valor adicionado						
Pessoal						
Remuneração direta	217.986	(2.751)		(15.565)		199.670
Benefícios	64.751	(19)		(4.886)		59.846
FGTS	24.989			(1.078)		23.911
Impostos, taxas e contribuições						
Federais	1.308.532	942		68.194		1.377.668
Estaduais	1.587.154			(48)		1.587.106
Municipais	6.121			(46)		6.075
Remuneração de capitais de terceiros						
Juros	531.804		4.508	(121.232)		415.080
Aluguéis	32.335			(898)		31.437
Remuneração de capital próprio						
Participações dos não controladores	174.109	3	4			174.116
	4.095.987	(1.825)	4.512	(75.559)	-	4.023.115
Lucros retidos	211.222	3.644	(105.649)	103.824		213.041
	4.307.209	1.819	(101.137)	28.265	-	4.236.156

4 Eventos significativos no exercício

4.1 Resolução CNPE nº 03/2013

As empresas de geração e comercialização do Grupo EDP - Energias do Brasil, por meio da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - APINE, da Associação Brasileira de Geração de Energia Elétrica - ABRAGEL, da Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica - ABRACEEL, da Associação Brasileira de Geradores Termelétricas - ABRAGET, ajuizaram ações judiciais visando a suspensão dos efeitos da Resolução CNPE nº 03/2013, editada pela União, que instituiu rateio entre todos os agentes do mercado de energia elétrica dos custos do despacho adicional de usinas termelétricas por razão de segurança energética, em decorrência da escassez do regime de chuvas (Encargo de Serviço do Sistema - ESS).

Em síntese, as teses defendidas nas ações judiciais abrangem a inversão do ônus da utilização do sistema, que conduz o produtor e/ou comercializador a arcar com tais custos em desacordo com as leis e normativos aplicáveis ao Setor Elétrico, bem como a ofensa ao princípio da reserva legal, e usurpação de competência do Congresso Nacional para criação de subsídio sem a edição de Lei e sem a previsão de compensação econômico-financeira.

Entre maio/2013 e junho/2013 foram concedidas liminares no âmbito das ações ordinárias ajuizadas pelas Associações representantes dos agentes de geração e agentes comercializadores, tornando sem efeito o disposto nos artigos 2º e 3º da Resolução CNPE nº 03/2013, impedindo de inclui-las no rateio dos custos calculados conforme CNPE nº 03/2013.

Em agosto/2013, o Tribunal Regional Federal - TRF deferiu o pedido da União para suspender os efeitos da liminar reestabelecendo a eficácia dos arts 2º e 3º da Resolução CNPE nº 03/2013 para os associados da ABRACEEL. No âmbito da ação ajuizada pela APINE, o TRF decidiu pela sua manutenção até julgamento final do recurso interposto pela União.

Baseados nos fatos e argumentos acima, os assessores jurídicos da Companhia e de suas controladas classificaram o risco de perda como possível, motivo pelo qual não se constitui provisão de acordo com o CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes. O valor da contingência consolidado é de R\$14.394.

4.2 Devolução da controlada indireta Couto Magalhães

A Companhia possui a outorga do Contrato de Concessão nº 021/2002, junto à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, referente à construção da Usina Hidrelétrica Couto Magalhães (UHE Couto Magalhães), com capacidade instalada de 150 MW, energia assegurada de 90,30 MWm, pelo prazo de 35 anos até 23 de abril de 2037.

Em 2011, 9 anos após a outorga do Contrato de concessão, o IBAMA, por meio do Ofício nº 892/11, informou o indeferimento em definitivo do pedido de Licença Ambiental. Diante da impossibilidade de implementar o empreendimento da UHE Couto Magalhães, em 15 de março de 2012, a Companhia formulou requerimento junto ao Ministério de Minas e Energia - MME e à ANEEL, de acordo com Processo Administrativo nº 48500.005.778/2000-00, pelo qual foi requerida: (i) a rescisão amigável do Contrato de concessão; (ii) a devolução da garantia de fiel cumprimento das obrigações do Contrato de concessão prevista na subcláusula 9ª, da Cláusula 7ª; (iii) a consequente não cobrança do montante de UBP; e (iv) o ressarcimento dos custos incorridos pelas requerentes no desenvolvimento dos estudos ambientais.

Em 10 de julho de 2013 foi publicada a Lei nº 12.839, que permite que os concessionários de geração outorgados até 15 de março de 2004 que não entrarem em operação até 31 de dezembro de 2013, possam no prazo de 30 dias requerer: (i) a rescisão de seus contratos de concessão, sendo-lhes assegurado, no que couber, a liberação ou restituição das garantias de cumprimento das obrigações do contrato de concessão; (ii) o não pagamento pelo UBP durante a vigência do contrato de concessão; (iii) e o ressarcimento dos custos incorridos na elaboração de estudos ou projetos que venham a ser aprovados para futura licitação.

Em 19 de julho de 2013 foi protocolada na ANEEL a ratificação do pedido de rescisão do Contrato de concessão nº 021/2002 da UHE Couto Magalhães, conforme as diretrizes contidas na Portaria MME nº 243/2013.

Em 5 de setembro de 2013, a Diretoria da ANEEL em sua Reunião Pública Extraordinária, aprovou a extinção da concessão da UHE Couto Magalhães. Na sequência, o processo seguiu para o MME, o qual convocou as Concessionárias para assinarem o Distrato do Contrato de Concessão nº 021/2002 em 27 de novembro de 2013.

Conforme o Distrato, as concessionárias ficaram isentas do pagamento do UBP, bem como será realizada a devolução da garantia de fiel cumprimento e o ressarcimento dos custos incorridos no desenvolvimento dos estudos ambientais, quando da realização de futura licitação.

Por fim, em 10 de dezembro de 2013, a Companhia solicitou à ANEEL a devolução das garantias de fiel cumprimento aportadas, na modalidade de fiança bancária, conforme previsto nos supramencionados Lei e Distrato.

4.3 Venda de ativos - Controlada Indireta Pantanal

Em 1º de agosto de 2013, a controlada indireta Pantanal transferiu os ativos das Usinas CGH São João I com capacidade instalada de 0,664MW, CGH São João II com capacidade instalada de 0,600MW e CGH Coxim com capacidade instalada de 0,400MW, para duas Sociedades de Propósito Específico - SPE's (subsidiárias integrais da Pantanal), sendo os ativos das CGH São João I e CGH São João II aportados na empresa São João Energia Ltda. e os ativos da CGH Coxim aportados na Coxim Energia Ltda.

A Pantanal celebrou junto a YU - Empreendimentos Imobiliários e Participações Ltda. o “Contrato de Compra e Venda de Quotas e Outras Avenças” dos ativos relacionados às usinas mencionadas acima no valor de R\$5.000 e, em 1º de setembro de 2013, ambas SPE’s tiveram seu controle transferido para a YU.

4.4 Entrada em Operação Comercial da Segunda unidade geradora de Porto do Pecém I

Em 27 de março de 2012, a ANEEL aprovou a alteração do cronograma de implantação da usina termelétrica Porto do Pecém I (“Energia Pecém” ou “Empreendimento”), bem como da data de início e suprimento prevista nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Por unanimidade, a entrada em operação comercial das duas unidades geradoras da Usina Termelétrica Porto do Pecém I foi postergada para até 23 de julho de 2012.

No entanto, o Empreendimento controlado em conjunto Porto do Pecém não teve condições de disponibilizar as duas unidades geradoras para operação comercial, e assim teve que cumprir com seus compromissos de recomposição de lastro estabelecidos nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) por meio de aquisição de contratos de energia de terceiros.

Em 12 de julho de 2012, a Porto do Pecém protocolou pleito para a ANEEL solicitando que o artigo 3º da Resolução Normativa nº 165/05 fosse integralmente afastado e autorizado o pagamento mensal do menor valor entre: (i) o contrato de compra de energia celebrado pela usina para lastrear sua venda no Ambiente de Contratação Regulada, e; (ii) o preço da energia no contrato de venda original entendido, para os CCEARs por disponibilidade, como o custo que o consumidor teria caso a usina estivesse em operação comercial.

Em 5 de março de 2013 a ANEEL por meio do Despacho nº 643 determinou que, enquanto permanecer em vigor a Resolução Normativa nº 165/05, seja considerado, na recomposição de lastro efetuada pela Porto

	Data	Despacho	Ofício ANEEL	Capacidade instalada (kW)
Unidade Geradora 01	01/12/2012	nº 3.811 de 30/11/2012		360.137
Unidade Geradora 02	10/05/2013	nº 1.453 de 09/05/2013		360.137
			nº 240 de 13/05/2013	
	22/05/2013		nº 272/2013 de 31/05/2013	
	12/06/2013		nº 310/2013 de 21/06/2013	
	29/06/2013		nº 335/2013 de 04/07/2013	

(*) A empresa necessitou efetuar a recomposição de lastro equivalente à diferença.

Ressarcimento por indisponibilidade superior à utilizada no cálculo da Garantia Física

Em 09 de abril de 2013 foi protocolado na ANEEL, pleito para o cumprimento da Subcláusula nº 6.2.1 dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs firmados no âmbito do Leilão nº 01/2007. A CCEE está cobrando ressarcimentos pelo não atendimento ao despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS na capacidade plena da usina. Estes ressarcimentos vêm sendo cobrados desde dezembro de 2012, data em que a Unidade Geradora 01 entrou em operação comercial. A Porto do Pecém entende que a apuração que está sendo realizada, está em desacordo com os CCEARs celebrados. Tais ressarcimentos estão sendo apurados em base horária, ao invés de se utilizar um período de 60 meses, única regra disponível na época do Leilão. Este pleito está em análise pela Diretoria da ANEEL.

4.5 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, 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.

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 das Resoluções Homologatórias nº 1.415 para EDP Bandeirante e nº 1.442 para EDP Escelsa, 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. Resumindo-se, as principais alterações que permitiram a redução da conta foram:

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

Por decisão do Conselho de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE decorrente das condições hidrológicas desfavoráveis verificadas nos 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:

- exposição ao risco hidrológico dos contratos de cota de garantia física;
 - encargo de serviços de sistema corrente relativo ao acionamento de usinas fora da ordem de mérito por decisão do CMSE; e
 - exposição involuntária relativa à não adesão ao regime de cotas por parte de algumas hidrelétricas, em conjunto com a não realização de leilão para recontratação 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 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 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:

- efeito tarifário médio do processo tarifário da distribuidora for superior a três por cento, na revisão tarifária, e oito por cento, no reajuste tarifário; e

do Pecém, para fins de repasse aos contratos originais e, consequentemente, às tarifas dos consumidores finais, o menor valor entre: (i) o valor da energia do contrato de recomposição de lastro; e (ii) o Índice de Custo Benefício - ICB - da UTE Porto do Pecém I, atualizado nos termos do Despacho nº 1.203/09-SEM/SRG.

Em 22 de abril de 2013, a Energia Pecém protocolou na ANEEL, o Pedido de Reconsideração dessa decisão, visando buscar a diferença entre o ICB Online (custo mensal dos CCEARs por disponibilidade, calculado como se a usina estivesse em operação comercial) e o ICB do Leilão.

Em 19 de novembro de 2013, a ANEEL acatou o Pedido de Reconsideração interposto pela Porto do Pecém, em face ao Despacho nº 643/13, no sentido de aplicar o disposto na Resolução Normativa nº 165/05, pelo atraso verificado da UTE Porto de Pecém I, afastando-se, porém, a aplicação dos incisos II (CVU) e III (PLD + 10%) do art. 3º, devendo ser considerado, para fins de repasse, o menor valor entre o custo mensal do contrato de substituição do lastro e o preço da energia no contrato de venda original, calculado como se a usina estivesse em operação, desde que o contrato celebrado para substituição do lastro atenda às exigências das normas que tratam do registro, homologação e aprovação de contrato de compra de energia, conforme Despacho ANEEL nº 3.889/13. Esta decisão significou um repasse adicional de R\$107.800 registrado no resultado de novembro de 2013 da Porto do Pecém.

A Companhia reconheceu o efeito deste ganho no seu resultado por meio de equivalência patrimonial, na proporção de sua participação na Porto do Pecém (50%).

Segue abaixo, em ordem cronológica, os Despachos/Ofícios que originaram a entrada em operação das unidades geradoras:

	Situação
	Início da operação comercial.
	Início da operação comercial em caráter de teste.
Estabeleceu que a CCEE deveria considerar como garantia física da usina o montante de 240 kW. (*)	
Estabeleceu que a CCEE deveria considerar como garantia física da usina o montante de 270 kW. (*)	
Estabeleceu que a CCEE deveria considerar como garantia física da usina o montante de 330 kW. (*)	
Estabeleceu que a CCEE deveria considerar como garantia física da usina o montante de 360 kW.	
A partir desta data a empresa não mais necessita efetuar a recomposição de lastro.	

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 1.576 de 30 de julho de 2013, homologou o resultado da 6ª Revisão Tarifária Periódica - RTP da EDP Escelsa, e anuiu o montante de R\$90.670, ressarcidos pela Eletrobrás em setembro de 2013.

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

4.6 Revisão Tarifária de 2013 - EDP Escelsa

A Resolução Homologatória ANEEL nº 1.576 de 30 de julho de 2013, homologou o resultado da 6ª Revisão Tarifária Periódica - RTP aplicado a partir de 7 de agosto de 2013.

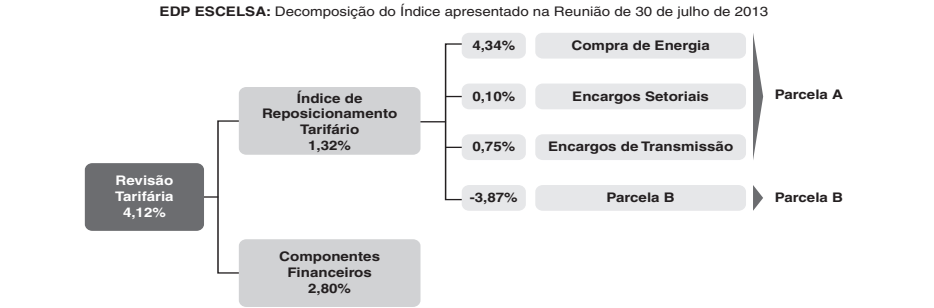
O reposicionamento tarifário foi de 4,12%, sendo 1,32% relativo ao reposicionamento econômico e 2,80% referente aos componentes financeiros pertinentes. Em relação à tarifa praticada atualmente, o efeito médio percebido pelos consumidores cativos é de -1,05%, sendo 2,17% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e -3,14% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão.

No processo de revisão tarifária periódica, que se dá a cada três anos na EDP Escelsa, a ANEEL recalcula os custos regulatórios passíveis de gerenciamento pela distribuidora (Parcela B) que incluem os custos operacionais, avalia os investimentos realizados (Base de Remuneração Regulatória - BRR) e a remuneração do capital. Já os custos não gerenciáveis (Parcela A), que englobam a energia comprada de geradoras, o transporte da energia, os encargos setoriais e os ajustes financeiros são atualizados com base na variação de preços verificada nos doze meses anteriores.

O Fator X aprovado a partir deste ciclo de revisão tarifária, passa a ser função dos Componentes “Pd” (ganhos de produtividade), “T” (trajetória para adequação de custos operacionais) e “Q” (incentivo à qualidade), os quais foram homologados em: “Pd” - 0,99%, “T” - 1,68%, e o componente “Q” será apurado no próximo processo tarifário.

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\$125.057, referente a diferença entre os custos homologados e os efetivamente incorridos pela EDP Escelsa no período de junho de 2012 a maio de 2013. Deste montante, a EDP Escelsa está recebendo o montante de R\$34.387 via tarifa e os outros R\$90.670 por meio de repasse da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, de modo a reduzir o impacto nas tarifas a serem aplicadas aos consumidores finais.

Na composição do reposicionamento tarifário de 2013, destacam-se os componentes: Remuneração do Capital e Quota de Reintegração Regulatória, derivados da Base de Remuneração Regulatória homologada. A Base de Remuneração Bruta é de R\$2,758 bilhões e a Base de Remuneração Líquida é de R\$1,566 bilhão. A EDP Escelsa pleiteou para que a valorização do investimento realizado no período incremental fosse efetuada com base no banco de preços do período entre ciclos, em função da existência de diferentes regimes tributários. A Diretoria da ANEEL acatou o pleito e os efeitos serão considerados no reajuste tarifário de 2014.



4.7 Reajuste Tarifário 2013 - EDP Bandeirante

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

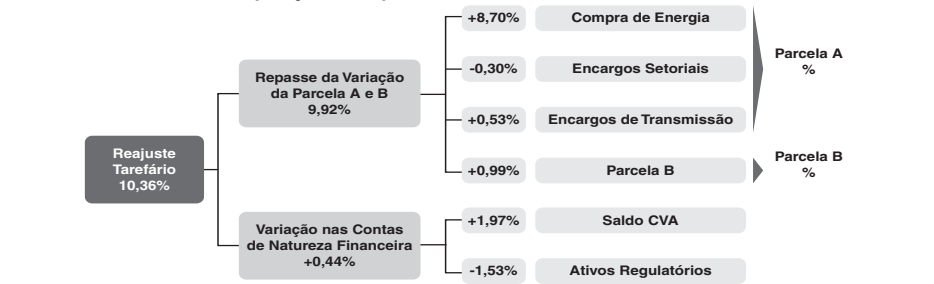
O reposicionamento tarifário foi de 10,36%, sendo 9,92% relativo ao reposicionamento econômico e 0,44% referente aos componentes financeiros pertinentes. Em relação à tarifa praticada atualmente, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos é de 5,83%, sendo 4,50% o efeito médio para os 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 (3RTP), 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 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



4.8 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 e suas controladas

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)

aguardarão a conversão em Lei para uma análise mais profunda e conclusiva. A Companhia e suas controladas elaboraram um 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.

4.9 Venda de participação acionária
Em 6 de dezembro de 2013, a Companhia comunicou ao mercado que estabeleceu uma parceria com a CWE Investment Corporation (CWEI) e CWEI Brasil Participações (CWEI Brasil), subsidiárias controladas integralmente pela China Three Gorges (CTG), para investimentos, em conjunto, no mercado de energia brasileiro.

No âmbito da parceria, a Companhia assinou nesta data Contrato de Compra e Venda e Acordo de Acionistas referente a venda de 50% de sua participação na CEJA e Cachoeira Caldeirão. O acordo prevê a participação conjunta das partes em projetos de energia no Brasil, sob uma estrutura acionária equilibrada, com controle compartilhado, equilíbrio de direitos e tomada de decisão com base em consenso entre as partes.

Para a venda da CEJA, o valor de transação foi de R\$490.000 e, adicionalmente, a CWEI Brasil assumirá o compromisso dos aportes de capital até o final da construção da UHE Jari, estimado em R\$81.000.

Para a venda da Cachoeira Caldeirão, o custo da entrada da CWEI Brasil corresponderá ao reembolso dos custos incorridos pela EDP - Energias do Brasil e à assunção de compromissos dos aportes de capital até o final da construção estimados em R\$294.000, na proporção da participação adquirida.

Nos termos do Contrato, a conclusão da operação está sujeita à aprovação pela ANEEL, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, órgãos reguladores chineses e outras providências de natureza societária e contratuais necessárias à efetivação da alienação de controle, que estão previstas para ocorrerem no 1º semestre de 2014.

Conforme requerido pelo CPC 19 (R2) Negócios em conjunto (IFRS 11), com a conclusão das operações e após as aprovações mencionadas acima, a CEJA e Cachoeira Caldeirão serão contabilizadas por equivalência patrimonial e devem resultar em um ganho de capital estimado no lucro líquido de 2014 de R\$160.000.

4.10 EDP GRID - Obtenção de registro para Serviços de Comunicação Multimídia
Em 13 de dezembro de 2012 a EDP GRID obteve junto a Agência Nacional de Telecomunicações - Anatel autorização, por meio do Termo PVST/SPV N° 637-Anatel, para prestação, em regime fechado, de Serviços de Comunicação Multimídia - SCM. O SCM é o serviço fixo de telecomunicação que possibilita a oferta, em âmbito nacional e internacional, de capacidade de transmissão, emissão e recepção de informações multimídia, a assinantes de uma área de prestação de serviço.

Em 16 de dezembro de 2013, foi protocolada junto à Anatel a comunicação de alteração da razão social de Escelsa Participações S.A. para EDP GRID Gestão de Redes Inteligentes de Distribuição S.A., do endereço da sede social e objeto social de acordo com a Assembleia Geral Extraordinária de 12 de agosto de 2013.

A EDP GRID, vem direcionando seus esforços para iniciar as atividades nos serviços de telecomunicações e, também, em energia elétrica, com foco na integração e convergência de diversas áreas que se inserem no conceito das redes elétricas inteligentes.

4.11 Concessão da Central Hídrica de São Manoel

6

Consumidores e concessionárias

		Consolidado						
	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		115.114	103.093	22.558	240.765	(22.558)	218.207	251.539
Industrial		45.154	30.310	39.019	114.483	(37.073)	77.410	97.545
Comércio, Serviços e Outras Atividades		57.916	29.217	12.912	100.045	(10.075)	89.970	112.713
Rural		11.633	8.030	3.985	23.648	(438)	23.210	25.236
Poder Público								
Federal		5.134	720	71	5.925	(38)	5.887	5.595
Estadual		6.001	204	364	6.569	(353)	6.216	7.684
Municipal		10.095	2.336	609	13.040	(206)	12.834	21.045
Iluminação Pública		10.962	2.703	480	14.145	(232)	13.913	22.272
Serviço Público		14.940	5.937	9.459	30.336	(471)	29.865	14.472
Clientes livres		62.144	37	894	63.075		63.075	44.581
Fornecimento não faturado		206.382			206.382		206.382	297.660
Parcelamentos de débitos		56.357	10.867	61.761	128.985	(76.026)	52.959	54.958
(+) Ajuste a valor presente		(1.506)			(1.506)		(1.506)	(1.458)
Outros créditos		28.580		949	29.529		29.529	30.241
		628.906	193.454	153.061	975.421	(147.470)	827.951	984.083
Concessionárias								
Suprimento de energia elétrica	6.1	251.280	1.626	673	253.579	(518)	253.061	172.215
Energia de curto prazo	6.2	21.198			21.198		21.198	75.980
Encargos de uso da rede elétrica		4.252			4.252		4.252	5.885
Outros		20.085			20.085		20.085	14.388
		296.815	1.626	673	299.114	(518)	298.596	268.468
Total Circulante		925.721	195.080	153.734	1.274.535	(147.988)	1.126.547	1.252.551
Não circulante								
Consumidores								
Fornecimento faturado								
Industrial		4.934			4.934	(3.227)	1.707	1.751
Comércio, Serviços e Outras Atividades		18			18		18	
Parcelamentos de débitos		66.266			66.266	(645)	65.621	46.921
(-) Ajuste a valor presente	6.3	(14.493)			(14.493)		(14.493)	(13.507)
		56.725	-	-	56.725	(3.872)	52.853	35.165
Concessionárias								
Energia de curto prazo		836		3.445	4.281	(4.281)		
Outros		2.174			2.174	(119)	2.055	5.129
		3.010	-	3.445	6.455	(4.400)	2.055	5.129
Total Não Circulante		59.735	-	3.445	63.180	(8.272)	54.908	40.294

6.1

Concessionárias - Suprimento de energia elétrica

Dos valores demonstrados na rubrica de suprimento de energia elétrica, destacam-se os valores da EDP Comercializadora que realizou operações de venda de suprimento de energia elétrica com o empreendimento controlado em conjunto Porto do Pecém. Em 31 de dezembro de 2013, como resultado dessas operações, figura o valor de R\$110.917.

6.2 Energia de curto prazo
Do saldo de R\$21.198 em 31 de dezembro de 2013, R\$9.738 refere-se a EDP Comercializadora referente a transações de venda de energia realizadas no âmbito da CCEE. Em 31 de dezembro de 2012 o saldo de R\$75.980 desta rubrica tem a mesma natureza, porém, referem-se em sua maioria, às controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa.

6.3 Ajuste a valor presente
O ajuste a valor presente, conforme CPC 12, foi calculado com base na taxa média de remuneração do investimento, 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. (15,07% a.a. na EDP Escelsa e 11,36% a.a. na EDP Bandeirante em 31 de dezembro de 2012), afetando positivamente o resultado das distribuidoras no período em R\$1.033 (negativamente em R\$4.156 em 31 de dezembro 2012).

7

Títulos a receber

	Controladora				Consolidado			
	Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Cessão de crédito - Tangará Energia S.A.					4.965	4.503	6.385	10.548
Cessão de crédito - Rede Energia S.A.							10.664	10.776
Ações preferenciais resgatáveis das classes “A”, “B” e “C”	2.939		3.402	21.537				
Outros				20.602				
Total	2.939		3.402	21.537	4.965	4.530	17.049	21.324

Controladora

O montante de R\$24.476 (R\$24.004 em 31 de dezembro de 2012) refere-se ao principal das ações preferenciais resgatáveis das classes “A”, “B” e “C” de emissão da controlada Investco. Adicionalmente, de acordo com o artigo 8º do Estatuto Social da referida controlada, tais ações gozam, entre outros, do direito de recebimento de um dividendo anual fixo, cumulativo, de 3% sobre o valor de sua respectiva participação no capital social. Devido a esta característica, as ações foram classificadas como um instrumento financeiro na categoria de empréstimo e recebíveis por satisfazerem a definição de ativo financeiro, pelo fato da controlada não ter o direito de evitar o envio de caixa ou outro ativo financeiro para outra entidade, conforme determina o parágrafo 19 do CPC 39.

A estimativa de valor justo foi efetuada considerando-se as condições acima descritas para pagamento dos dividendos. O pagamento anual de dividendos foi considerado até 2032 (término da concessão) e trazido a valor presente pela taxa de desconto de 8,70% a.a.

Consolidado

Cessão de crédito - Tangará Energia S.A.: refere-se, ao saldo da repactuação do contrato de Cessão de crédito firmado entre a controlada Lajeado e a Tangará Energia S.A., em 31 de agosto de 2004, aprovado pela ANEEL por meio dos Ofícios nº 467/00-SFF/ANEEL e 1.706/04-SFF/ANEEL, com as seguintes condições: montante original do contrato de R\$18.199; prazo para pagamento de 120 meses; carência de 18 meses; remuneração de 100% do CDI; e término em 29 de fevereiro de 2016. Como garantia foi dada uma nota promissória no valor do saldo devedor.

Cessão de crédito - Rede Energia S.A.: refere-se ao saldo da consolidação e repactuação do contrato de Cessão de crédito firmado entre a controlada Lajeado e a Rede Energia S.A. em 31 de dezembro de 2006, aprovado pela ANEEL por meio do Despacho nº 181-SFF/ANEEL de 29 de janeiro de 2007, com as seguintes condições: montante original do contrato de R\$23.532; prazo para pagamento de 86 meses; carência de 24 meses; remuneração de 100% do CDI mais 2% juros a.a.; e término em 29 de fevereiro de 2016. Como garantia foi dada uma nota promissória no valor do saldo devedor.

Em 13 de dezembro de 2013 a Companhia comunicou ao mercado que o Consórcio Terra Nova, constituído entre a Companhia e Furnas Centrais Elétricas S.A., sagrou-se vencedor no leilão A-5 realizado pela ANEEL, relacionado à concessão da Central Hídrica de São Manoel que será construída na divisa dos Estados do Mato Grosso e do Pará, no rio Teles Pires.

As principais características do projeto são: (i) capacidade instalada de 700 MW; (ii) energia vendida no Ambiente de Contratação Regulado - ACR de 409,5 MW médios; (iii) preço de venda no ACR de R\$83,49/MWh reajustado anualmente pelo IPCA; (iv) início do Contrato de Comercialização de Energia - CCEAR em maio de 2018; (v) prazo do CCEAR de 30 anos; e (vi) investimento total estimado (sem considerar inflação e juros capitalizados) de R\$2,7 bilhões.

O financiamento do projeto considera a obtenção de dívida de longo prazo com alavancagem estimada de até 66%.

4.12 Concessão das Centrais Eólicas - Aroeira, Jericó, Umbuzeiros e Aventura I
A coligada EDP Renováveis, em 13 de dezembro de 2013, vendeu 45 MW médios de energia no Leilão A-5, por meio de quatro empreendimentos de geração eólica: Aroeira, Jericó, Umbuzeiros e Aventura I. Os empreendimentos estão localizados no Estado do Rio Grande do Norte, região nordeste do Brasil. Em conjunto, os empreendimentos somam capacidade instalada de 116 MW. A venda da energia no Ambiente de Contratação Regulado - ACR se deu pelo prazo de 20 anos, com início em janeiro de 2018, ao preço de R\$109/MWh.

5 Caixa e equivalentes de caixa

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Bancos conta movimento	53.099	62.025	301.932	310.112
Aplicações financeiras - renda fixa	191.012	37.029	622.214	261.263
Total	244.111	99.054	924.146	571.375

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 e suas controladas possuem opção de resgate antecipado dos referidos títulos, sem penalidades ou perda de rentabilidade.

Os investimentos financeiros da Controladora referem-se, substancialmente, a Certificados de Depósitos Bancários e Debêntures, remunerados a taxas que variam entre 93,00% e 101,50% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI. A taxa média de aplicação do Grupo EDP - Energias do Brasil varia entre 90,00% e 101,50%.

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 do Grupo EDP - Energias do Brasil a riscos de taxas de juros e uma análise de sensibilidade para ativos e passivos financeiros são divulgadas na nota 37.3.

www.edp.com.br

continua

www.edp.com.br **continua**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Os contratos de compartilhamento entre as partes relacionadas são divididos em dois tipos: Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos e Contratos de Compartilhamento de Infraestrutura:

a) Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos: A partir de 1º de janeiro de 2011, a EDP - Energias do Brasil, é responsável pela contratação dos Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos que contemplam as atividades das áreas corporativas.

A distribuição dos gastos de salários e encargos dos gestores corporativos e colaboradores da EDP - Energias do Brasil que formulam políticas e diretrizes a serem seguidas pelas empresas do grupo econômico e a apropriação é efetuada em função das atividades realizadas para cada contraparte por meio do *timesheet*.

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

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

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

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

Atualmente, a ANEEL está analisando o tema compartilhamento de recursos humanos no âmbito da Consulta Pública nº 12/2013, cujo período de contribuições encerrou-se em 31 de dezembro de 2013. Quando da publicação do resultado, as empresas terão um prazo para submeterem novo pedido de compartilhamento para anuência e o contrato vigente ficará prorrogado até a deliberação da ANEEL.

b) Contratos de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura: Em 14 de abril de 2011, a ANEEL por meio do Despacho nº 1.598 anuiu os Contratos de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura que têm por objeto a distribuição dos gastos com locação de imóveis, gastos condominiais e gastos de telecomunicações entre as seguintes empresas: (i) Sede em São Paulo - SP tendo como Contratada a EDP - Energias do Brasil e Contratantes a EDP Escelsa, EDP Bandeirante e Energest; (ii) Centro Operativo em Serra - ES tendo como Contratada a EDP Escelsa e Contratante a Energest, Enerprev, Santa Fé, EDP GRID e EDP Renováveis; (iii) Escritório em Campo Grande - MS tendo como Contratada a Energest e Contratante a Pantanal. Estes contratos tem vigência de 48 meses a partir de 1º de janeiro de 2011.

As alterações nos percentuais de rateio devem ser submetidas anualmente à anuência prévia da ANEEL, e neste sentido, o Despacho nº 1.692, de 17 de maio de 2012, anuiu o primeiro Termo Aditivo dos Contratos da Sede em São Paulo.

Em junho de 2013, em função da mudança de endereço da sede social do Grupo EDP em São Paulo, foram firmados os segundos Termos Aditivos aos Contratos de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura. Até a publicação da anuência desses aditivos, em 7 de agosto de 2013, por meio do Despacho nº 2.807/13, os gastos ocorridos nos meses de junho e julho de 2013, foram assumidos integralmente pela EDP - Energias do Brasil e posteriormente repassados em setembro de 2013 às Contratantes.

Com a venda de parte do terreno do Centro Operativo da EDP Escelsa, em junho de 2013, foram firmados os primeiros Termos Aditivos ao Instrumento Particular de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura, firmado entre as empresas que compartilham gastos no estado do Espírito Santo (EDP Escelsa, Energest, Santa Fé, EDP Renováveis, EDP GRID e Enerprev). Em 20 de novembro de 2013, por meio do Despacho nº 3.946, a ANEEL anuiu os documentos, ressaltando que se mantêm as exigências e condições constantes do Despacho nº 1.598/11. O rateio do compartilhamento dos gastos ficou suspenso no período de julho a novembro de 2013, sendo integralmente repassados em dezembro de 2013 às Contratantes.

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

Os avais recebidos do acionista estão descritos na nota de Garantias (Nota 39.2).

10.1 Controladora direta	
A controladora direta da Companhia é a EDP - Energias de Portugal S.A.	
10.2 Relacionamento da Companhia com cada contraparte	
As contrapartes EDP Bandeirante, Cachoeira Caldeirão, Energest, EDP Comercializadora, Lajeado, EDP Escelsa, Terra Verde, EDP GRID, Enercouth, Resende e CEJA são controladas diretas da Companhia.	
As contrapartes Pantanal, Investco, Costa Rica, Santa Fé e ECE Participações são controladas indiretas da Companhia.	
As contrapartes EDP Renováveis, Cenaeel, Elebrás, Instituto EDP e EDP Renováveis (Espanha) são coligadas da Companhia.	

12 Cauções e depósitos vinculados

	Nota
Depósitos judiciais	29
Cauções e depósitos vinculados	
Total	

O saldo da conta de cauções e depósitos vinculados apresentados no circulante e não circulante do consolidado refere-se, basicamente, à parte das aplicações financeiras da controlada Enerpeixe no montante de R\$38.656 (R\$53.758 em 31 de dezembro de 2012), mantidas em conta de reserva, em cumprimento aos contratos de financiamento firmados em 21 de maio de 2004 com o BNDES e consórcio de bancos, constituída como parte das garantias desses contratos e das operações de energia de curto prazo na CCEE.

13 Ativos e Passivos Não Circulantes mantidos para venda

Refere-se a venda de 50% das participações societárias detidas pela Companhia na CEJA e Cachoeira Caldeirão para a CWEI Brasil. Para maiores detalhes vide nota 4.9.

Por se referirem à ativos cuja a alienação do controle é altamente provável, todos os ativos e passivos foram classificados em linha separada do balanço. Por não se qualificar como operação descontinuada, nenhuma alteração foi efetuada na apresentação da demonstração do resultado.

	31/12/2013		
	Cachoeira Caldeirão	CEJA (Consolidado)	Total
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	479.063	23.777	502.840
Impostos e contribuições sociais	1.331	399	1.730
Despesas pagas antecipadamente	183	590	773
Outros créditos	8	2.718	2.726
	480.585	27.484	508.069
Não Circulante			
Impostos e contribuições sociais	8.025	35.862	43.887
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.038	3.849	4.887
Cauções e depósitos vinculados		7	7
Despesas pagas antecipadamente	435	276	711
	9.498	39.994	49.492
Imobilizado	212.229	944.813	1.157.042
Intangível	17.768	594.163	611.931
	229.997	1.538.976	1.768.973
Subtotal dos Ativos	720.080	1.606.454	2.326.534
Custo de transação			1.099
Total dos Ativos não circulantes mantidos para venda			2.327.633

14 Ativos financeiros disponíveis para venda

Referem-se à aquisição de 5,63% de ações preferenciais, correspondente a 3,16% do total de ações da Denerge S.A., sociedade de capital fechado detentora de participações em empresas do setor elétrico. No âmbito dessa negociação, a Companhia tinha a opção de converter essas ações da Denerge em ações preferenciais da Rede Energia S.A., em um período de até dois anos a partir de 11 de setembro de 2008, ao preço de eventual oferta pública. Após este período, se a oferta pública não ocorresse a Companhia deveria exercer a opção de converter as ações em até um ano ao preço unitário fixo de R\$5,68.

Em 15 de setembro de 2011, foi exercida a opção de conversão, resultando na transferência das ações detidas pela Companhia sobre a Denerge para as ações da Rede Energia S.A., tendo sido reconhecida perda de marcação a mercado contra o resultado daquele exercício no montante de R\$12.808, por contrapartida dos Outros resultados abrangentes.

A variação no saldo em 31 de dezembro de 2013, é de R\$1.519 baixado para Outros resultados abrangentes e R\$7.261, reconhecido contra resultado do exercício.

As contrapartes Pecém TM, Pecém OM, Porto do Pecém e MABE são empreendimentos controlados em conjunto.

10.3 Remuneração dos administradores

10.3.1 Política ou prática de remuneração do Conselho de Administração, Diretoria e Conselho Fiscal.

Proporção de cada elemento na remuneração total, referente ao período findo em 31 de dezembro de 2013:

Conselho de Administração

Remuneração Fixa: 100%

Diretoria

Remuneração Fixa: 75%

Remuneração Variável: 25%

Conselho Fiscal

Remuneração Fixa: 100%

10.3.2 Remuneração total do Conselho de Administração, Diretoria e do Conselho Fiscal pagos pela Companhia no período findo em 31 de dezembro de 2013 (em R\$)

	Controladora			
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
2013	4 (*)	5 (**)	3 (***)	12
Número de membros	4 (*)	5 (**)	3 (***)	12
Remuneração fixa (em R\$)	798.000	3.105.309	41.984	3.945.293
Salário ou pró-labore	480.000	2.474.506	34.987	2.989.493
Benefícios diretos e indiretos (i)	n/a	135.902	n/a	135.902
Remuneração por participação em Comitês	185.000	n/a	n/a	185.000
Encargos sociais	133.000	494.901	6.997	634.898
Remuneração Variável (em R\$)	n/a	1.009.292	n/a	1.009.292
Bônus	n/a	788.509	n/a	788.509
Encargos sociais	n/a	220.783	n/a	220.783
Valor Total da remuneração	798.000	4.114.601	41.984	4.954.585

(n/a) = Não Aplicável

(*) Das 11 posições do Conselho de Administração (8 titulares e 3 posições vagas), apenas 4 membros são remunerados. A remuneração anual global dos membros do conselho de administração é até R\$860.000,00, para o período de abril de 2013 a março de 2014, conforme aprovado em Assembleia Geral Ordinária de 10 de abril de 2013.

(**) Das 6 posições da Diretoria Estatutária, 5 membros são remunerados, sendo que dos 5 membros 1 acumula 2 funções (Diretor Vice-Presidente de Finanças e Relações com Investidores e Diretor Vice-Presidente de Controle de Gestão). A remuneração anual global da Diretoria é até R\$5.600.000,00 para o período de abril de 2013 a março de 2014, conforme aprovado em Assembleia Geral Ordinária de 10 de abril de 2013.

(***) Das 3 posições do Conselho Fiscal, todos eram remunerados. A remuneração anual global dos membros do conselho fiscal era de até R\$42.409,00 para o período de abril de 2012 a março de 2013, conforme aprovado em Assembleia Geral Ordinária de 10 de abril de 2012. O Conselho Fiscal não foi instaurado para o período de abril de 2013 a março de 2014, tendo em vista a ausência do quórum mínimo de 2% previsto na Instrução CVM nº 324/00 conforme aprovado em Assembleia Geral Ordinária realizada no dia 10 de abril de 2013.

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

10.3.3 Remuneração individual máxima, mínima e média do Conselho de Administração, Diretoria e do Conselho Fiscal referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013 (em R\$)

	Controladora		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
2013	4	5	3
Número de membros	4	5	3
Valor da maior remuneração individual	288.000	1.514.604	13.996
Valor da menor remuneração individual	144.000	83.664	13.996
Valor médio da remuneração individual	199.500	685.764	13.996

11 Estoques

	Controladora		Consolidado	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Material de almoxarifado				
Resíduos e sucatas				
Total				

Em 2013, as controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa realizaram um estudo nos estoques de equipamentos de medição que haviam sido retirados das unidades consumidoras no período de 2009 a 2012, por questões operativas. Após esse estudo constatou-se que esses equipamentos não tinham condições operacionais de serem reaplicados em novas unidades consumidoras, levando as controladas a decidirem pela alienação desses equipamentos. Adicionalmente, as controladas realizaram uma revisão em sua política de estoques, dado uma melhor performance dos seus fornecedores (pontualidade) e melhor planejamento das demandas de mercado, o que permitiu melhorar aproveitamento dos estoques existentes e reduzir os volumes de compras, maximizando assim o giro dos estoques.

	31/12/2013		
	Cachoeira Caldeirão	CEJA (Consolidado)	Total
Circulante			
Fornecedores	2.900	36.523	39.423
Impostos e contribuições sociais	1.653	1.755	3.408
Debêntures	659.690		659.690
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas		4.164	4.164
Obrigações estimadas com pessoal	162	1.811	1.973
Provisões	37.016	2.473	39.489
Outras contas a pagar	29	212	241
	701.450	46.938	748.388
Não circulante			
Imposto de renda e contribuição social diferidos		205.236	205.236
Debêntures		356.757	356.757
Empréstimos e financiamentos		539.555	539.555
Partes relacionadas	2	18	20
Uso do bem público	7.124	8.148	15.272
Provisões	12.918	351	13.269
Outras contas a pagar		2	2
	20.044	1.110.067	1.130.111
Total dos Passivos não circulantes mantidos para venda	721.494	1.157.005	1.878.499
Saldo líquido	(1.414)	449.449	448.035
Custo de transação			1.099
Total dos Ativos não circulantes mantidos para venda			449.134

13.1 Informações sobre a Demonstração do Fluxo de Caixa

	31/12/2013		
	Cachoeira Caldeirão	CEJA (Consolidado)	Total
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas)			
atividades operacionais	13.100	(2.817)	10.283
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(178.845)	(457.566)	(636.411)
Caixa líquido proveniente das atividades financiamento	644.808	474.187	1.118.995
Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa	479.063	13.804	492.867

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)									
15 Outros créditos - Ativo e Outras contas a pagar - Passivo									
	Nota	Controladora				Consolidado			
		Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante	
		31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Outros créditos - Ativo									
Adiantamentos a empregados		35	250			721	1.180		
Adiantamentos a fornecedores						933	833		
Créditos a receber - clientes						270			
Subvenção baixa renda						7.166	4.477		
Modicidade tarifária - baixa renda	15.1							18.453	18.453
Dispêndios a reembolsar						1.956	10.211		
Programa eficiência energética						428	428	987	987
Benefícios pós-emprego						406		1.232	
Bens destinados à alienação	15.2					3.616	45.170		
Desativação em curso		482				482			
Serviços em curso						5.020	5.118		
Serviços prestados a terceiros			62			13.744	14.610		
Desativações e alienações em curso						476	1.815		
Compartilhamento de infraestrutura							1.428		
Instrumentos financeiros derivativos								24.504	12.594
Outras subvenções tarifárias	15.3					32.687			
Ressarcimento de custos - CDE	15.4					2.137			
Convênios de arrecadação						1.607	2.852		
Outros	15.5	439	1.477	14.898	14.291	4.188	4.599	14.902	14.293
Total		956	1.789	14.898	14.291	75.837	92.721	60.078	46.327
Outras contas a pagar - Passivo									
Adiantamentos recebidos - alienação de bens e direitos						1.083	55.419		
Contribuição de iluminação pública						14.646	15.213		
Credores diversos - consumidores						12.617	11.170		
Folha de pagamento		963	994			5.639	7.418		
Modicidade tarifária - baixa renda						646	1.250	10.017	10.017
Cessão de créditos de ICMS	8.3					4.602	22.042		
Juros sobre empréstimo compulsório						358	358		
Arrecadação de terceiros a repassar						6.397			
Valores a pagar TVs a cabo e telefonia						2.949	2.941		
Outros	15.5	3.522	3.737	683	449	14.566	18.134	958	5.545
Total		4.485	4.731	683	449	63.503	133.945	10.975	15.562

15.1 Modicidade tarifária - baixa renda

Atendendo ao Termo de Notificação nº 1.091/05, pelo qual a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP, determinou a correção de critérios de cadastramento do equipamento de medição instalados em unidades consumidoras residenciais, alterando de bifásicas para monofásicas com efeito retroativo ao ano de 2002, a EDP Bandeirante, no exercício de 2010, efetuou a revisão dos faturamentos na condição de residencial Baixa Renda, envolvendo a restituição de valores. A EDP Bandeirante registrou, no exercício de 2008, o montante de R\$47.640 referente a valores a devolver aos consumidores faturados originalmente sem o respectivo desconto da tarifa social. No exercício de 2010 foi efetuada a revisão da base de enquadramento e, em decorrência dessa nova base, a posição inicial passou a ser de R\$29.698. A restituição aos consumidores passou a ser efetuada a partir do faturamento de março de 2009 e, conforme ajustado com ANEEL/ARSESP, na medida em que a EDP Bandeirante comprova a devolução, passa a contar com o direito de reaver valores a título de subvenção econômica, conforme estabelece a regulamentação em vigor. Até 31 de dezembro de 2013 a EDP Bandeirante já havia restituído o montante de R\$19.035. No mês de dezembro de 2013 a ARSESP encerrou fiscalização na EDP Bandeirante, validando o encaminhamento do montante parcial deduzido dos respectivos impostos de R\$10.371 à ANEEL, com vistas à homologação e recebimento da subvenção. Resta ainda a ser restituído aos clientes o montante de R\$10.663 de unidades consumidoras ativas e inativas. Na medida em que a EDP Bandeirante for comprovando a restituição e a ARSESP validar os valores, novas homologações líquidas de impostos devem ser realizadas pela ANEEL com vistas ao recebimento da subvenção econômica.

Como as restituições são realizadas mediante compensação nos faturamentos mensais, os casos de unidades consumidoras inativas devem exigir medidas da EDP Bandeirante com vistas a identificar a nova localização do cliente para efetuar a devolução.

15.2 Bens destinados à alienação

Do saldo de R\$45.170 em 31 de dezembro de 2012, R\$41.685 referiam-se ao saldo que a EDP Escelsa tinha a receber da venda de imóvel, de acordo com Instrumento de Compromisso de Compra e Venda de Imóveis assinado pela Controlada, em 27 de novembro de 2012, com Campo Participações Imobiliárias S.A., tendo como objeto o compromisso de venda da proporção de 85.300 m² do imóvel com área total de 107.277,58 m² (Registrado no cartório de Registro de Imóveis da Serra/ES), localizado na Rodovia BR 101 Norte, nº 3.450, Planalto de Carapina, Município de Serra, Estado do Espírito Santo. Os valores propostos da venda excederam substancialmente o valor contábil dos respectivos ativos gerando um ganho na alienação de R\$52.685. O processo de desmembramento e desmobilização foi concluído em setembro de 2013 o que

motivou a respectiva baixa dos valores reconhecidos no passivo e, consequentemente, com o registro do ganho da alienação.

15.3 Outras subvenções tarifárias

Conforme previsto no art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438/02, redação dada pela Medida Provisória nº 605/13, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891/13, refere-se a subvenção com recursos da CDE, a repassar pela Eletrobrás às controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa, relativo aos descontos para atividade rural, irrigante e tratamento de água, esgoto e saneamento retirados da estrutura tarifária a partir do dia 24 de janeiro de 2013.

O disposto no Decreto nº 8.020, de 29 de maio de 2013, modificou disposições do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, e possibilitou a ANEEL a autorizar o repasse antecipado para recebimento dos recursos da CDE, para a cobertura dos descontos incidentes sobre as tarifas e à redução equilibrada das tarifas, homologadas pela ANEEL por meio do Despacho ANEEL nº 1.711, de 29 de maio de 2013, referente as competências de maio a novembro de 2013

Do montante de R\$21.176 anuído à EDP Bandeirante por meio do referido Despacho, foi recebido parcialmente em outubro de 2013 o valor de R\$17.903, referente às competências de maio a setembro de 2013. O saldo em 31 de dezembro de 2013 refere-se ao período de outubro a dezembro de 2013.

Do montante de R\$69.330 anuído à EDP Escelsa por meio do referido Despacho, foi recebido parcialmente em outubro de 2013 o valor de R\$49.522, referente às competências de maio a setembro de 2013. O saldo em 31 de dezembro de 2013 refere-se ao período de outubro a dezembro de 2013.

15.4 Ressarcimento de custos - CDE

O saldo de R\$2.167 refere-se a valores a receber da Eletrobrás pela EDP Bandeirante, referente a ressarcimento de custos decorrente de exposição ao risco hidrológico dos contratos de cota de garantia física, Encargos de Serviço de Sistema e exposição involuntária relativo a não adesão ao regime de cotas por algumas hidrelétricas, conforme Decreto nº 7.891/13 (Nota 4.5), referente aos meses de novembro e dezembro de 2013.

15.5 Outros credores e outros devedores - circulante e não circulante

Referem-se, basicamente, a valores a receber da permuta das ações detidas pela Companhia na Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - Enersul com as ações de controle da Investco anteriormente pertencentes ao Grupo Rede Energia S.A., no montante de R\$11.700 (R\$11.036 em 31 de dezembro de 2012). A Companhia apresenta passivo contingente, no valor de R\$40.590 conforme apresentado na nota 29.1.1.4.

16 Investimentos

16.1 Movimentação dos investimentos no exercício

	Controladora									% Participação direta		
	Saldos em 31/12/2012	Adições	Baixas	Equivalência patrimonial	Dividendos/ JSCP	Outros resultados abrangentes	Provisão para Perdas	Transferência	Transferência para passivo a descoberto	Saldo em 31/12/2013	31/12/2013	31/12/2012
EDP Bandeirante	779.289	85.000		190.781	(52.120)	101.306				1.104.256	100,00	100,00
EDP Escelsa	614.465			134.008	(40.899)	(20.383)				687.191	100,00	100,00
Lajeado	636.456		(251.380)	100.490	(113.455)	124				372.235	55,86	55,86
Lajeado (Mais Valia)	130.400			(2.697)		(1.608)				126.095	55,86	55,86
Enercouth	4.812			(141)						4.671	100,00	100,00
Enerpeixe	785.478			131.530	(128.940)					788.068	60,00	60,00
Energest	495.611			108.243	(63.160)	(380)				540.314	100,00	100,00
EDP Comercializadora	60.796		(68)	43.243	(39.985)					63.986	100,00	100,00
CEJA		88.300		(48)				(75.099)	(13.153)	-	100,00	100,00
Porto do Pecém	611.433	98.600		(141.171)		11.379				580.241	50,00	50,00
Pecém TM	338			111						449	50,00	50,00
Pecém OM	369			(162)						207	50,00	50,00
EDP Renováveis	89.176			793						89.969	45,00	45,00
Resende	9.830			(36)						9.794	100,00	100,00
EDP Grid				1.516					1.791	3.307	100,00	100,00
Mabe Brasil		18		(1)			(17)			-	50,00	
Outros	5.320		(320)					(5.000)		-		
	4.223.773	271.918	(251.768)	566.459	(438.559)	90.438	(17)	(80.099)	(11.362)	4.370.783		
Direito de Concessão												
EDP Bandeirante	22.959								(1.457)	21.502		
Enerpeixe	2.766								(116)	2.650		
Lajeado Energia	70.770								(3.538)	67.232		
Porto do Pecém (Nota 17)	3.580								(117)	3.463		
Pantanal	8.702		(890)						(569)	7.243		
	108.777	-	(890)	-	-	-	-	-	(5.797)	102.090		
Goodwill												
Lajeado e Investco	42.293									42.293		
	42.293	-	-	-	-	-	-	-	-	42.293		
	4.374.843	271.918	(252.658)	566.459	(438.559)	90.438	(17)	(80.099)	(17.159)	4.515.166		

Do total das Baixas de R\$252.658, R\$251.380 referem-se a redução de Capital social da controlada Lajeado aprovado em AGE de 3 de maio de 2013, por julgá-lo excessivo. A referida redução foi aprovada pela ANEEL por meio do Despacho nº 1.520 de 15 de maio de 2013.

Do total de Transferência de R\$80.099, R\$75.099 referem-se a transferência do saldo de Investimentos da controlada CEJA para a rubrica Ativos não circulantes mantidos para venda na Controladora (Nota 13) e R\$5.000 referem-se a transferência do saldo de Investimentos para a rubrica Propriedade para investimento.

Conforme ICPC09 o Direito de Concessão e o *Goodwill* são contabilizados como investimentos na controladora.

	Consolidado							
	Saldos em 31/12/2012	Adições	Baixas	Equivalência patrimonial	Outros resultados abrangentes	Incorporação	Outros movimentos	Saldo em 31/12/2013
EDP Energias do Brasil								
EDP Renováveis	89.176			793				89.969
Porto do Pecém	611.433	98.600		(141.171)	11.379			580.241
Pecém TM	338			111				449
Pecém OM	369			(162)				207
Outros	5.320		(320)				(5.000)	-
Lajeado								
Outros	55		(55)					-
Resende								
Outros	520						(520)	-
EDP Comercializadora								
BBCE	200							200
Outros Investimentos								
Enercouth	1.271							1.271
Total	708.682	98.600	(375)	(140.429)	11.379	-	(5.520)	672.337

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)

Processos nº 2009.81.00.016918-2 e nº 0002218-23.2010.4.05.8100

Ação civil pública proposta pelo Ministério Público Federal ("MPF"), buscando a proteção de direitos e interesses coletivos relacionados à comunidade indígena Anacé, buscando-se evitar a desapropriação e o reassentamento do grupo étnico do seu território tradicional, ou seja, resguardar supostos direitos territoriais dos índios dessa etnia. Para tanto, formulou pedido liminar de suspensão de licenciamentos ambientais de projetos desenvolvidos na área e paralisação de todas as obras.

17.3 Compromissos contratuais e Garantias

17.3.1 Compromissos contratuais

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

31/12/2013

	Total	Até 1 ano	Entre 1 a 3 anos	Entre 3 a 5 anos	Acima de 5 anos
Responsabilidades com locações operacionais	5.515	400	331	362	4.422
Obrigações de compra	402.126	263.385	16.672	17.969	104.100
Juros Vincendos de Empréstimos e Financiamentos	427.097	66.792	102.811	97.267	160.227
	834.738	330.577	119.814	115.598	268.749

17.3.2 Garantias

Tipo de garantia oferecida

	31/12/2013	31/12/2012
	Valor	Valor
Depósito Cauconado	149	649
Fiança Bancária	67.000	76.519
Notas Promissórias	1.101.677	1.024.314
Penhor de Ações	943.436	844.836
Seguro garantia		63.043

18 Ativo financeiro indenizável

As controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa possuem saldo de R\$779.354 (R\$690.278 em 31 de dezembro de 2012) no não circulante referente a crédito a receber do Poder Concedente relacionado ao direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da prestação de serviços outorgados. Estes ativos financeiros são avaliados a valor justo com base no Valor Novo de Reposição - VNR dos ativos vinculados à concessão, emitido no laudo de avaliação da Base de remuneração regulatória - BRR e atualizados pelo IGPM até a data do balanço e que serão reversíveis ao Poder Concedente no final da concessão.

20 Imobilizado

	Controladora							
	31/12/2013				31/12/2012			
	Taxa média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Taxa média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
Imobilizado em serviço								
Administração								
Edificações, obras civis e benfeitorias	6,25	8	(5)	3	6,25	8	(5)	3
Máquinas e equipamentos	12,53	1.852	(886)	966	12,64	1.281	(688)	593
Veículos	14,29	1.692	(750)	942	14,29	1.281	(611)	670
Móveis e utensílios	6,25	2.655	(866)	1.789	6,25	1.590	(1.076)	514
Total do Imobilizado em serviço		6.207	(2.507)	3.700		4.160	(2.380)	1.780
Imobilizado em curso								
Distribuição		2		2				
Administração		15.419		15.419		3.224		3.224
Total do imobilizado em curso		15.421	-	15.421		3.224	-	3.224
Total imobilizado		21.628	(2.507)	19.121		7.384	(2.380)	5.004

	Consolidado							
	31/12/2013				31/12/2012			
	Taxa média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Taxa média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
Imobilizado em serviço								
Geração								
Terrenos		164.580		164.580		169.090		169.090
Reservatórios, barragens e adutoras	1,03	2.017.641	(374.843)	1.642.798	1,87	1.993.878	(329.795)	1.664.083
Edificações, obras civis e benfeitorias	1,82	777.153	(189.537)	587.616	2,52	776.741	(174.598)	602.143
Máquinas e equipamentos	1,93	1.753.930	(410.910)	1.343.020	3,37	1.792.713	(378.285)	1.414.428
Veículos	9,78	4.231	(2.842)	1.389	15,63	3.887	(2.987)	900
Móveis e utensílios	2,02	2.415	(1.497)	918	5,91	2.413	(1.274)	1.139
		4.719.950	(979.629)	3.740.321		4.738.722	(886.939)	3.851.783
Sistema de transmissão associada								
Terrenos		1		1		1		1
Edificações, obras civis e benfeitorias	3,33	8.424	(3.969)	4.455	3,71	8.475	(3.711)	4.764
Máquinas e equipamentos	3,35	86.565	(26.747)	59.818	3,59	83.422	(23.085)	60.337
		94.990	(30.716)	64.274		91.898	(26.796)	65.102
Administração								
Terrenos		3.638		3.638		3.638		3.638
Edificações, obras civis e benfeitorias	3,84	164	(49)	115	3,84	164	(43)	121
Máquinas e equipamentos	12,17	3.929	(1.782)	2.147	12,98	4.645	(2.386)	2.259
Veículos	14,04	3.949	(2.018)	1.931	14,50	3.681	(1.825)	1.856
Móveis e utensílios	5,66	3.951	(1.453)	2.498	6,66	3.282	(2.008)	1.274
		15.631	(5.302)	10.329		15.410	(6.262)	9.148
Atividades não vinculadas à concessão								
Terrenos		85		85		85		85
Móveis e utensílios	6,65	364	(276)	88	6,64	369	(257)	112
		449	(276)	173		454	(257)	197
Total do Imobilizado em serviço		4.831.020	(1.015.923)	3.815.097		4.846.484	(920.254)	3.926.230
Imobilizado em curso								
Distribuição		3		3		1		1
Geração		194.345		194.345		631.442	(7.800)	623.642
Administração		16.771		16.771		4.455		4.455
Total do imobilizado em curso		211.119	-	211.119		635.898	(7.800)	628.098
Total imobilizado		5.042.139	(1.015.923)	4.026.216		5.482.382	(928.054)	4.554.328

A movimentação do imobilizado no exercício é a seguinte:

	Controladora						
	Valor líquido em 31/12/2012	Ingressos	Transferência para intangível em serviço	Depreciação	Baixas	Valor líquido em 31/12/2013	
Imobilizado em serviço							
Edificações, obras civis e benfeitorias	3					3	
Máquinas e equipamentos	593			573	(200)	966	
Veículos	670			528	(164)	942	
Móveis e utensílios	514			1.450	(92)	1.789	
Total do imobilizado em serviço	1.780	-		2.551	(456)	(175)	3.700
Total do Imobilizado em curso	3.224	16.032		(3.353)	-	(482)	15.421
Total do imobilizado	5.004	16.032		(802)	(456)	(657)	19.121

www.edp.com.br

continua

A movimentação do exercício é a seguinte:

	Valor líquido em 31/12/2012	Transfe-rências de intangível	Valor Justo	Baixas	Valor líquido em 31/12/2013
Ativo financeiro indenizável	690.278	84.606	14.193	(9.723)	779.354
Total	690.278	84.606	14.193	(9.723)	779.354
Não circulante	690.278				779.354
	690.278				779.354

19 Propriedades para investimentos

Os saldos em 31 de dezembro de 2013 referem-se aos investimentos em terrenos e imóveis que não fazem parte da atividade operacional da Companhia e suas controladas e pelos quais se auferem uma renda. Estas propriedades para investimento são avaliadas ao custo de aquisição.

O valor justo destas propriedades em 31 de dezembro de 2013 foi feito de acordo com avaliação efetuada pela Companhia e suas controladas, com base em informações obtidas no mercado. De acordo com a hierarquia de valor justo estabelecida pelo CPC 46, estas propriedades para investimento enquadram-se na mensuração de Nível 2.

	Saldo Contábil em 31/12/2013	Valor Justo em 31/12/2013
EDP - Energias do Brasil	5.000	5.600
EDP Bandeirante	3.053	18.078
EDP Escelsa	1.040	6.009
Energest	4.481	6.839
Pantanal	9	986
	13.583	37.512

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012									
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)									
Consolidado									
	Valor líquido		Juros		Transferência para Ativo				Valor líquido
	em 31/12/2012	Ingressos	Capitalizados	Transferências	Depreciação	Baixas	Mantido para Venda	Reclassificação	em 31/12/2013
Imobilizado em serviço									
Terrenos	172.815					(4.510)			168.305
Reservatórios, barragens e adutoras	1.669.388			5.795	(40.261)	(3.690)		16.869	1.648.101
Edificações, obras civis e benfeitorias	607.032			3.385	(16.999)	(886)		(345)	592.187
Máquinas e equipamentos	1.471.716			13.880	(60.452)	(9.096)	(10)	(16.363)	1.399.675
Veículos	2.755			1.583	(805)	(95)	(18)	(100)	3.320
Móveis e utensílios	2.524	1		1.639	(396)	(198)		(61)	3.509
Total do imobilizado em serviço	3.926.230	1	-	26.282	(118.913)	(18.475)	(28)	-	3.815.097
Total do Imobilizado em curso	628.098	729.115	37.094	(27.135)	-	(9.287)	(1.157.014)	10.248	211.119
Total do imobilizado	4.554.328	729.116	37.094	(853)	(118.913)	(27.762)	(1.157.042)	10.248	4.026.216

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013 não houve indicação, seja por meio de fontes externas de informação ou fontes internas, de que algum ativo tenha sofrido desvalorização. Dessa forma em 31 de dezembro de 2013 entendemos que, o valor contábil líquido registrado dos ativos é recuperável e, portanto, não houve necessidade de proceder o teste de recuperabilidade dos ativos pela Administração da Companhia e suas controladas.

20.1 Ingressos - Consolidado

Os ingressos referem-se basicamente à construção da UHE Santo Antônio do Jari apresentando saldos representativos nas rubricas: Edificações, obras civis e benfeitorias no valor de R\$172.227 e Máquinas e equipamentos no valor de R\$191.424 e na construção da UHE Cachoeira Caldeirão na rubrica Reservas, barragens e adutoras R\$143.484 e Máquinas e equipamentos R\$50.072.

Construção UHE Santo Antônio do Jari

A controlada indireta ECE Participações celebrou um contrato de *Engineering Procurement and Construction* - *EPC* na modalidade *turn-key* pleno com um consórcio constituído pelas empresas CESBE S.A. Engenharia e Empreendimentos, Alstom Brasil Energia e Transporte Ltda e Areva Koblitz S.A.

A construção da UHE Santo Antônio do Jari tem evoluído de acordo com o cronograma previsto:

A Licença de Instalação do projeto foi emitida em junho de 2011 e as obras foram iniciadas em agosto de 2011 com conclusão prevista para o final de 2014. No ano de 2012, foram também emitidas as Licenças de Instalação específicas para: (i) a construção da Linha de Transmissão (LT) 230 kV para conexão à Rede Básica; e (ii) a implantação do Projeto de Realocação da Vila de São Francisco do Iratapuru.

O investimento correspondente à participação da Companhia totalizou R\$457.914, excluindo juros capitalizados no projeto de R\$26.903.

O investimento total previsto para o projeto situa-se entre R\$1.270 mil e R\$1.410 mil.

21 Intangível

Controladora							
31/12/2013				31/12/2012			
Taxa média de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Taxa média de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido
19,98	3.874	(2.446)	1.428	20,00	2.770	(2.139)	631
	3.874	(2.446)	1.428		2.770	(2.139)	631
	849		849		1.039		1.039
	849	-	849		1.039	-	1.039
	4.723	(2.446)	2.277		3.809	(2.139)	1.670
Consolidado							
31/12/2013				31/12/2012			
Taxa média de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Taxa média de amortização %	Reclassificado	Amortização acumulada	Reclassificado
					Custo histórico		Valor líquido
4,03	4.327.188	(2.650.105)	1.677.083	4,02	4.188.378	(2.441.753)	1.746.625
	38.143	(15.184)	22.959		38.143	(15.184)	22.959
	4.365.331	(2.665.289)	1.700.042		4.226.521	(2.456.937)	1.769.584
12,67	2.191	(1.805)	386	19,58	4.080	(3.111)	969
	408		408		505		505
7,02	3.820	(2.826)	994	15,65	3.854	(2.325)	1.529
0,37	175.290	(46.095)	129.195	3,27	171.560	(39.864)	131.696
3,21	929.165	(292.601)	636.564	1,97	1.514.871	(256.878)	1.257.993
	1.110.874	(343.327)	767.547		1.694.870	(302.178)	1.392.692
	373		373		276		276
	373	-	373		276	-	276
19,56	11.086	(7.270)	3.816	20,00	6.298	(4.511)	1.787
	11.086	(7.270)	3.816		6.298	(4.511)	1.787
	5.487.664	(3.015.886)	2.471.778		5.927.965	(2.763.626)	3.164.339
	227.444		227.444		175.255		175.255
	46.423		46.423		49.388		49.388
	1.409		1.409		2.044		2.044
	275.276	-	275.276		226.687	-	226.687
	940.511		940.511		940.511		940.511
	(940.511)		(940.511)		(940.511)		(940.511)
	352.972		352.972		305.048		305.048
	(352.972)		(352.972)		(305.048)		(305.048)
	-	-	-		-	-	-
	42.293		42.293		42.293		42.293
	42.293	-	42.293		42.293	-	42.293
	5.805.233	(3.015.886)	2.789.347		6.196.945	(2.763.626)	3.433.319

continuação

EDP - Energias do Brasil S.A.

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

24 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

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

	Empresa	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade
Moeda estrangeira						
BEI - Banco Europeu de Investimento	EDP Bandeirante	EUR 45.000	17/02/2012	EUR 15.000	19/02/2012 a 17/02/2018	Ampliação e reforço da rede elétrica da área de distribuição da Bandeirante, para manutenção e melhoria da qualidade do abastecimento e para a redução das perdas no sistema.
(-) BEI - Custo da transação	EDP Bandeirante	(110)	17/02/2012	(110)	19/02/2012 a 17/02/2018	
BEI - Banco Europeu de Investimento	EDP Escelsa	EUR 45.000	17/02/2012	EUR 15.000	19/02/2012 a 17/02/2018	Ampliação e reforço da rede elétrica da área de distribuição da Escelsa, para manutenção e melhoria da qualidade do abastecimento e para a redução das perdas no sistema.
Moeda nacional						
Eletrobrás Reluz - ECF 2617/07	EDP Bandeirante	608	09/04/2007	608	30/05/2008 a 30/04/2013	Programa Reluz - Município de Aparecida/SP
Eletrobrás Reluz - ECF 2656/07	EDP Bandeirante	3.911	12/12/2007	3.594	30/03/2009 a 28/02/2014	Programa Reluz - Município de Taubaté/SP
Eletrobrás Reluz - ECF 2657/07	EDP Bandeirante	10.036	12/12/2007	9.919	30/05/2010 a 30/04/2015	Programa Reluz - Município de Guarulhos/SP
Eletrobrás Reluz - ECF 2658/07	EDP Bandeirante	2.946	12/12/2007	2.449	30/03/2009 a 28/02/2014	Programa Reluz - Município de Suzano/SP
Eletrobrás Reluz - ECF 2779/09	EDP Bandeirante	3.517	18/03/2010	2.651	30/08/2012 a 30/07/2017	Programa Reluz - Município de Guaratinguetá/SP
Eletrobrás Reluz - ECF 2800/09	EDP Bandeirante	3.392	27/05/2010	2.506	30/07/2012 a 30/07/2017	Programa Reluz - Município de Mogi das Cruzes/SP
Eletrobrás LPT - ECFS 019/04	EDP Bandeirante	11.523	28/05/2004	9.342	30/08/2006 a 30/07/2016	Programa Luz para Todos
Eletrobrás LPT - ECFS 184/07	EDP Bandeirante	12.359	25/06/2007	11.015	30/11/2009 a 30/10/2019	Programa Luz para Todos
Banco do Brasil e Santander - Cédula de Crédito Bancário	EDP Bandeirante	102.000	05/12/2006	102.000	05/06/2007 a 05/12/2013	Capital de Giro
Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial	EDP Bandeirante	30.000	22/06/2011	30.000	22/06/2011 a 06/06/2014	Capital de Giro
BNDES - Banco do Brasil	EDP Bandeirante	35.513	27/12/2007	35.513	15/07/2008 a 15/06/2014	Programa de Investimentos de maio de 2006
BNDES - Banco Santander	EDP Bandeirante	35.513	27/12/2007	35.513	15/07/2008 a 15/06/2014	Programa de Investimentos de maio de 2006
BNDES - BB/CALC	EDP Bandeirante	153.283	29/01/2009	141.271	17/02/2010 a 17/06/2019	Programas de investimentos nos segmentos de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica.
BNDES - BB/CALC	EDP Escelsa	164.091	29/01/2009	155.228	17/02/2010 a 15/05/2017	Programas de investimentos nos segmentos de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica.
(-) BNDES -CALC - Custos de transação	EDP Escelsa	(205)	29/01/2009	(205)	17/02/2010 a 15/05/2017	
Eletrobrás Reluz - ECF 2481/05	EDP Escelsa	1.230	30/09/2008	924	30/01/2012 a 30/12/2016	Programa Reluz - Município de Viana/ES
Eletrobrás Reluz - ECF 2488/05	EDP Escelsa	261	12/07/2007	214	30/12/2008 a 30/11/2013	Programa Reluz - Município de Alfredo Chaves/ES
Eletrobrás Reluz - ECF 2500/05	EDP Escelsa	380	12/07/2007	294	30/12/2008 a 30/11/2013	Programa Reluz - Município de Santa Maria de Jetiba/ES
Eletrobrás LPT - ECFS 031/04	EDP Escelsa	30.968	21/05/2004	22.729	30/08/2006 a 30/07/2016	Programa Luz para Todos
Eletrobrás LPT - ECFS 106/05	EDP Escelsa	50.304	20/11/2005	37.114	30/05/2008 a 30/04/2018	Programa Luz para Todos
Eletrobrás LPT - ECFS 181/07	EDP Escelsa	75.764	25/06/2007	44.821	30/04/2010 a 30/04/2020	Programa Luz para Todos
Eletrobrás LPT - ECFS 258/09	EDP Escelsa	56.737	28/08/2009	17.021	30/01/2012 a 30/12/2021	Programa Luz para Todos
Banco do Brasil e Santander - Cédula de Crédito Bancário	EDP Escelsa	40.400	09/02/2007	40.400	09/08/2007 a 10/02/2014	Capital de Giro
Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial	EDP Escelsa	135.000	24/06/2010	135.000	29/11/2010 a 29/05/2015	Capital de Giro
Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial	EDP Escelsa	45.000	27/05/2011	45.000	27/05/2011 a 09/05/2014	Capital de Giro
(-) Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial - Custos de Transação	EDP Escelsa	(2.025)	24/06/2010	(2.025)	29/05/2015	
BNDES - Banco do Brasil	EDP Escelsa	35.358	27/12/2007	33.160	15/07/2008 a 15/06/2014	Programa de investimentos em expansão, modernização e melhoria do desempenho da rede de distribuição de energia elétrica.
BNDES - Banco Santander	EDP Escelsa	35.358	27/12/2007	33.160	15/07/2008 a 15/06/2014	Programa de investimentos em expansão, modernização e melhoria do desempenho da rede de distribuição de energia elétrica.
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário	EDP Escelsa	90.000	04/10/2012	90.000	04/10/2012 a 24/09/2014	Financiamento para comercialização de energia elétrica para a atividade agropecuária.
(-) Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário - Custos de Transação	EDP Escelsa	(1.689)	04/10/2012	(1.689)	04/10/2012 a 24/09/2014	
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário 21/00804-3	EDP Escelsa	68.000	13/02/2013	68.000	13/02/2013 a 03/02/2015	Capital de Giro
(-) Custo de transação	EDP Escelsa	1.273	13/02/2013	1.273	13/02/2013 a 03/02/2015	
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário	Energest	48.000	20/02/2008	48.000	20/02/2011 a 20/02/2015	Implantação da pequena central hidrelétrica Santa Fé.
BNDES	Energest	25.404	13/11/2009	20.004	15/06/2010 a 15/05/2018	Programa de Investimento
Eletrobrás Reluz - ECF 1568/97	Costa Rica	5.375	04/11/1997	5.375	30/10/2010 a 31/05/2014	Construção da Usina Hidrelétrica Costa Rica.
BNDES	Enerpeixe	335.000	21/05/2004	335.000	17/03/2008 a 15/01/2016	Implantação da Usina Hidrelétrica Peixe Angelical.
Banco Itaú	Enerpeixe	100.500	21/05/2004	100.500	17/03/2008 a 15/01/2016	Implantação da Usina Hidrelétrica Peixe Angelical.
Bradesco	Enerpeixe	83.750	21/05/2004	83.750	17/03/2008 a 15/01/2016	Implantação da Usina Hidrelétrica Peixe Angelical.
Banco Itaú	Enerpeixe	67.000	21/05/2004	67.000	17/03/2008 a 15/01/2016	Implantação da Usina Hidrelétrica Peixe Angelical.
Banco do Brasil	Enerpeixe	83.750	21/05/2004	83.750	17/03/2008 a 15/01/2016	Implantação da Usina Hidrelétrica Peixe Angelical.
BNDES - Banco do Brasil	Santa Fé	75.633	11/05/2009	75.633	15/04/2010 a 15/02/2024	Implantação da pequena central hidrelétrica Santa Fé
Ações recebíveis cumulativa	Investco					Ações preferenciais resgatáveis A, B e C
BNDES	ECE Participações	736.807	13/12/2012	518.000	13/12/2012 a 15/05/2031	Implementação do projeto de construção da UHE Jari.
(-) BNDES - Custos de Transação	ECE Participações	(1.474)	13/12/2012	(1.474)	13/12/2012 a 15/05/2031	
Resultados do Swaps						
Goldman Sachs	EDP Bandeirante	Proteção de VC e taxa de juros da dívida junto ao BEI	09/02/2012		19/02/2012 a 17/02/2018	Hedge frente ao financiamento do BEI.
Goldman Sachs	EDP Escelsa	Proteção de VC e taxa de juros da dívida junto ao BEI	09/02/2012		19/02/2012 a 17/02/2018	Hedge frente ao financiamento do BEI.
Total						
A forma de realização das dívidas é ao custo e do resultado de Swap é ao mercado.						
Para maiores informações a respeito das garantias, vide nota 39.2.						
				www.edp.com.br		

continuação

EDP - Energias do Brasil S.A.

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

A EDP Escelsa mantém atualmente planos de suplementação de aposentadorias e pensão em favor dos colaboradores e ex-colaboradores e outros benefícios pós-emprego, compostos por assistência médica, seguro de vida, AIA - Auxílio de Incentivo a Aposentadoria e outros benefícios a aposentados.

25.2.1 Planos de suplementação de aposentadoria e pensões

25.2.1.1 Planos de Benefício definido e Contribuição variável

• Plano I - Escelsos estruturado na modalidade “Benefício Definido”, sob gestão da EnerPrev - Previdência Complementar do Grupo EDP - Energias do Brasil e cadastrado no Cadastro Nacional dos Planos de Benefícios - CNPB na Superintendência Nacional de Previdência Complementar - PREVIC. O Plano de custeio é sustentado paritariamente por contribuições da patrocinadora e do participante, conforme o regulamento do plano.

• Plano II - Escelsos estruturado na modalidade “Contribuição Variável”, sob gestão da EnerPrev - Previdência Complementar do Grupo EDP - Energias do Brasil e cadastrado no CNPB na PREVIC. O Plano de custeio é sustentado paritariamente por contribuições da patrocinadora e do participante, conforme o regulamento do plano. Uma série de premissas podem ter sua realização diferente da calculada na avaliação atuarial devido a fatores

como mudanças nas premissas econômicas ou demográficas e mudanças nas disposições do plano ou da legislação aplicável a planos de previdência.

As obrigações dos planos são calculadas usando uma taxa de desconto que é estabelecida com base na rentabilidade de títulos do governo do tipo NTN-B. Desta forma, caso a rentabilidade dos ativos dos planos sejam diferentes da rentabilidade da NTN-B, haverá um ganho ou perda atuarial aumentando ou diminuindo o déficit/superávit atuarial destes benefícios.

As práticas de investimento dos planos se pautam pela busca e manutenção de ativos líquidos e dotados de rentabilidade necessária para cumprir estas obrigações no curto, médio e longo prazos, mantendo um equilíbrio entre os ativos e os compromissos do passivo com o objetivo de gerar uma liquidez compatível com o crescimento e a proteção do capital, visando garantir o equilíbrio de longo prazo entre os ativos e as necessidades ditadas pelos fluxos atuariais futuros.

A avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2013 demonstrou que, para esses planos previdenciários, o valor justo dos ativos supera o valor presente das obrigações atuariais, conforme demonstrado a seguir:

	2013				2012			
	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrição de reconhecimento de ativo	Ativo reconhecido	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrição de reconhecimento de ativo	
Saldo inicial reconhecido	(191.146)	281.201	(90.055)		(159.876)	258.427	(98.551)	
Custo do serviço corrente	(854)		854		(394)		394	
Custo dos juros	(17.130)		17.130		(15.699)		15.699	
Rendimento esperado dos ativos		25.525	(25.525)			27.961	(27.961)	
Custo do serviço passado	(27.977)		27.977					
Ganhos/(perdas) atuariais	42.897	(8.292)	(34.605)		(26.995)	6.421	20.574	
Contribuições pagas pela EDP Escelsa		383	(383)			210	(210)	
Contribuições pagas pelos empregados	(382)	382			(206)	206		
Benefícios pagos pelo plano	14.326	(14.326)			12.024	(12.024)		
Mudança na recuperação do superávit				1.638				
Saldo final	(180.266)	284.873	(104.607)	1.638	(191.146)	281.201	(90.055)	

A apresentação de superávits nos planos previdenciários de Benefício definido reduzem o risco de eventual passivo atuarial futuro para a EDP Escelsa. A Administração da EDP Escelsa não registrou o ativo decorrente de superávit atuarial do Plano I por não estar assegurada a efetiva redução das contribuições da patrocinadora ou a reversão de valores no futuro. Com relação ao superávit atuarial apurado para o Plano II, a EDP Escelsa registrou como ativo o valor presente de R\$1.638 da redução de futuras contribuições, conforme autorizado pela PREVIC por meio da Portaria nº 664/2013.

Na qualidade de patrocinadora, a EDP Escelsa contribuiu com uma parcela mensal proporcional à contribuição realizada pelos participantes da EnerPrev, de acordo com o estabelecido em cada plano de benefícios. A EDP Escelsa contribuiu no exercício de 2013 com R\$2.931 (R\$2.882 em 2012).

Os vencimentos do plano de benefício, calculado na avaliação atuarial, considera o seguinte fluxo futuro de pagamentos:

Vencimento	2013		2012	
	Plano I	Plano II	Plano I	Plano II
Circulante			2	723
2014	9.745	4.668		
	9.745	4.668		
Não circulante				
2015	10.078	4.924		
2016	10.404	5.188		
2017	10.721	5.462		
2018	11.026	5.744		
2019 a 2023	58.967	33.112		
	101.196	54.430		
Total	110.941	59.098		

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

Econômicas	2013		2012	
	Plano I	Plano II	Plano I	Plano II
Taxa de desconto - nominal	12,00% a.a.	12,00% a.a.	9,30% a.a.	9,30% a.a.
Crescimentos salariais futuros	6,40% a.a. até 2016, reduzindo para 5,65% a.a. a partir de 2017	6,40% a.a. até 2016, reduzindo para 5,65% a.a. a partir de 2017	6,90% a.a. até 2016, reduzindo para 5,79% a.a. a partir de 2017	6,90% a.a. até 2016, reduzindo para 5,79% a.a. a partir de 2017
Crescimento dos planos de benefícios	5,00% a.a.	5,00% a.a.	5,00% a.a.	5,00% a.a.
Inflação	5,00% a.a.	5,00% a.a.	5,00% a.a.	5,00% a.a.
Demográficas				
Tábua de mortalidade	AT 2000	AT 2000	AT 2000	AT 2000
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1

25.2.2 Auxílio Incentivo à Aposentadoria (AIA), Assistência médica, Seguro de vida e Outros benefícios a aposentados: Benefício Definido

• Auxílio Incentivo à Aposentadoria - AIA: Benefício aos empregados admitidos até 31 de dezembro de 1981, pagável por ocasião da rescisão do contrato de trabalho, independentemente do motivo de desligamento. O AIA garante um pagamento em forma de pecúlio, cujo valor foi calculado considerando, para cada empregado, a proporcionalidade do tempo de contribuição ao INSS até 31 de outubro de 1996, da remuneração e o benefício do INSS em 31 de outubro de 1996; e

• Assistência médica, seguro de vida e outros benefícios a aposentados: Cobertura com despesas de assistência médica, odontológica, medicamentos, seguro de vida e, nos casos comprovados de existência de dependente especial, correspondente a 50% do piso salarial da EDP Escelsa.

A avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2013 demonstrou uma obrigação presente para estes Planos do tipo Benefício Definido.

Uma série de premissas podem ter sua realização diferente da calculada na avaliação atuarial devido a fatores como mudanças nas premissas econômicas ou demográficas e mudanças nas disposições dos benefícios ou da legislação aplicável a estes.

A maior parte das obrigações dos benefícios consistem na concessão de benefícios vitalícios aos participantes. Por essa razão, aumentos na expectativa de vida resultarão em aumento nas obrigações dos planos. Estes benefícios são sensíveis à inflação, sendo que uma inflação maior que o previsto nesta avaliação levará a um maior nível de obrigações.

Conforme demonstrado a seguir na movimentação do exercício do passivo de Benefício definido reconhecido no Balanço patrimonial:

	2013		2012	
	Plano I	Plano II	Plano I	Plano II
Saldo inicial reconhecido	(385.061)	(385.061)	(216.584)	(216.584)
Custo do serviço corrente	(3.655)	(3.655)	(2.331)	(2.331)
Custo dos juros	(34.935)	(34.935)	(21.565)	(21.565)
Custo do serviço passado	(6.669)	(6.669)		
Custo especial por término de benefício			(130)	(130)
Ganhos/(perdas) atuariais	(30.885)	(30.885)	(163.650)	(163.650)
Benefícios pagos pelo plano	20.580	20.580	19.199	19.199
Saldo final reconhecido	(440.625)	(440.625)	(385.061)	(385.061)

O custo do serviço passado no valor de R\$6.669 apurado no exercício é referente a inclusão de 137 participantes no benefício de Seguro de vida, em decorrência de decisões judiciais.

Os ganhos e perdas decorrentes das avaliações atuariais são registrados em Outros resultados abrangentes, no Patrimônio líquido, e reconhecidos no período em que ocorrem. O saldo de perda atuarial líquido de Imposto de renda e contribuição social em 31 de dezembro de 2013 é de R\$229.119 (R\$208.735 em 31 de dezembro de 2012).

O número de participantes considerados na avaliação atuarial estão resumidos abaixo:

	2013		2012	
	Valor presente das obrigações do plano	Restrição de reconhecimento de ativo	Valor presente das obrigações do plano	Restrição de reconhecimento de ativo
Reclassificado				
Saldo inicial reconhecido	(385.061)	(385.061)	(216.584)	(216.584)
Custo do serviço corrente	(3.655)	(3.655)	(2.331)	(2.331)
Custo dos juros	(34.935)	(34.935)	(21.565)	(21.565)
Custo do serviço passado	(6.669)	(6.669)		
Custo especial por término de benefício			(130)	(130)
Ganhos/(perdas) atuariais	(30.885)	(30.885)	(163.650)	(163.650)
Benefícios pagos pelo plano	20.580	20.580	19.199	19.199
Saldo final reconhecido	(440.625)	(440.625)	(385.061)	(385.061)

A perda atuarial de R\$30.885 no valor presente das obrigações, apurado na avaliação atuarial efetuada em 31 de dezembro de 2013, foi decorrente principalmente da revisão das premissas de fator de envelhecimento e a variação na taxa de desconto nesta avaliação. Em 31 de dezembro de 2012, houve perda atuarial de R\$163.650.

As contribuições esperadas da EDP Escelsa para estes benefícios durante o exercício de 2014 são de R\$24.152.

Os vencimentos do plano de benefício, calculado na avaliação atuarial, considera o seguinte fluxo futuro de pagamentos:

Vencimento	Assistência médica e Seguro de vida		AIA	
	2013	2012	2013	2012
Circulante				
2014	23.139	1.013		
	23.139	1.013		
Não circulante				
2015	25.777	143		
2016	28.756	553		
2017	31.678	139		
2018	35.030	443		
2019 a 2023	232.385	757		
	353.626	2.035		
Total	376.765	3.048		

A despesa líquida com este benefício reconhecida no resultado e ganhos e perdas atuariais reconhecida em outros resultados abrangente em contrapartida a rubrica de Benefícios pós-emprego, tem a seguinte composição:

	2013		2012	
	2013	2012	2013	2012
Custo do serviço				
Custo do serviço corrente	3.655	2.331		
Custo dos juros	34.935	21.565		
Custo do serviço passado	6.669			
Custo especial por término de benefício		130		
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado	45.259	24.026		
Remensuração do valor líquido do passivo de benefício definido (Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudanças em premissas demográficas	65.948			
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência	91.608	105.696		
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudanças em premissas financeiras	(126.671)	57.954		
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes	30.885	163.650		
Total	76.144	187.676		

A análise de sensibilidade decorrente de risco de variação na taxa de desconto e na tábua de mortalidade é expressa a seguir, considerando apenas a alteração nas hipóteses mencionadas em cada linha.

Análise de sensibilidade	2013		2012	
	Auxílio Incentivo a Aposentadoria	Assistência Médica e Odontológica	Benefícios a Aposentados	Seguro de Vida
Pressupostos Centrais	2.002	412.614	3.240	22.300
Taxa de desconto				
Aumento na taxa de desconto em 0,5%	(18)	(22.735)	(201)	(810)
Redução na taxa de desconto em 0,5%	19	25.028	228	868
Mortalidade				
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real		12.728	63	479
As principais premissas utilizadas nesta avaliação atuarial foram as seguintes:				

www.edp.com.br

continua

continuação

EDP - Energias do Brasil S.A.

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

		2013			
Econômicas	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados	
Taxa de desconto - nominal	12,00% a.a.	12,00% a.a.	12,00% a.a.	12,00% a.a.	
Crescimentos salariais futuros	6,40% a.a. até 2016, reduzindo para 5,65% a.a. a partir de 2017	n/a	n/a	6,40% a.a. até 2016, reduzindo para 5,65% a.a. a partir de 2017	
Crescimento dos planos de benefícios	5,00% a.a.	n/a	5,00% a.a.	5,00% a.a.	
Inflação médica de longo prazo		11,59% a.a. em 2014, reduzindo linearmente para 6,05% a.a. até 2025			
Inflação	n/a	5,00% a.a.	n/a	n/a	
Fator de envelhecimento	5,00% a.a.	5,00% a.a.	5,00% a.a.	5,00% a.a.	
Demográficas	n/a	3,00% a.a.	n/a	n/a	
Tábua de mortalidade	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational	
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	
Tábua de entrada em invalidez	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	
		2012			
Econômicas	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados	
Taxa de desconto - nominal	9,30% a.a.	9,30% a.a.	9,30% a.a.	9,30% a.a.	
Crescimentos salariais futuros	6,90% a.a. até 2016, reduzindo para 5,79% a.a. a partir de 2017	n/a	n/a	6,90% a.a.	
Crescimento dos planos de benefícios	5,00% a.a.	n/a	5,00% a.a.	5,00% a.a.	
Inflação médica de longo prazo		11,44% a.a. em 2013, reduzindo linearmente para 6% a.a. até 2024			
Inflação	n/a	5,00% a.a.	n/a	n/a	
Fator de envelhecimento	5,00% a.a.	5,00% a.a.	5,00% a.a.	5,00% a.a.	
Demográficas	n/a	1,50% a.a.	n/a	n/a	
Tábua de mortalidade	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational	
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	
Tábua de entrada em invalidez	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	n/a	Wyatt 85 Class 1	

A análise de sensibilidade de variação na taxa de desconto e na tábua de mortalidade é expressa a seguir:

Análise de sensibilidade	Assistência Médica e Odontológica	
Pressupostos Centrais	727	
Taxa de desconto		
Aumento na taxa de desconto em 0,5%	(40)	
Redução na taxa de desconto em 0,5%	44	
Mortalidade		
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real	1	
Os resultados mostrados acima foram preparados alterando apenas as hipóteses mencionadas em cada linha.		
As principais premissas utilizadas nesta avaliação atuarial foram as seguintes:		
Econômicas	2013	2012
Taxa de desconto - nominal	12,00% a.a.	9,30% a.a.
Inflação médica de longo prazo	11,59% a.a. em 2014, reduzindo linearmente para 6,05% a.a. até 2025	11,44% a.a. em 2013, reduzindo linearmente para 6% a.a. até 2024
Inflação	5,00% a.a.	5,00% a.a.
Demográficas		
Tábua de mortalidade	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1

25.4 Energest

A Energest mantém atualmente planos de suplementação de aposentadorias e pensão em favor dos colaboradores e ex-colaboradores e outros benefícios pós-emprego, compostos por assistência médica, AIA - Auxílio de Incentivo a Aposentadoria e outros benefícios a aposentados.

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
		Reclassi- ficado		Reclassi- ficado
Auxílio Incentivo à Aposentadoria - AIA	12	12		
Assistência médica e seguro de vida	216	108	7.547	6.326
Previdência Privada	24			
Previdência Privada - EnerPrev	58	20		
	310	140	7.547	6.326

25.4.1 Planos de suplementação de aposentadoria e pensão

25.4.1.1 Plano de Benefício definido e Contribuição variável

A Energest é patrocinadora dos Planos de Suplementação de Aposentadoria e Pensão, geridos pela EnerPrev desde outubro de 2008, atual gestora dos planos de previdência até então administrados pela Fundação Escelsa de Seguridade Social - ESCELSOS, entidade fechada de previdência privada, sem fins lucrativos, que tem por finalidade gerir e administrar um conjunto de planos de benefícios previdenciários em favor dos colaboradores e ex-colaboradores da Energest, por meio de dois planos de benefícios: o Plano de Benefícios I, do tipo Benefício Definido, e o Plano de Benefícios II, do tipo Contribuição Variável, convertido em benefício definido quando da conversão em renda vitalícia.

A Energest é patrocinadora dos Planos de Suplementação de Aposentadoria e Pensão, geridos pela Fundação Enersul, entidade fechada de previdência privada, sem fins lucrativos, que tem por finalidade gerir e administrar um conjunto de planos de benefícios previdenciários em favor dos colaboradores e ex-colaboradores da Energest, por meio de dois planos de benefícios: o Plano de Benefícios I, do tipo Benefício Definido, e o Plano de Benefícios II, do tipo Contribuição Variável, convertido em benefício definido quando da conversão em renda vitalícia.

A avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2013 demonstrou que, para esses planos previdenciários, o valor justo dos ativos supera o valor presente das obrigações atuariais, conforme demonstrado a seguir.

		2013		2012	
	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrição de reconhecimento de ativo	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano
Saldo inicial reconhecido	(1.516)	2.829	(1.313)	(1.187)	2.643
Custo do serviço corrente	(105)		105	(51)	
Custo dos juros	(139)		139	(118)	
Rendimento esperado dos ativos		261	(261)		292
Custo do serviço passado	(149)		149		
Ganhos/(perdas) atuariais	668	(562)	(106)	(201)	(80)
Contribuições pagas pela Energest		25	(25)		15
Contribuições pagas pelos empregados	(17)	17		(7)	7
Benefícios pagos pelo plano	59	(59)		48	(48)
Saldo final reconhecido	(1.199)	2.511	(1.312)	(1.516)	2.829

A apresentação de superávits nos planos previdenciários de benefício definido reduzem o risco de eventual passivo atuarial futuro para a Energest. A Administração da Energest não registrou esse ativo, por não estar assegurada a efetiva redução das contribuições da patrocinadora ou que será reembolsado no futuro.

Na qualidade de patrocinadora, a Energest contribuiu, com uma parcela mensal proporcional à contribuição realizada pelos participantes destes planos, de acordo com o estabelecido em cada plano de benefícios. A Energest contribuiu no exercício com R\$152 (R\$183 em 2012).

O retorno real dos ativos do plano no exercício foi de R\$301 negativo, face a uma expectativa de retorno no início do exercício no valor de R\$261, ocasionando assim um perda atuarial de R\$562 não registrados no Patrimônio líquido em virtude da impossibilidade de reconhecimento do superávit mencionado anteriormente.

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

Mercado	31/12/2013	31/12/2012
Classe de ativo	ativo	Alocação %
Títulos de dívida	Cotado	94,13%
Ações	Cotado	3,47%
Imóveis	Cotado	0,93%
Outros	Não cotado	1,47%
Total		100,00%

Apresenta-se a seguir a composição do número de participantes dos planos.

		2013		2012	
Econômicas	Plano I	Plano II	Plano I	Plano II	
Taxa de desconto - nominal	12,00% a.a.	12,00% a.a.	9,30% a.a.	9,30% a.a.	
Crescimentos salariais futuros	6,40% a.a. até 2016, reduzindo para 5,65% a.a. a partir de 2017	6,40% a.a. até 2016, reduzindo para 5,65% a.a. a partir de 2017	6,90% a.a. até 2016, reduzindo para 5,79% a.a. a partir de 2017	6,90% a.a. até 2016, reduzindo para 5,79% a.a. a partir de 2017	
Crescimento dos planos de benefícios	5,00% a.a.	5,00% a.a.	5,00% a.a.	5,00% a.a.	
Inflação	5,00% a.a.	5,00% a.a.	5,00% a.a.	5,00% a.a.	
Demográficas					
Tábua de mortalidade	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational	
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	
Tábua de entrada em invalidez	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	n/a	Wyatt 85 Class 1	

25.4.2 Auxílio Incentivo à Aposentadoria (AIA), Assistência médica e Outros benefícios a aposentados: Benefício Definido

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Auxílio Incentivo à Aposentadoria - AIA	12	12		
Assistência médica e seguro de vida	216	108	7.547	6.326
Previdência privada	24			
Previdência Privada - EnerPrev	58	20		
	310	140	7.547	6.326

www.edp.com.br

continua

		2013				2012			
Econômicas		Plano I	Plano II			Plano I	Plano II		
		12,00% a.a.	12,00% a.a.			9,30% a.a.	9,30% a.a.		
		6,40% a.a. até 2016, reduzindo para 5,65% a.a. a partir de 2017	6,40% a.a. até 2016, reduzindo para 5,65% a.a. a partir de 2017			6,90% a.a. até 2016, reduzindo para 5,79% a.a. a partir de 2017	6,90% a.a. até 2016, reduzindo para 5,79% a.a. a partir de 2017		
		5,00% a.a.	5,00% a.a.			5,00% a.a.	5,00% a.a.		
		5,00% a.a.	5,00% a.a.			5,00% a.a.	5,00% a.a.		
Demográficas		RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational			RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational		
		RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled			RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled		
		Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1			n/a	Wyatt 85 Class 1		
25.4.2 Auxílio Incentivo à Aposentadoria (AIA), Assistência médica e Outros benefícios a aposentados: Benefício Definido									
		Circulante		Não circulante					
		31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Auxílio Incentivo à Aposentadoria - AIA		12	12						
Assistência médica e seguro de vida		216	108			7.547		6.326	
Previdência privada		24							
Previdência Privada - EnerPrev		58							
		310	140			7.547		6.326	

www.edp.com.br

continua

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

29.1 Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas e depósitos vinculados a litígios

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

29.1.1 Risco de perda provável

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

Controladora											
Passivo								Ativo			
Saldo				Baixas				Depósito Judicial			
Instâncias		em 31/12/2012	Adições	Pagamentos	Reversões	Atualização monetária	Reclassificação	em 31/12/2013	31/12/2013	31/12/2012	
Trabalhistas	1ª, 2ª e 3ª	11	1.877			418		2.306	1.810	1.882	
Cíveis	1ª, 2ª, 3ª e Adm	-	3.261	(3.261)				-	-	-	
Fiscais	1ª, 2ª, 3ª e Adm	-	1.995	(2.006)		2.006	(1.995)	-	-	-	
Outros		37.987	10.604		(12.522)	4.522		40.591	-	-	
Total		37.998	17.737	(5.267)	(12.522)	6.946	(1.995)	42.897	1.810	1.882	
Circulante		6.429						9.010	-	-	
Não circulante		31.569						33.887	1.810	1.882	
Total		37.998						42.897	1.810	1.882	

Consolidado											
Passivo								Ativo			
Saldo				Baixas				Depósito Judicial			
Instâncias		em 31/12/2012	Adições	Pagamentos	Reversões	Atualização monetária	Reclassificação	em 31/12/2013	31/12/2013	31/12/2012	
Trabalhistas	1ª, 2ª e 3ª	63.176	66.184	(43.029)	(26.786)	8.335		67.880	28.050	28.458	
Cíveis	1ª, 2ª, 3ª e Adm	62.317	21.211	(29.280)	(9.061)	11.426		56.613	25.587	27.280	
Fiscais	1ª, 2ª, 3ª e Adm	7.995	2.727	(3.450)	(23)	1.111	(3.568)	4.792	980	995	
Outros		51.624	10.604	(1.357)	(12.522)	5.548		53.897	-	-	
Total		185.112	100.726	(77.116)	(48.392)	26.420	(3.568)	183.182	54.617	56.733	
Circulante		14.088						15.681	-	-	
Não circulante		171.024						167.501	54.617	56.733	
Total		185.112						183.182	54.617	56.733	

29.1.1.1 Trabalhistas

EDP Bandeirante

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

Com base na avaliação dos assessores jurídicos, houve adições e reversões de provisão de ações judiciais de natureza trabalhista principalmente relativo à mudança na avaliação de risco decorrente do andamento processual das respectivas ações.

O saldo provisionado em 31 de dezembro de 2013 é R\$21.530 (R\$18.676 em 31 de dezembro de 2012).

EDP Escelsa

Dentre as diversas ações trabalhistas destacam-se 32 processos coletivos, envolvendo diversos colaboradores, os quais questionam as alterações realizadas no Plano de Cargos e Salários, entre os anos de 2002 e 2006. Em 30 de junho de 2013, foi celebrado acordo com 95% dos trabalhadores representados pelo Sindicato da categoria, no montante de R\$21.583, homologado em julho de 2013 pela Juíza da 4ª Vara do Trabalho de Vitória e liquidado em agosto de 2013. Em razão do referido acordo constitui-se no exercício a provisão e pagamento no valor de R\$21.583 a débito da rubrica de gastos operacionais gerenciáveis - Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas. Adicionalmente, aguardam-se cálculos dos demais colaboradores que ainda não aderiram ao acordo, no montante estimado provisionado de R\$420 em 31 de dezembro de 2013.

EDP Escelsa, Energest, Investco, EDP GRID, Enerpeixe e EDP - Energias do Brasil

Referem-se a diversas ações que, de maneira geral, versam sobre horas extras, equiparação salarial, responsabilidade subsidiária/solidária envolvendo empresas prestadoras de serviços, indenização por danos morais/materiais decorrentes de doenças/acidentes de trabalho, e complementações de aposentadorias, dentre outros.

O saldo provisionado em 31 de dezembro de 2013 é de R\$45.930 (R\$44.500 em 31 de dezembro de 2012).

29.1.1.2 Cíveis

EDP Bandeirante

Referem-se, principalmente, a pedidos de restituição dos valores pagos a título de majoração tarifária, efetuados pelos consumidores industriais em decorrência da aplicação das Portarias DNAEE nº 38/86 e nº 45/86 - Plano Cruzado, que vigoraram de fevereiro a novembro daquele ano. Os valores originais estão atualizados de acordo com a sistemática praticada no âmbito do Poder Judiciário. O saldo em 31 de dezembro de 2013 é de R\$35.945 (R\$37.158 em 31 de dezembro de 2012), destacando-se:

- Processo nº 2000.001.127615-0, em trâmite na 10ª Vara Cível do Foro Central da Comarca do Rio de Janeiro que discute a existência de reflexos decorrentes da vigência das Portarias nºs 38/86 e 45/86 do extinto DNAEE, nas tarifas de consumo de energia elétrica, relativo ao período de setembro de 2000 em diante. No mês de abril de 2010, a Companhia cumpriu determinação judicial de substituição da garantia processual existente, de carta-fiança por depósito bancário no montante de R\$60.951 e em junho de 2011 foi efetuado o complemento do depósito judicial no valor de R\$10.627. A EDP Bandeirante apresentou diversas manifestações e recursos visando a suspensão da execução do montante, bem como para reverter a determinação de desconto do percentual de 16,66% nas faturas mensais da White Martins, até que, em 8 de junho de 2011, foi autorizado o levantamento, em pagamento, do valor de R\$60.951 depositado inicialmente, sem prestação de caução. No dia 10 de junho de 2011, a White Martins realizou o levantamento do referido depósito atualizado monetariamente no montante de R\$66.072. Não obstante o levantamento do referido depósito, permanece depositado judicialmente o montante de R\$10.627, havendo ainda recursos pendentes perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro e no Superior Tribunal de Justiça discutindo a questão. O registro contábil foi efetuado de forma a apresentar a redução do depósito judicial contra uma redução da provisão constituída para esta contingência. O saldo remanescente em 31 de dezembro de 2013 é de R\$16.652 (R\$13.994 em 31 de dezembro de 2012).

EDP Escelsa

Referem-se, principalmente, a pedidos de restituição dos valores pagos a título de majoração tarifária, efetuados pelos consumidores industriais em decorrência da aplicação das Portarias DNAEE nº 38/86 e nº 45/86 - Plano Cruzado, que vigoraram de fevereiro a novembro daquele ano. Os valores originais estão

atualizados de acordo com a sistemática praticada no âmbito do Poder Judiciário. O saldo em 31 de dezembro de 2013 é de R\$2.461 (R\$2.644 em 31 de dezembro de 2012).

Investco

Indenizações

As ações judiciais de natureza cível - indenizações referem-se, em sua grande maioria, às indenizações pleiteadas por pessoas que se consideram impactadas pelo enchimento do reservatório UHE Lajeado ou que pretendem majorar indenizações recebidas da controlada Investco por conta do citado enchimento.

Desapropriações

Referem-se a ações judiciais de natureza cível, decorrentes de indenização a título de desapropriação propostas pela Investco para enchimento do reservatório UHE Lajeado, em que se discute a diferença entre o valor depositado pela Investco e o valor pretendido pelo expropriado. O saldo dos Depósitos judiciais em 31 de dezembro de 2013 é de R\$14.305 (R\$14.209 em 31 de dezembro de 2012) e estão registrados no Imobilizado em curso - Terrenos (Nota 20).

Energest

A Energest era parte em procedimento arbitral nº A70309 em trâmite perante a Câmara de Mediação e Arbitragem do Instituto de Engenharia de São Paulo. Proposta pela EDEX Engenharia, contra a Energest sucessora legal por incorporação de Castelo Energética S.A., que pleiteou o descumprimento de obrigações estabelecidas no Contrato celebrado entre a CESA e a EDEX, para construção da PCH - São João. A Energest efetuou pagamento no valor de R\$5.813 pertinente à condenação sofrida no Procedimento Arbitral, havendo a retenção, por parte da Energest, da quantia aproximada de R\$1.005, referente as ordens de bloqueios expedidas pela Justiça do Trabalho em desfavor da EDEX. Com o encerramento definitivo da ação, não existe provisionamento realizado em 31 de dezembro de 2013 (R\$6.701 em 31 de dezembro de 2012).

29.1.1.3 Fiscais

EDP Bandeirante

A EDP Bandeirante possui processos relativos à exigência de ICMS na conta de energia, avaliados como perda provável. O saldo em 31 de dezembro 2013 é de R\$4.285 (R\$4.285 em 31 de dezembro de 2012).

Há também discussão administrativa sobre exigência relativa à utilização de crédito de ICMS, com origem no estorno de débito de notas fiscais canceladas. O saldo provisionado em 31 de dezembro de 2013 é de R\$225 (R\$219 em 31 de dezembro de 2012).

EDP GRID

O INSS lavrou notificação para exigência da contribuição previdenciária em razão da desconsideração de autônomos e de outras pessoas jurídicas, alegando a existência de vínculo empregatício entre esses prestadores de serviços e a EDP GRID. Em dezembro de 2013 a EDP GRID incluiu os débitos no Programa de Parcelamento instituído pela Lei nº 11.941/2009 (REFIS) cujo prazo de adesão foi reaberto pela Lei nº 12.865/13, o que ocasionou a baixa da provisão. Em 31 de dezembro de 2012, a provisão era de R\$2.446.

EDP Escelsa

A EDP Escelsa possui discussões judiciais relativas à exigência de ISSQN e IPTU avaliadas como perda provável, cuja provisão atualizada para 31 de dezembro de 2013 é de R\$281 (R\$321 em 31 de dezembro de 2012). Também discutia a multa aplicada pelo INSS. Em 31 de dezembro de 2013 a EDP Escelsa incluiu o débito no Programa de Parcelamento instituído pela Lei nº 11.941/2009 (REFIS) cujo prazo de adesão foi reaberto pela Lei nº 12.865/13, o que ocasionou a baixa da provisão no valor de R\$909 (R\$723 em 31 de dezembro de 2012).

29.1.1.4 Outros

EDP - Energias do Brasil

Na Companhia as ações classificadas como Outros referem-se principalmente aos compromissos pactuados no processo de permuta das ações de controle da Enersul com as ações de controle da Investco anteriormente pertencentes ao Grupo Rede Energia S.A., relativos às ações judiciais de diversas naturezas movidas contra Enersul cujos fatos geradores foram originados em períodos que o controle da Enersul, era exercido pela Companhia, o saldo em 31 de dezembro de 2013 é de R\$40.590 (R\$37.987 em 31 de dezembro de 2012).

EDP Bandeirante e EDP Escelsa

Para as controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa parte do saldo desta rubrica inclui autos de infração editados pela ANEEL em processo de fiscalização que encontram-se em fase de recurso, no valor de R\$6.248.

29.1.2 Risco de perda possível

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

Controladora						Consolidado					
				Ativo				Ativo			
				Depósito Judicial				Depósito Judicial			
Instâncias		Saldo em 31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Trabalhistas	1ª, 2ª e 3ª	1.193	958	411	411	69.527	119.410	6.249	6.117		
Cíveis	1ª, 2ª, 3ª e Adm	230	4.362			342.423	310.838	9.169	7.990		
Fiscais	1ª, 2ª, 3ª e Adm	78.154	82.689	2.193	5.257	757.164	722.625	14.476	15.912		
Outros		24.549	24.910			38.484	31.425				
Total		104.126	112.919	2.604	5.668	1.207.598	1.184.298	29.894	30.019		

Dentre as principais causas com risco de perda avaliadas como possível, destacam-se as seguintes:

29.1.2.1 Trabalhistas

EDP Escelsa

Refere-se a diversas ações que questionam, entre outros, pagamento de horas extras, adicionais de periculosidade e reintegração. O valor estimado em 31 de dezembro de 2013 é de R\$47.503 (R\$71.689 em 31 de dezembro de 2012).

29.1.2.2 Cíveis

EDP - Energias do Brasil

As empresas de geração e comercialização do Grupo EDP - Energias do Brasil, por meio da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - APINE, da Associação Brasileira de Geração de Energia Elétrica - ABRAGEL, da ABRACEEL - Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica, da ABRAGET - Associação Brasileira de Geradores Termelétricas, ajuizaram ações judiciais visando a suspensão dos efeitos da Resolução CNPE nº 03/2013, editada pela União, que instituiu rateio entre todos os agentes do mercado de energia elétrica de parte dos custos incorridos com a excessiva utilização de energia proveniente de fontes térmicas (petróleo, carvão e gás), em decorrência da escassez do regime de chuvas (Encargo de Serviço do Sistema - ESS).

Entre maio/2013 e junho/2013 foram concedidas liminares no âmbito das ações ordinárias ajuizadas pelas Associações representantes dos agentes de geração e agentes comercializadores, tornando sem efeito o disposto nos artigos 2º e 3º da Resolução CNPE nº 03/2013, impedindo de inclui-las no rateio dos custos calculados conforme CNPE nº 03/2013.

Em agosto/2013, o Tribunal Regional Federal - TRF deferiu o pedido da União para suspender os efeitos da liminar reestabelecendo a eficácia dos artigos 2º e 3º da Resolução CNPE nº 03/2013 para os associados da ABRACEEL. No âmbito da ação ajuizada pela APINE, o TRF decidiu pela sua manutenção até julgamento final do recurso interposto pela União.

Baseados nos fatos e argumentos acima, os assessores jurídicos da Companhia e de suas controladas classificaram o risco de perda como possível, motivo pelo qual não se constitui provisão. O valor estimado em 31 de dezembro de 2013 é de R\$14.394.

EDP Bandeirante

A EDP Bandeirante é parte no processo nº 2006.209.009405-0, em trâmite na 7ª Vara Cível do Foro Central da Comarca do Rio de Janeiro, movido pela White Martins, que discute a existência de reflexos decorrentes da vigência das Portarias nºs 38/86 e 45/86 do extinto DNAEE, nas tarifas de consumo de energia elétrica, relativo ao período de dezembro de 1986 a setembro de 2000. Em 23 de setembro de 2011, foi proferida sentença desfavorável à EDP Bandeirante julgando procedente o pedido da parte autora, acrescido de correção monetária e juros de mora, a partir de 1º de junho de 2011. Contra tal decisão, a EDP Bandeirante interps recurso de apelação, ao qual foi dado parcial provimento para o fim de limitar a condenação da EDP Bandeirante ao período de vigência da Portaria nº 153/86 (vigente até março/87). Em face da referida decisão, a EDP Bandeirante e a White Martins opuseram embargos de declaração, os quais foram rejeitados. Atualmente, aguarda-se o julgamento dos recursos interpostos por ambas as partes perante o Superior Tribunal de Justiça. Importante ressaltar que há entendimento pacífico nos tribunais superiores no sentido

de que só é devida a devolução dos valores pagos no período do congelamento de preços, período este não discutido nesta ação, motivo pelo qual o grau de risco foi mantido em possível. O valor estimado em 31 de dezembro de 2013 é de R\$90.459 (R\$76.017 em 31 de dezembro de 2012).

A EDP Bandeirante é parte na ação civil pública nº 26725-92.2009.4.01.3800, em trâmite na 3ª Vara Federal Cível de Belo Horizonte, movida pela ADIC - Associação de Defesa de Interesses Coletivo, que pleiteia indenização por danos materiais em razão de reajuste tarifário (Parcela "A"). Nesta demanda, foi proferida decisão que determinou a exclusão das concessionárias do polo passivo da ação, sendo mantida tão somente a ANEEL. O processo encontrava-se suspenso até que, recentemente, o STJ considerou o Juízo da 3ª Vara Federal Cível de Belo Horizonte como competente para julgar todas as demandas coletivas que discutem a questão da Parcela "A". O valor estimado em 31 de dezembro de 2013 é de R\$57.812 (R\$48.556 em 31 de dezembro de 2012).

Investco

As ações judiciais de natureza cível referem-se, em sua grande maioria, às indenizações pleiteadas por pessoas que se consideram impactadas pelo enchimento do reservatório da usina ou que pretendem majorar indenizações recebidas administrativamente da Investco por conta do citado enchimento, no montante de R\$88.070 em 31 de dezembro de 2013 (R\$87.505 em 31 de dezembro de 2012).

EDP Escelsa

A EDP Escelsa é parte na ação civil pública nº 26725-92.2009.4.01.3800, em trâmite na 3ª Vara Cível do Foro Central da Comarca de Belo Horizonte, movida pela ADIC - Associação de Defesa de Interesses Coletivos, que pleiteia indenização por danos materiais em razão de reajuste tarifário (Parcela "A"). Em 27 de junho de 2011, o processo foi julgado extinto sem resolução de mérito, determinando a exclusão das Distribuidoras do Polo Passivo da demanda. Contra a referida decisão foram interpostos recursos pelo Ministério Público Federal e pela Defensoria Pública da União. O recurso interposto pelo Ministério Público foi considerado inadequado. O recurso interposto pela Defensoria Pública aguarda julgamento. O valor estimado em 31 de dezembro de 2013 é de R\$25.727 (R\$21.608 em 31 de dezembro de 2012).

29.1.2.3 Fiscais

EDP - Energias do Brasil

A Companhia possui discussões administrativas relativas a não homologação de compensações diversas e ao não reconhecimento pela Receita Federal de saldo negativo de IRPJ, apurado nos anos calendário de 1999/2001, originado de empresa incorporada (Magistra Participações S.A.), que totalizam R\$65.795 em 31 de dezembro de 2013. Em 31 de dezembro de 2012 esses processos somavam R\$70.875.

EDP Bandeirante

Dentre as principais causas com risco de perda avaliada como possível, destaca-se a discussão na esfera administrativa sobre créditos de ICMS utilizados pela EDP Bandeirante no período de julho a dezembro de 2003, referente a valores de "Anulação/Devolução de Venda de Energia Elétrica" no montante atualizado em 31 de dezembro de 2013 de R\$116.344 (R\$111.498 em 31 de dezembro de 2012). A EDP Bandeirante apresentou defesa e aguarda julgamento. O valor de risco sofre acréscimo expressivo em razão dos critérios de atualização da Lei Estadual nº 13.918/09.

Possui ainda, discussão administrativa relativa à utilização de crédito de ICMS, com origem no estorno de débito de notas fiscais canceladas, no valor atualizado até 31 de dezembro de 2013 de R\$23.216 (R\$22.556 em

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Consolidado							
	Nº de consumidores (*)		MWh (*)		R\$		
Nota	2013	2012	2013	2012	2013	2012	
Suprimento de Energia elétrica	3	3	8.797.582	8.808.905	681.392	692.760	
Energia de curto prazo			27.406	499.877	43.361	152.490	
Comercialização					1.927.724	1.369.745	
	3	3	8.824.988	9.308.782	2.652.477	2.214.995	
Receitas com operações de energia elétrica	3.044.842	2.933.715	24.227.061	24.372.581	5.659.148	5.060.157	
Disponibilização do Sistema de Distribuição e Transmissão	239	207	9.896.795	9.305.188	3.097.908	4.010.207	
TUSD - outros	239	207	9.896.795	9.305.188	770.437	999.774	
TUSD - clientes cativos					2.342.727	3.005.391	
TUSD - não faturado					(15.256)	(3.005)	
TUST						8.047	
Receita de construção					325.725	235.736	
Outras receitas operacionais 32.2 e 32.3					575.196	282.454	
Receita operacional bruta	3.045.081	2.933.922	34.123.856	33.677.769	9.657.977	9.588.554	
(-) Deduções à receita operacional					(2.561.485)	(3.134.066)	
Tributos sobre a receita					(2.373.761)	(2.436.658)	
ICMS					(1.520.069)	(1.584.478)	
PIS/COFINS					(852.649)	(851.089)	
ISS					(1.043)	(1.091)	
Encargos do consumidor					(187.724)	(697.408)	
P&D e PEE					(56.353)	(51.439)	
CCC					(14.033)	(292.100)	
CDE					(64.653)	(244.739)	
RGR					(8.885)	(53.272)	
PROINFA - Consumidores Livres					(43.800)	(43.806)	
Outros encargos						(12.052)	
Receita	3.045.081	2.933.922	34.123.856	33.677.769	7.096.492	6.454.488	

(*) Não auditado pelos auditores independentes.

32.1 Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente

A ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 463/11, determinou que os valores provenientes do faturamento de multas por Ultrapassagem de Demanda e consumo de Energia Reativa Excedente, a partir da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisões tarifárias, no caso da Companhia, a partir de 23 de outubro de 2011, seriam contabilizados como Obrigações especiais, anteriormente registrado como Receita operacional em curso dos valores provenientes. Por ocasião do 4º ciclo de revisões tarifárias, 2015 no caso da EDP Bandeirante e 2016 para EDP Escelsa, o valor acumulado nessa subconta, até a data do laudo de avaliação os ativos, deverá ser transferido para a conta normal de Obrigações especiais, quando então, receberá o tratamento usual da contrapartida da depreciação dos respectivos ativos alocados como investimentos originários dessas Obrigações especiais.

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

No dia 8 de fevereiro de 2012, a antecipação de tutela requerida pela ABRADEE na Ação Ordinária nº 003357.85.2012.4.01.3400, em curso junto à 6ª Vara da JFDF, foi integralmente concedida. A decisão judicial

foi no sentido de: a) suspender o tratamento das receitas de ultrapassagem de demanda e excedentes de reativos constantes dos §§ 9 a 11 do item 3.1.1 ("Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativo") do item 3.1 ("Receitas Inerentes ao Serviço de Distribuição") do Submódulo 2.7 ("Outras Receitas") anexo à Resolução Normativa ANEEL nº 463/11; b) suspender a determinação de contabilização em separado dessas receitas como se obrigações especiais fossem; e c) deferir tutela de caráter inibitório para determinar que a ANEEL abstenha-se de praticar qualquer ato tendente a exigir cumprimento das referidas disposições (o que impede a adoção de medidas outras destinadas a produzir o mesmo efeito).

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 ABRADEE.

Na opinião dos assessores jurídicos, a probabilidade de perda dessa ação é possível, no entanto, as controladas efetuaram o registro contábil da Obrigação especial. O saldo em 31 de dezembro de 2013 é de R\$96.320 (R\$50.132 em 31 de dezembro de 2012).

32.2 Outras receitas - Ressarcimento por insuficiência de geração

Nas controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa houve inclusão de R\$87.098 referente a valores devidos pelas geradoras às distribuidoras, relativos a ressarcimento por insuficiência de geração.

32.3 Outras receitas - 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, ressarcidas por meio de subvenção da CDE. No exercício as controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa, foi apropriado o montante de R\$176.215, dos quais R\$136.251 foram recebidos.

33 Gastos operacionais

	Controladora			
	2013		2012	
	Despesas operacionais			
	Gerais e administrativas		Outras	Total
			Total	Total
Gerenciáveis				
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada (i)	29.743		29.743	36.519
Material	1.916		1.916	1.580
Serviços de terceiros	43.785		43.785	29.646
Depreciação	456		456	6.064
Amortização	6.107		6.107	145
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas		3.219	3.219	2.471
Aluguéis e arrendamentos	8.479		8.479	3.673
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens		13	13	
Outras	18.179	(1.345)	16.834	(7.439)
Total	108.665	1.887	110.552	72.659
(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\$29.743 da rubrica de Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada, R\$960 (R\$734 em 31 de dezembro de 2012) referem-se a treinamentos.				

	Consolidado							
	2013				2012			
	Custo do serviço		Despesas operacionais		Despesas operacionais		Despesas operacionais	
	Nota	Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	Gerais e administrativas		Outras	Total
					Com vendas	administrativas		Total
Não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda								
Moeda estrangeira - Itaipu								
Moeda nacional								
Encargos de uso da rede elétrica								
Taxa de fiscalização								
Compensações financeiras	33.1	4.109.509	-	-	-	-	47.752	4.157.261
Gerenciáveis								
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada (i)								
Material								
Serviços de terceiros								
Depreciação								
Amortização	33.2							
Provisão p/créd. liq. duvidosa/perdas líquidas								
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas								
Aluguéis e arrendamentos								
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	33.3							
Valor justo do ativo financeiro indenizável								
Custo com construção da infraestrutura								
Outras	33.4							
Total		4.109.509	806.005	332.221	52.438	509.235	33.989	5.843.397
(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\$373.212 da rubrica de Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada, R\$4.977 (R\$4.463 em 31 de dezembro de 2012) referem-se a treinamentos.								
33.1 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) 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, as controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa registraram no exercício o montante de R\$594.739 a crédito da rubrica de Energia elétrica comprada para revenda, tendo sido ressarcido integralmente no exercício.								
33.2 Amortização								
No exercício as controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa efetuaram a amortização complementar no montante de R\$59.738, decorrente de conciliação físico/contábil, conforme descrito na nota 21.								
33.3 Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens								
No exercício foi concluído o processo de desmembramento referente a venda de imóvel (Nota 15.2), motivo pelo qual a EDP Escelsa registrou o ganho no montante de R\$52.685.								
33.4 Outras								
Inclui o montante de R\$26.500 decorrentes da alienação de estoques (Nota 11).								

34 Resultado financeiro

	Controladora		Consolidado	
	2013	2012	2013	2012
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	8.101	8.252	50.338	41.209
Ajuste a valor presente - Ações preferenciais	2.657	903		903
Variação monetária e acréscimo moratório da energia vendida			82.049	84.647
Operações de swap e hedge			9.240	8.859
Atualização monetária depósitos judiciais			421	3.141
Atualização monetária depósitos judiciais - REFIS	467	1.351	4.469	7.377
Provisões e atualizações monetárias cíveis, fiscais e trabalhistas			942	
Atualização monetária contratos de mútuo	15.481	6.108	13.322	681
Variações monetárias moeda nacional			2.623	103
Variações monetárias moeda estrangeira				7
SELIC sobre tributos e contribuições sociais compensáveis	5.247	5.092	8.682	22.825
Marcação a mercado - MTM				807
Descontos obtidos			2.154	1.314
Ajustes a valor presente			1.343	352
Remuneração das ações preferenciais	4.574	4.424		
Multa contratual			5	1.700
(-) Juros capitalizados			(8.436)	
Outras receitas financeiras	1.014	955	14.983	21.903
	37.541	27.085	182.135	195.828
Despesas financeiras				
Variação monetária e acréscimo moratório da energia comprada			(8.299)	(4.266)
Juros e multa sobre impostos			(227)	(182)
Encargos de dívidas	(75.164)	(11.158)	(328.906)	(242.798)
Variações monetárias moeda nacional	(4.529)	(5.176)	(5.629)	(8.539)
Variações monetárias moeda estrangeira	(2)		(11.890)	(12.309)
Atualização monetária de licenças ambientais			(704)	(1.632)
Juros e multa sobre ICMS			(5.981)	(756)
Ajuste a valor presente - Ações preferenciais			(6.576)	(2.953)
Provisões e atualizações monetárias cíveis, fiscais e trabalhistas	(418)	(2)	(20.072)	(22.655)
SELIC - Energia Livre			(5.231)	(5.006)
Provisão para desvalorização de títulos e valores mobiliários	(7.263)	(10.497)	(7.263)	(10.497)
Atualizações monetárias - REFIS	(4.633)	(3.176)	(9.858)	(10.367)
Marcação a mercado - MTM			(710)	

	Controladora		Consolidado	
	2013	2012	2013	2012
Ajustes a valor presente			(2.376)	(4.508)
Atualização monetária contratos de mútuo			(829)	1.305
Atualização monetária uso do bem público			(28.395)	(32.245)
Ajuste a valor presente uso do bem público			(2.750)	217
Benefícios pós-emprego			(49.629)	(26.870)
(-) Juros capitalizados			54.458	30.866
Outras despesas financeiras	(17.689)	(19.812)	(40.327)	(40.047)
	(109.698)	(49.821)	(481.194)	(393.242)
	(72.157)	(22.736)	(299.059)	(197.414)
Total				
35 Imposto de renda e contribuição social				
	Controladora		Consolidado	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
	2013	2012	2013	2012
	375.757	344.706	375.757	344.706
Alíquota	25%	25%	9%	9%
IRPJ e CSLL	(93.939)	(86.177)	(33.818)	(31.024)
Ajustes para refletir a alíquota efetiva				
IRPJ e CSLL sobre adições e exclusões permanentes	(775)	(503)	(279)	(181)
Doações		(68)		(25)
Perdas indedutíveis	(9)	(5)	(3)	(2)
Multas indedutíveis	(244)	(333)	(88)	(120)
Gratificações a administradores	139.369	109.581	50.172	39.450
Resultados de equivalência patrimonial	1.168		420	
Programa REFIS	(38.656)	(19.046)	(13.916)	(6.855)
Juros sobre o capital próprio				
Outros				
(Adição) Reversão de diferenças permanentes	(6.811)	(4.382)	(2.580)	(1.577)
Adicional IRPJ		24		
Despesa de IRPJ e CSLL	103	(909)	(92)	(334)
Alíquota efetiva	0%	0%	0%	0%
Total				
	Consolidado		Consolidado	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
	2013	2012	2013	2012
	813.609	778.858	813.609	778.858
Alíquota	25%	25%	9%	9%
IRPJ e CSLL	(203.402)	(194.715)	(73.225)	(70.097)
Ajustes para refletir a alíquota efetiva				
Doações	(1.688)	(1.310)	(607)	(472)
Perdas indedutíveis	(1.405)	(5.978)	(505)	(2.153)
Multas indedutíveis	150	(26)	56	(9)

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

	Consolidado			
	Imposto de Renda		Contribuição Social	
	2013	2012	2013	2012
Despesas Inedutíveis	(256)	(391)	(92)	(141)
Gratificações a administradores	(991)	(857)	(356)	(310)
Resultados de equivalência patrimonial	(35.106)	(26.681)	(12.640)	(9.605)
Programa REFIS	1.719		618	
Juros sobre o capital próprio	24.694	55.996	8.891	20.161
Outras		17		
Outros				
IRPJ e CSLL diferidos não reconhecidos	1.090	(28.705)	394	(10.464)
(Adição) Reversão de diferenças permanentes	(14.529)	(15.407)	(5.362)	(5.544)
Ajustes na DIPJ referente exercício social anterior	3.517	1.021	1.281	453
Ajuste lucro presumido	2.466	14.496	888	4.866
Adicional IRPJ	320	409		
Programa de Alimentação do Trabalhador	2.243	585		
Incentivo Cultural e Artístico	20	1.223		
Doações a atividades de caráter Desportivo		160		
Doações aos Fds Direitos da Criança e do Adolescente		178		
SUDENE/ADA	42.298	29.805		
Despesa de IRPJ e CSLL	(178.860)	(170.180)	(80.659)	(73.315)
Alíquota efetiva	21,98%	21,85%	9,91%	9,41%

36 Resultado por ação

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

No exercício de 2013, a Companhia não dispunha de instrumentos financeiros passivos conversíveis em ações da própria Companhia ou transações que gerassem efeito dilutivo ou antidilutivo sobre o resultado por ação do exercício. Dessa forma, o resultado "básico" por ação que foi apurado para o exercício é igual ao resultado "diluído" por ação segundo os requerimentos do CPC 41. O cálculo do resultado "básico e diluído" por ação é demonstrado na tabela a seguir:

37.2 Classificação dos instrumentos financeiros

	Nota	Categoria
Ativos financeiros		
Circulante		
Caixa e equivalentes de caixa	5	Valor justo por meio do resgate
Caixa e equivalentes de caixa	5	Valor justo por meio do resgate
Títulos a receber	7	Empréstimos e recebíveis
Partes relacionadas	10	Valor justo por meio do resgate
Cauções e depósitos vinculados	12	Ativos mantidos até o vencimento
Ativos financeiros disponíveis para venda	14	Disponível para venda
Não circulante		
Títulos a receber	7	Empréstimos e recebíveis
Partes relacionadas	10	Valor justo por meio do resgate
Passivos financeiros		
Circulante		
Fornecedores	22	Outros ao custo amortizado
Debêntures	23	Outros ao custo amortizado
Não circulante		
Debêntures	23	Outros ao custo amortizado
Partes relacionadas	10	Valor justo por meio do resgate

	Nota	Categoria
Ativos financeiros		
Circulante		
Caixa e equivalentes de caixa	5	Valor justo por meio do resgate
Caixa e equivalentes de caixa	5	Valor justo por meio do resgate
Títulos a receber	7	Empréstimos e recebíveis
Consumidores e concessionárias	6	Empréstimos e recebíveis
Partes relacionadas	10	Valor justo por meio do resgate
Cauções e depósitos vinculados	12	Ativos mantidos até o vencimento
Rendas a receber		Valor justo por meio do resgate
Ativos financeiros disponíveis para venda	14	Disponível para venda
Não circulante		
Títulos a receber	7	Empréstimos e recebíveis
Ativo financeiro indenizável	18	Disponível para venda
Consumidores e concessionárias	6	Empréstimos e recebíveis
Partes relacionadas	10	Valor justo por meio do resgate
Cauções e depósitos vinculados	12	Ativos mantidos até o vencimento
Outros créditos - Derivativos	15	Valor justo por meio do resgate

37.2.1 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 e suas controladas projetam 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 divulgado pela BM&FBovespa. Algumas rubricas apresentam saldo contábil equivalente ao valor justo, essa situação acontece em função desses instrumentos financeiros possuírem características substancialmente similares aos que seriam obtidos se fossem negociados no mercado.

As operações com instrumentos financeiros estão apresentadas no balanço da Companhia e de suas controladas pelo seu valor contábil que equivale ao seu valor justo exceto para determinados Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas e Debêntures, que nestes casos, o valor contábil pode diferir ao seu valor justo. 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) Títulos a receber: são constituídos por Contratos de Cessão de Crédito celebrados entre a controlada Lajeado e as empresas Tangará Energia S.A. e Rede Energia S.A.. Também encontram-se registrados nesta rubrica as Ações preferenciais resgatáveis das classes "A", "B" e "C" de emissão da Investco. As características de ambos instrumentos financeiros estão destacadas na nota 7.

(iii) 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;

(iv) Partes relacionadas: é composto por contratos de compartilhamento de gastos regulados pela ANEEL, contemplando apenas os valores devidos sem acréscimos de nenhum tipo, contratos de mútuos e arrendamento, sem conflitos de interesses e em condições reais de mercado;

(v) Cauções e depósitos vinculados: são apresentados pelo seu valor justo em cumprimento aos contratos de financiamento com o BNDES e consórcio de bancos, constituída como parte das garantias desses contratos conforme especificado na nota 24. Adicionalmente, para o ativo não circulante, existem valores caucionados das operações de energia de curto prazo na CCEE, e depósitos vinculados à dívida com o BNDES das controladas Santa Fé, Pantanal e Enerpeixe:

(vi) Ativos financeiros disponíveis para venda: as ações do grupo Rede Energia são registradas como disponível para venda e marcadas a mercado por meio de cotação na BMF&Bovespa (Nota 14);

	Controladora		Consolidado	
	2013	2012	2013	2012
Resultado líquido do exercício atribuível aos acionistas	375.768	343.463	375.768	343.463
Média ponderada do número de ações ordinárias em poder dos acionistas controladores (mil)	475.575	475.575	475.575	475.575
Resultado básico e diluído por ações (reais/ação)	0,79013	0,72221	0,79013	0,72221

Instrumentos financeiros

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

37.1 Considerações gerais

A Companhia e suas controladas mantêm operações com instrumentos financeiros. A administração desses instrumentos é efetuada por meio de estratégias operacionais e controles internos visando assegurar crédito, liquidez, segurança e rentabilidade. A contratação de instrumentos financeiros com o objetivo de proteção é feita por meio de uma análise periódica da exposição aos riscos financeiros (câmbio, taxa de juros e etc), a qual é reportada regularmente por meio de relatórios de risco disponibilizados à Administração. Em atendimento à Política de Gestão de Riscos Financeiros do Grupo EDP - Energias do Brasil, e com base nas análises periódicas consubstanciadas nos relatórios de risco, são definidas estratégias específicas de mitigação dos riscos financeiros, as quais são aprovadas pela Administração, para operacionalização da referida estratégia. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das condições contratadas versus condições vigentes no mercado por meio de sistemas operacionais integrados à plataforma SAP. A Companhia e suas controladas não efetuam aplicações de caráter especulativo, em derivativos ou quaisquer outros ativos de risco. Os resultados obtidos com estas operações estão condizentes com as políticas e estratégias definidas pela Administração da Companhia e suas controladas.

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

Controladora					
Descrição	Níveis	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
		Valor Justo		Valor Contábil	
Adiantamento	Nível 1	53.099	62.025	53.099	62.025
Adiantamento	Nível 2	191.012	37.029	191.012	37.029
Adiantamento	Nível 2	2.939	3.402	2.939	3.402
Adiantamento	Nível 2	24.051	10.698	24.051	10.698
Adiantamento	Nível 1	222	222	222	222
Adiantamento	Nível 1	11.026	19.806	11.026	19.806
Adiantamento	Nível 2	21.537	20.602	21.537	20.602
Adiantamento	Nível 2	172.375	153.771	172.375	153.771
		476.261	307.555	476.261	307.555
Adiantamento	Nível 2	13.237	7.897	13.237	7.897
Adiantamento	Nível 2	510.893		510.893	
Adiantamento	Nível 2	499.645	460.674	499.645	460.674
Adiantamento	Nível 2	14	768	14	768

		1.023.789	469.339	1.023.789	469.339
Consolidado					
Descrição	Níveis	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
		Valor Justo		Valor Contábil	
Adiantamento	Nível 1	301.877	310.111	301.932	310.111
Adiantamento	Nível 2	619.657	261.264	622.214	261.264
Adiantamento	Nível 2	4.965	4.530	4.965	4.530
Adiantamento	Nível 1	1.125.056	1.252.551	1.126.547	1.252.551
Adiantamento	Nível 2	12.359	718	12.359	718
Adiantamento	Nível 1	4.642	24.207	4.642	24.207
Adiantamento	Nível 2	4.758	6.150	4.758	6.150
Adiantamento	Nível 1	11.026	19.806	11.026	19.806
Adiantamento	Nível 2	17.049	21.324	17.049	21.324
Adiantamento	Nível 3	779.354	690.278	779.354	690.278
Adiantamento	Nível 1	54.908	40.294	54.908	40.294
Adiantamento	Nível 2	171.074	136.232	171.074	136.232
Adiantamento	Nível 1	44.013	48.939	44.013	48.939
Adiantamento	Nível 2	24.504	12.594	24.504	12.594

(vii) Ativo financeiro indenizável: as controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa reconhecem um crédito a receber do Poder Concedente devido ao direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, conforme previsto em contrato, a título de indenização pelos serviços de construção efetuados e não recebidos por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. Estes ativos financeiros estão registrados pelo valor presente do direito e são calculados com base no valor dos ativos em serviço pertencentes à concessão e que serão reversíveis no final da concessão;

(viii) Outros créditos - 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 e suas controladas para mitigar riscos de exposição de taxas e câmbios. Sua evidenciação está descrita na nota 37.6 de Instrumentos financeiros derivativos. São compostos por *hedge accounting* de valor justo da EDP Escelsa e EDP Bandeirante;

(ix) 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;

(x) 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; e

(xi) Uso do bem público: consiste em um instrumento financeiro demonstrado ao custo amortizado atualizado pelo IGP-M incorrido até a data do balanço. Os saldos do passivo circulante e não circulante estão reconhecidos ao valor presente. Para as controladas Enerpeixe e Investco a taxa de desconto é de 6% que representa o custo médio de capital na data da assinatura dos contratos de concessão. Para a controlada indireta Pantanal, a taxa de desconto é de 7,6% que representa a taxa de remuneração de capital (WACC).

Não houve reclassificação de categoria dos Instrumentos financeiros nos exercícios.

37.2.2 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 e suas controladas. São exigidos como forma de mensuração para o valor justo dos instrumentos da Companhia e de suas controladas:

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

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

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

A metodologia aplicada na segregação por níveis para o valor justo dos instrumentos financeiros da Companhia e suas controladas classificadas 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.

continuação

EDP - Energias do Brasil S.A.

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

37.3 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, encargos de dívidas e debêntures captados pela Companhia e suas controladas apresentados nas notas 23 e 24, possuem como contraparte o BEI, o BNDES, a Eletrobrás, o Banco do Brasil, o Banco Santander, o Banco Itaú, o Banco Bradesco, o Goldman Sachs, a Pentágono Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, a SLW Corretora de Valores e a Oliveira Trust. As regras contratuais para os passivos financeiros adquiridos pela Companhia e suas controladas criam fundamentalmente riscos atrelados a essas exposições. Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia e suas controladas possuem 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 e suas controladas - 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. As controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa possuem 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.

37.3.1 Análise de sensibilidade

No quadro a seguir foram considerados cenários dos indexadores utilizados pela Companhia e suas controladas, 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 e suas controladas, 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 e suas controladas. 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 e suas controladas em função da variação de cada risco destacado.

Operação	Risco	Aging cenário provável			Controladora				
		Até 1 ano	2 a 5 anos	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%
Instrumentos financeiros ativos	CDI	19.147	2.887		22.034	5.508	11.017	(5.508)	(11.017)
Instrumentos financeiros passivos	CDI	(49.787)	(39.265)		(69.052)	(19.993)	20.374	41.144	
		(30.640)	(36.378)	-	(67.018)	(14.485)	(28.603)	14.866	30.127
Operação	Risco	Aging cenário provável			Consolidado				
		Até 1 ano	2 a 5 anos	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%
Instrumentos financeiros ativos	CDI	155.608	8.685		164.293	44.348	88.615	(44.439)	(88.979)
Instrumentos financeiros passivos	CDI	(222.116)	(386.606)	(11.473)	(620.195)	(136.718)	(270.924)	139.333	281.388
Instrumentos financeiros derivativos	CDI	(7.156)	(25.534)		(32.690)	(7.792)	(15.442)	7.938	16.026
		(73.664)	(403.455)	(11.473)	(488.592)	(100.162)	(197.751)	102.832	208.435
Instrumentos financeiros passivos	TJLP	(45.761)	(147.920)	(71.874)	(265.555)	(44.992)	(90.018)	44.958	89.882
		(45.761)	(147.920)	(71.874)	(265.555)	(44.992)	(90.018)	44.958	89.882
Instrumentos financeiros passivos		-	-	-	-	(27.810)	(55.616)	27.810	55.616
		-	-	-	-	(27.810)	(55.616)	27.810	55.616
Instrumentos financeiros passivos	Libor - 6M	(1.998)	(21.112)	-	(23.110)	(4.614)	(9.228)	4.614	9.228
Instrumentos financeiros derivativos	Libor - 6M	1.998	21.112	-	23.110	4.614	9.228	(4.614)	(9.228)
		-	-	-	-	-	-	-	-

As curvas futuras dos indicadores financeiros CDI, TJLP, Libor e Dólar estão em acordo com o projetado pelo mercado e estão alinhadas com a expectativa da Administração da Companhia e de suas controladas (no caso do consolidado).

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.

37.4 Risco de liquidez

O risco de liquidez evidencia a capacidade da Companhia e suas controladas em liquidarem as obrigações assumidas. Para determinar a capacidade financeira da Companhia e suas controladas em cumprirem 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 valores contratados e os liberados são apresentados nas notas 23 e 24.

A Administração da Companhia e de suas controladas somente utiliza linhas de créditos que possibilitem sua alavancagem operacional, essa premissa é afirmada quando observam-se as características das captações efetivadas.

Covenants são indicadores econômico-financeiros de controle da saúde financeira da Companhia e de suas controladas exigidos nos contratos de ingresso de recursos. O não cumprimento dos *covenants* impostos nos contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures podem 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 nas notas 23 e 24. Até 31 de dezembro de 2013 todos os *covenants* das obrigações contratadas foram atendidos em sua plenitude.

O capital circulante líquido consolidado, que corresponde à diferença entre o ativo circulante e o passivo circulante em 31 de dezembro de 2013, foi negativo em R\$108.907 (R\$333.458 em 31 de dezembro de 2012).

A Administração da Companhia entende que possui liquidez satisfatória, mesmo com capital circulante líquido negativo, representando condições adequadas para cumprir as nossas obrigações operacionais de curto prazo em cada linha de negócio em que a Companhia possui operações. Na distribuição, especificamente na EDP Escelsa, a revisão tarifária homologada em agosto de 2013 proverão parte dos recursos para pagar os compromissos previstos no curto prazo e os empréstimos, financiamentos e debêntures com vencimento em 2014 estão sendo analisados e estruturados para serem refinanciados com objetivo de alongar o prazo médio da dívida da distribuidora. Na geração, as empresas com usinas em operação geram recursos operacionais dos contratos de venda de energia, de arrendamento ou de fluxo de dividendos ao longo do ano suficientes para pagar os compromissos previstos no curto prazo.

Os ativos financeiros mais expressivos da Companhia e de suas controladas são demonstrados nas rubricas Caixa e equivalentes de caixa (Nota 5), Consumidores e concessionárias (Nota 6) e Ativo financeiro indenizável (Nota 18). A Companhia e suas controladas 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 na nota 6 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 39.2) para as rubricas de Empréstimos, financiamentos e debêntures. Essas garantias contratuais são o máximo que a Companhia e suas controladas podem ser exigidas 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 e de suas controladas, 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 vincendos não contabilizados e encontram-se demonstrados na nota 39.1.

37.5 Risco de crédito

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

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 as controladas 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 das controladas.

A pulverização da venda de energia elétrica a essa base consumidora atribui menor volatilidade aos recebimentos das controladas, pode-se levar em face a composição de 11,68% de estimativas de não realização dos créditos conforme nota 6.

A principal ferramenta na mitigação do risco de não realização dos ativos financeiros é a suspensão do

ser fator relevante para a inviabilidade de uma operação. As controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa possuem 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.

37.3.1 Análise de sensibilidade

No quadro a seguir foram considerados cenários dos indexadores utilizados pela Companhia e suas controladas, 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 e suas controladas, 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 e suas controladas. 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 e suas controladas em função da variação de cada risco destacado.

Operação	Risco	Aging cenário provável			Controladora				
		Até 1 ano	2 a 5 anos	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%
Instrumentos financeiros ativos	CDI	19.147	2.887		22.034	5.508	11.017	(5.508)	(11.017)
Instrumentos financeiros passivos	CDI	(49.787)	(39.265)		(69.052)	(19.993)	20.374	41.144	
		(30.640)	(36.378)	-	(67.018)	(14.485)	(28.603)	14.866	30.127
Operação	Risco	Aging cenário provável			Consolidado				
		Até 1 ano	2 a 5 anos	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%
Instrumentos financeiros ativos	CDI	155.608	8.685		164.293	44.348	88.615	(44.439)	(88.979)
Instrumentos financeiros passivos	CDI	(222.116)	(386.606)	(11.473)	(620.195)	(136.718)	(270.924)	139.333	281.388
Instrumentos financeiros derivativos	CDI	(7.156)	(25.534)		(32.690)	(7.792)	(15.442)	7.938	16.026
		(73.664)	(403.455)	(11.473)	(488.592)	(100.162)	(197.751)	102.832	208.435
Instrumentos financeiros passivos	TJLP	(45.761)	(147.920)	(71.874)	(265.555)	(44.992)	(90.018)	44.958	89.882
		(45.761)	(147.920)	(71.874)	(265.555)	(44.992)	(90.018)	44.958	89.882
Instrumentos financeiros passivos		-	-	-	-	(27.810)	(55.616)	27.810	55.616
		-	-	-	-	(27.810)	(55.616)	27.810	55.616
Instrumentos financeiros passivos	Libor - 6M	(1.998)	(21.112)	-	(23.110)	(4.614)	(9.228)	4.614	9.228
Instrumentos financeiros derivativos	Libor - 6M	1.998	21.112	-	23.110	4.614	9.228	(4.614)	(9.228)
		-	-	-	-	-	-	-	-

fornecimento de energia elétrica aos consumidores inadimplentes. Anterior a essa etapa as controladas realizam métodos tradicionais de cobrança por meio de cobranças administrativas, notificações na fatura, entre outras. As controladas oferecem diversos canais de atendimento para facilitar o contato com o consumidor, dentre elas, *call centers*, lojas de atendimento presencial e internet.

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

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

As decisões sobre aplicações financeiras são orientadas por uma Política de Gestão de Riscos Financeiros da Companhia e suas controladas, 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 e suas controladas, 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 e suas controladas a riscos significativos que futuramente possam gerar prejuízos materiais.

37.6 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.

Todas as operações com derivativos no consolidado referem-se à EDP Bandeirante e EDP Escelsa. As controladas 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 destes contratos é de 100% sobre as exposições aos riscos de taxas de juros e variações cambiais, pois os derivativos contratados estabelecem 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 nomenclal 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 EDP Bandeirante e EDP Escelsa foram registradas no Resultado.

O valor justo dos derivativos da EDP Bandeirante e EDP Escelsa 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.

		Consolidado			
		Instrumentos financeiros derivativos			
		31/12/2013		31/12/2012	
	Companhia	Swaps	Total	Swaps	Total
Ponta ativa					
Libor + 1,275% a.a.	EDP Escelsa	46.610	46.610	40.368	40.368
Libor + 1,275% a.a.	EDP Bandeirante	46.610	46.610	40.368	40.368
		93.220	93.220	80.736	80.736
Ponta passiva					
93,40% do CDI	EDP Escelsa	35.125	35.125	34.881	34.881
93,40% do CDI	EDP Bandeirante	35.125	35.125	34.881	34.881
		70.250	70.250	69.762	69.762
Total		22.970	22.970	10.974	10.974
Os efeitos de ganhos ou perdas com os derivativos praticados pelas controladas em 31 de dezembro de 2013 e de 2012 são:					

Consolidado		
Ganhos e perdas de instrumentos financeiros derivativos		
	31/12/2013	31/12/2012
	Resultado financeiro	Resultado financeiro
Derivativos com propósito de proteção		
Riscos cambiais	9.240	8.859
Total	9.240	8.859
O vencimento líquido dos derivativos segue demonstrado no quadro.		
Consolidado		
Vencimento	Derivativos líquidos	
2014	(1.534)	
Após 2017	24.504	
Receber/(pagar)	22.970	
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 das controladas durante o exercício assim como características principais do objeto contratado. Esse detalhamento é demonstrado em quadro.		

Consolidado													
Descrição	Controlada	Contraparte	Início		Nocional US\$/EUR		Nocional R\$/US\$		Valor Justo		Efeitos no Resultado		
			Vencimento	Posição	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	EDP Escelsa	Banco Goldman Sachs	09/02/2012	Libor 6M + 1,275 % a.a.	19.740	19.740	34.071	34.071	46.610	40.368	6.034	4.588	
Passivo			20/02/2018	93,40% do CDI					35.125	34.881	1.414	-	
									11.485	5.487	4.620	4.588	
Ativo	EDP Bandeirante	Banco Goldman Sachs	09/02/2012	Libor 6M + 1,275 % a.a.	19.740	19.740	34.071	34.071	46.610	40.368	6.034	4.588	
Passivo			20/02/2018	93,40% do CDI					35.125	34.881	1.414	-	
									11.485	5.487	4.620	4.588	
Ativo	EDP Bandeirante	Banco Citibank	19/03/2004	Libor + 4,375 % a.a.									(97)
Passivo			14/02/2012	104,69% do CDI									32
									-	-	-		(129)
Ativo	EDP Bandeirante	Banco Citibank	14/12/2004	Libor + 4,375 % a.a.									(36)
Passivo			14/02/2012	118,94% do CDI									12
									-	-	-		(48)
Ativo	EDP Bandeirante	Banco JP Morgan	05/04/2006	Libor + 4,375 % a.a.									(59)
Passivo			14/02/2012	109,70% do CDI									19
									-	-	-		(78)
Ativo	EDP Bandeirante	Banco JP Morgan	05/04/2006	Libor + 4,375 % a.a.									(49)
Passivo			14/02/2012	109,50% do CDI									13
													(60)

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

37.7 Gestão de capital

Os objetivos do Grupo EDP - Energias do Brasil ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade do grupo para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, o Grupo EDP - Energias do Brasil pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

		Consolidado	
	Nota	2013	2012
Total dos empréstimos e debêntures	23 e 24	3.259.446	3.088.546
Menos: caixa e equivalentes de caixa	5	(924.146)	(571.375)
Dívida líquida		2.335.300	2.517.171
Total do Patrimônio Líquido		6.253.173	6.332.386
Total do capital		8.588.473	8.849.557
Índice de alavancagem financeira - %		27,19	28,44

38 Transações não envolvendo caixa

Em conformidade com o CPC 03 (R2) as transações de investimento e financiamento que não envolvem o uso de caixa ou equivalentes de caixa não devem ser incluídas na demonstração dos fluxos de caixa. No exercício das atividades que não envolveram movimentação de caixa das controladas e, portanto, não estão refletidas na demonstração do fluxo de caixa, seguem:

(i) As controladas CEJA, ECE Participações, Cachoeira Caldeirão, EDP Bandeirante e EDP Escelsa realizaram a capitalização de encargos de dívidas ao Imobilizado e Intangível no valor de R\$46.022 no exercício; e

(ii) No exercício a Companhia constitui Dividendos a pagar no valor de R\$160.718.

39 Compromissos contratuais e Garantias

39.1 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:

		Controladora				
		31/12/2013				
	Total	Até 1 ano	Entre 1 e 3 anos	Entre 3 e 5 anos	Acima de 5 anos	
Obrigações de compra	165.271	67.465	72.189	25.617		
Juros Vincendos de Debêntures	95.498	57.054	38.444			
	260.769	124.519	110.633	25.617	-	
		Consolidado				
		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	54.180	48.684	5.171	325		
Obrigações de compra	39.418.701	5.100.125	7.134.689	4.690.457	22.493.430	
Juros Vincendos de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	1.060.761	333.217	349.373	178.879	199.292	
	40.533.642	5.482.026	7.489.233	4.869.661	22.692.722	

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 e suas controladas. Foi utilizado como taxa de desconto, o custo médio de capital da Companhia e suas controladas. As obrigações de compra incluem, essencialmente, responsabilidades relacionada com contratos de longo prazo relativos ao fornecimento de produtos e serviços no âmbito da atividade operacional das companhias do Grupo.

39.2 Garantias

	Controladora		Consolidado	
Tipo de garantia oferecida	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Aval de acionista	42.435	39.724	287.008	400.547
Depósito Cauçionado	222	222	48.651	73.202
Fiança Bancária	16.343	95.893	375.566	426.240
Fiança Corporativa			2.532.023	1.050.424
Garantias em recebíveis			228.331	332.071
Notas Promissórias			104.344	127.489
Penhor de Ações			977.595	727.224
Seguro garantia	15.286	8.560	118.796	114.354
Penhor de Direitos			841.031	716.299

40.1.1 Demonstração do Resultado

	Distribuição de Resultados
	4.63
Receitas	
Custo da produção e do serviço de energia elétrica	
Custo do serviço de energia elétrica	
Energia elétrica comprada para revenda	(2.55)
Encargos de uso da rede elétrica	(23)
	(2.78)
Custo de operação	
Pessoal	(18)
Materiais e serviços de terceiros	(18)
Depreciações e amortizações	(23)
Outros custos de operação	(2)
	(63)
	(3.41)
Custo do serviço prestado a terceiros	
Lucro bruto	(33)
Despesas e Receitas operacionais	88
Despesas com vendas	(5)
Despesas gerais e administrativas	(26)
Depreciações e amortizações	(8)
Outras Despesas e Receitas operacionais	(1)
	(34)
Resultado antes do Resultado financeiro, tributos e participações societárias	54
Resultado das participações societárias	
Receitas financeiras	11
Despesas financeiras	(22)
Resultado financeiro	(10)
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	44
Imposto de renda e contribuição social correntes	(10)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(1)
	(11)
Resultado líquido do exercício	32
Atribuível aos acionistas controladores	32
Atribuível aos acionistas não controladores	

	Distribuição
Receitas	4.46
Custo da produção e do serviço de energia elétrica	
Custo do serviço de energia elétrica	(2.57)
Energia elétrica comprada para revenda	(52)
Encargos de uso da rede elétrica	(3.10)
Custo de operação	
Pessoal	(15)
Materiais e serviços de terceiros	(19)
Depreciações e amortizações	(17)
Outros custos de operação	(6)
	(52)
Custo do serviço prestado a terceiros	(3.63)
Lucro bruto	(24)
Despesas e Receitas operacionais	58
Despesas com vendas	(4)
Despesas gerais e administrativas	(18)
Depreciações e amortizações	(6)
Outras Despesas e Receitas operacionais	3
	(20)
Resultado antes do Resultado financeiro, tributos e participações societárias	38
Resultado das participações societárias	
Receitas financeiras	14
Despesas financeiras	(20)
Resultado financeiro	(5)
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	32
Imposto de renda e contribuição social correntes	(2)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(6)
	(8)
Resultado líquido do exercício	23
Atribuível aos acionistas controladores	23
Atribuível aos acionistas não controladores	

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.

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo na Controladora e no consolidado, em sua maioria, refere-se aos contratos de seguros de vida.

Depósito Cauçionado: São depósitos mantidos em conta reserva em cumprimento aos contratos de financiamento firmados com as instituições financeiras, em sua maioria com o BNDES.

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo, em sua totalidade na Controladora, refere-se aos depósitos para ações tributárias e judiciais. No consolidado, em sua maioria, refere-se aos contratos de empréstimos e financiamentos.

Fiança Bancária: É um contrato por meio do qual a instituição financeira, que é a fiadora, garante o cumprimento da obrigação de seus clientes (afiandado) 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.

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo na Controladora e no consolidado, em sua maioria, refere-se aos contratos de empréstimos e financiamentos.

Fiança Corporativa: A fiança é uma garantia de satisfazer ao credor uma obrigação assumida pelo devedor, caso este não o faça. As fianças corporativas foram emitidas pela EDP - Energias do Brasil e pela EDP - Eletricidade de Portugal S.A. para as controladas do Grupo.

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo, em sua totalidade, refere-se aos contratos de 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 - no mínimo 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.

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo, em sua maioria, refere-se aos contratos de compra e venda de energia.

o beneficiário a pagar-lhe certa quantia em dinheiro.

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo, em sua maioria, refere-se aos contratos de empréstimos e financiamentos.

Penhor de Ações: É o direito real que se constitui pela entrega das ações como garantia.

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de Penhor de ações em sua totalidade, refere-se aos contratos de empréstimos e financiamentos. A responsabilidade final das ações dadas como garantia das controladas Santa Fé, Enerpeixe e Investco, pertencem à EDP - Energias do Brasil na proporção de sua participação.

Seguro garantia: O Seguro garantia é um tipo de seguro destinado aos órgãos públicos e às empresas privadas com o objetivo de garantir o fiel cumprimento das obrigações contratuais estipuladas pelas partes, conforme descrito na apólice. Nas empresas privadas encontramos o seguro em relações contratuais feitas com terceiros que desejam mitigar ou anular o risco de descumprimento com seus fornecedores, prestadores de serviços, etc.

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo, em sua totalidade na Controladora, refere-se a garantia de participação de Leilão 06/2012 (A-5) - Cachoeira Caldeirão. No consolidado, em sua maioria, refere-se a garantia de executante construtor.

Penhor de Direitos: Penhor sobre os direitos emergentes da Concessão da UHE Lajeado (Lajeado), da UHE Assis Chateaubriand (Pantanal), UHE Peixe Angical (Enerpeixe) e PCH Francisco Gros (Santa Fé) compreendendo mas não se limitando aos seguintes itens: a) o direito de gerar energia elétrica; b) a energia elétrica a ser gerada; e c) as garantias constantes dos contratos de Compra de Energia em ambiente regulado.

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo, em sua totalidade, refere-se aos contratos de empréstimos e financiamentos.

40 Informações por segmento

Um segmento de negócio é um componente identificável do Grupo, que se destina a fornecer um produto ou um serviço individual ou um grupo de produtos ou serviços relacionados, e que esteja sujeito a riscos e benefícios que sejam diferenciáveis dos restantes segmentos de negócio.

O Grupo EDP - Energias do Brasil desenvolve um conjunto de atividades no setor energético, com especial ênfase na geração, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Com base no relatório interno, a Diretoria é responsável por avaliar o desempenho dos vários segmentos e decidir sobre as alocações de recursos a efetuar a cada um dos segmentos de negócio identificados.

40.1 Caracterização dos segmentos

Os valores reportados para cada segmento de negócio resultam da agregação das controladas e das unidades de negócio definidas no perímetro de cada segmento, bem como a anulação das transações intra-segmento. A coluna “*Holding*” refere-se a Controladora, sendo a origem desse lucro substancialmente relacionado com a avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, conforme requerido pelas práticas contábeis adotadas no Brasil.

2013						
Distribuição	Geração	Comercialização	Holding	Outros	Eliminação	Total
4.633.360	1.323.696	1.885.795	992		(747.351)	7.096.492
(2.552.509)	(188.458)	(1.785.691)			726.732	(3.799.926)
(232.885)	(83.294)	(13.833)			20.429	(309.583)
(2.785.394)	(271.752)	(1.799.524)	-	-	747.161	(4.109.509)
(182.834)	(29.002)	(5.181)				(217.017)
(187.269)	(30.167)	(3.325)			190	(220.571)
(234.324)	(103.532)	(63)				(337.919)
(27.017)	(3.157)	(324)				(30.498)
(631.444)	(165.858)	(8.893)	-	-	190	(806.005)
(3.416.838)	(437.610)	(1.808.417)	-	-	747.351	(4.915.514)
(330.922)	(1.064)	(235)	-	-	-	(332.221)
885.600	885.022	77.143	992	-	-	1.848.757
(55.012)	1.247	1.327				(52.438)
(266.828)	(65.607)	(9.703)	(102.102)	(312)		(444.552)
(8.449)	(49.410)	(261)	(6.563)			(64.683)
(12.526)	(19.597)	(4)	(1.887)	25		(33.989)
(342.815)	(133.367)	(8.641)	(110.552)	(287)	-	(595.662)
542.785	751.655	68.502	(109.560)	(287)	-	1.253.095
-	(124.799)	-	557.474	-	(573.102)	(140.427)
119.672	33.271	2.097	37.541	942	(11.388)	182.135
(220.597)	(156.076)	(5.821)	(109.698)	(390)	11.388	(481.194)
(100.925)	(122.805)	(3.724)	(72.157)	552	-	(299.059)
441.860	504.051	64.778	375.757	265	(573.102)	813.609
(102.755)	(128.159)	(21.084)	(1.995)			(253.993)
(14.315)	6.699	(451)	2.006	535	-	(5.526)
(117.070)	(121.460)	(21.535)	11	535	-	(259.519)
324.790	382.591	43.243	375.768	800	(573.102)	554.090
324.790	204.269	43.243	375.768	800	(573.102)	375.768
	178.322					178.322

2012						
Distribuição	Geração	Comercialização	Holding Reclassificado	Outros	Eliminação	Total
4.461.794	1.196.852	1.354.606	1.777	9.885	(570.426)	6.454.488
(2.576.635)	(92.146)	(1.308.184)			540.914	(3.436.051)
(527.039)	(94.007)	(15.503)			28.910	(607.639)
(3.103.674)	(186.153)	(1.323.687)	-	-	569.824	(4.043.690)
(155.629)	(28.386)	(4.280)		(525)		(188.820)
(197.843)	(28.846)	(3.307)		(1.186)	1.003	(230.179)
(170.849)	(100.247)	(56)				(271.152)
(3.699)	(2.670)	(546)		(129)		(7.044)
(528.020)	(160.149)	(8.189)	-	(1.840)	1.003	(697.195)
(3.631.694)	(346.302)	(1.331.876)	-	(1.840)	570.827	(4.740.885)
(240.445)	(790)	(294)	-	(1.963)	-	(243.492)
589.655	849.760	22.436	1.777	6.082	401	1.470.111
(44.162)	(1.519)	34.363	(484)	(25)		(11.827)
(187.020)	(46.960)	(6.764)	(49.523)	(1.093)		(291.360)
(9.383)	(32.512)	(223)	(6.209)		(18.088)	(66.415)
37.970	(42.586)	3.584	(16.443)	(38)		(17.513)
(202.595)	(123.577)	30.960	(72.659)	(1.156)	(18.088)	(387.115)
387.060	726.183	53.396	(70.882)	4.926	(17.687)	1.082.996
-	(103.824)	-	438.324	-	(441.224)	(106.724)
141.641	32.324	4.424	27.085	427	(10.073)	195.828
(201.507)	(151.000)	(265)	(49.821)	(722)	10.073	(393.242)
(59.866)	(118.676)	4.159	(22.736)	(295)	-	(197.414)
327.194	503.683	57.555	344.706	4.631	(458.911)	778.858
(26.539)	(112.253)	(5.844)	(1.243)	(448)		(146.327)
(61.021)	(29.091)	(13.205)			6.149	(97.168)
(87.560)	(141.344)	(19.049)	(1.243)	(448)	6.149	(243.495)
239.634	362.339	38.506	343.463	4.183	(452.762)	535.363
239.634	170.439	38.506	343.463	4.183	(452.762)	343.463
	191.900					191.900

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

40.1.2 Balanço Patrimonial							
			31/12/2013				
	Distribuição	Geração	Comercialização	Holding	Outros	Eliminações	Total
Ativo circulante	1.402.694	2.726.773	318.013	673.422	1.223	(415.181)	4.706.944
Ativo não circulante	1.518.022	206.486	8.977	599.615	3.316	(403.349)	1.933.067
Investimentos		1.271	200	4.515.166		(3.844.300)	672.337
Propriedades para investimentos	4.093	4.490		5.000			13.583
Imobilizado	173	3.547.008	583	19.121	3.638	455.693	4.026.216
Intangível	1.904.527	715.257	1.341	2.277	9.873	156.072	2.789.347
Passivo circulante	1.595.120	2.791.947	265.066	662.914	36	(717.046)	4.598.037
Passivo não circulante	1.442.942	1.133.663	62	578.470	4.914	130.233	3.290.284
Patrimônio Líquido e Não controladores	1.791.447	3.275.675	63.986	4.573.217	13.100	(3.464.252)	6.253.173

31/12/2012							
	Distribuição	Geração	Comercialização	Holding	Outros	Eliminações	Total
Reclassificado							
Ativo circulante	1.410.107	426.654	192.474	402.161	6.244	(258.224)	2.179.416
Ativo não circulante	1.441.359	140.365	7.599	396.277	99.330	(235.356)	1.849.574
Investimentos		(447.220)	200	4.374.843	449.065	(3.668.206)	708.682
Propriedades para investimentos	4.127						4.127
Imobilizado	197	4.070.478	1.181	5.004	6.448	471.020	4.554.328
Intangível	1.921.880	1.340.252	623	1.670	5.519	163.375	3.433.319
Passivo circulante	1.511.272	579.808	141.033	167.243	363.687	(250.169)	2.512.874
Passivo não circulante	1.872.644	1.346.493	248	567.028	203.181	(105.408)	3.884.186
Patrimônio Líquido e Não controladores	1.393.754	3.604.228	60.796	4.445.684	(262)	(3.171.814)	6.332.386

41 Cobertura de seguros

A Companhia e suas controladas 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 da revisão das demonstrações financeiras e, consequentemente, não foram analisadas pelos auditores independentes. Os principais valores em risco com coberturas de seguros são:

	Controladora	Consolidado
	31/12/2013	31/12/2013
Subestações		1.011.719
Usinas		2.274.022
Almoxarifados		51.309
Prédios e conteúdos (próprios)		18.077
Prédios e conteúdos (terceiros)	62.311	101.258
Responsabilidade civil	76.500	86.500
Transportes (materiais)		5.000
Transportes (veículos)	1.600	9.600
Acidentes pessoais	42.435	288.484

O saldo apresentado como Responsabilidade civil na Controladora, possui detalhamento conforme descrito abaixo:

- (i) Responsabilidade civil geral, com cobertura de até R\$6.000;
(ii) Responsabilidade civil ambiental, com cobertura de R\$12.803; e
(iii) Responsabilidade civil de administradores e diretores, com cobertura de R\$40.562, extensível as suas controladas.

Para as apólices dos itens (i) e (ii), estão seguradas a Companhia e as seguintes controladas: EDP Bandeirante, EDP Escelsa, Energest, Pantanal, Santa Fé, Ceneael, Elebrás, EDP Comercializadora, Lajeado Energia e Investco.

42 Meio ambiente

As controladas EDP Bandeirante, EDP Escelsa, Santa Fé, Pantanal, Energest, Investco, Enerpeixe estão sujeitas a abrangente legislação ambiental brasileira nas esferas federal, estadual e municipal. O cumprimento desta legislação é fiscalizado por órgãos e agências governamentais, que podem impor sanções administrativas para as mesmas por eventual inobservância da legislação.

Os gastos de natureza ambiental em 2013 foram de R\$19.916 (R\$44.743 em 31 de dezembro de 2012). Do total gasto, foram capitalizados no exercício nas rubricas de Imobilizado e Intangível o valor de R\$15.675, relativos a proteção de biodiversidade e da paisagem e gestão e proteção do meio ambiente. Em contrapartida no resultado do exercício foram registrados R\$4.241, relativos a Programa de Monitoramento de Solos e Águas Subterrâneas em todas as suas instalações, e gestão de resíduos.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Ana Maria Machado Fernandes Presidente	Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas Vice-Presidente	Nuno Maria Pestana de Almeida Alves Conselheiro	Jorge Manuel Pragana da Cruz Moraes Conselheiro	Miguel Dias Amaro Conselheiro
Pedro Sampaio Malan Conselheiro	Francisco Carlos Coutinho Pitella Conselheiro	Modesto Souza Barros Carvalhosa Conselheiro	Paulo Cesar Hartung Gomes Conselheiro	

DIRETORIA

Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas Diretor-Presidente	Miguel Dias Amaro Diretor Vice-Presidente de Finanças e Relações com Investidores	Luiz Otavio Assis Henriques Diretor Vice-Presidente de Geração	Miguel Dias Amaro Diretor Vice-Presidente de Distribuição
Carlos Emanuel Baptista Andrade Diretor Vice-Presidente de Comercialização	Miguel Dias Amaro Diretor Vice-Presidente de Controle de Gestão	André Luís Nunes de Mello Almeida Diretor Tributário, Consolidação e Contabilidade	Fabiana Bueno Hernandez Contadora - CRC 1SP224652/O-4

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores e Acionistas

EDP Energias do Brasil S.A.

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da EDP Energias do Brasil S.A. (a “Companhia” ou “Controladora”) 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.

Examinamos também as demonstrações financeiras consolidadas da EDP Energias do Brasil S.A. e suas controladas (“Consolidado”) que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2013 e as respectivas demonstrações consolidadas 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 individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e dessas demonstrações financeiras consolidadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) e as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como 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 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.

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 sobre as demonstrações financeiras individuais

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da EDP Energias do Brasil 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.

43 Eventos Subsequentes

43.1 Ressarcimento por indisponibilidade superior à utilizada no cálculo da Garantia Física - Porto do Pecém

Conforme descrito na nota 4.4, o empreendimento controlado em conjunto Porto do Pecém protocolou na ANEEL pleito para o cumprimento da Subcláusula nº 6.2.1 dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEARs firmados no âmbito do Leilão nº 01/2007. A Porto do Pecém entende que a apuração que está sendo realizada para o ressarcimento por indisponibilidade, está em desacordo com os CCEARs celebrados.

Em 07 de janeiro de 2014, a Porto do Pecém ingressou com Ação Judicial com pedido de Tutela Antecipada para que a ANEEL se abstenha imediatamente de aplicar a regra de verificação de indisponibilidade a UTE Porto do Pecém I em base horária.

Em 24 de janeiro de 2014, a empresa conseguiu obter a Tutela Antecipada que suspende a aplicação do cálculo de indisponibilidade da UTE Porto do Pecém I em base horária. A juíza determinou que, até que seja julgado o mérito da ação judicial, os cálculos sejam efetuados com base na média dos últimos 60 meses.

43.2 Alienação de direitos de construção da Central Hídrica São Manoel

Em 07 de fevereiro de 2014 a Companhia comunicou ao mercado que, no contexto da parceria entre a Companhia, a CWE Investment Corporation (CWEI) e a CWEI Brasil Participações (CWEI Brasil), companhias controladas integralmente pela China Three Gorges (CTG), assinou o Contrato de Compra e Venda para alienar 33,3% dos direitos de construção da hidrelétrica São Manoel para a CWEI Brasil (Nota 4.11).

A CWEI Brasil reembolsará os custos incorridos pela Companhia e assumirá futuros compromissos de capital até o final da construção, riscos e benefícios do projeto na proporção da participação adquirida.

Sob os termos do Contrato, a conclusão da transação está sujeita à aprovação prévia da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, órgãos regulatórios chineses e demais medidas de natureza corporativa e contratual necessárias para a eficácia da transferência de controle, esperado para ocorrer no segundo semestre de 2014.

43.3 Base de Remuneração Regulatória - BRR - EDP Escelsa

A ANEEL, por meio do Despacho nº 287, de 10 de fevereiro de 2014, alterou após análise do recurso interposto pela EDP Escelsa, a BRR líquida para fins do 3º ciclo de Revisão Tarifária, de R\$1.566 bilhão para R\$1.591 bilhão e a BRR bruta de R\$2.758 bilhões para R\$2.791 bilhões e taxa de depreciação de 3,91% a.a.

43.4 3ª Emissão de Debêntures

Em 12 de fevereiro de 2014, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a 3ª emissão de Debêntures Simples. Essa emissão, cuja destinação de recursos será o pagamento parcial da 1ª Debêntures Simples da Companhia, totalizará R\$300.000 com um custo de CDI + 0,72% a.a. e prazo de 18 meses. A liquidação dessa emissão está prevista para 26 de fevereiro de 2014.

43.5 Venda de participação acionária

Em 11 de fevereiro de 2014, a ANEEL, em sua 4ª Reunião Ordinária de Diretoria, decidiu por anuir a transferência de 50% da participação societária direta na Cachoeira Caldeirão e na CEJA, detida pela Companhia para a CWEI Brasil. Em 21 de fevereiro de 2014, foi publicada no Diário Oficial da União a Resolução Autorizativa nº 4.546, que consubstancia a decisão do dia 11. No entanto, a referida resolução não contemplou a CEJA e deverá ser retificada com posterior publicação pela ANEEL. A conclusão da operação está sujeita, ainda, à aprovação Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, órgãos reguladores chineses e outras providências de natureza societária e contratuais necessárias à efetivação da alienação de controle (Nota 4.9).

Opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da EDP Energias do Brasil S.A. e suas controladas em 31 de dezembro de 2013, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Ênfase

Conforme descrito na Nota 2.1.1, as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da EDP Energias do Brasil S.A., essas práticas diferem das IFRS, aplicáveis às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, uma vez que para fins de IFRS seria custo ou valor justo. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

Outros assuntos

Informação suplementar - demonstrações do valor adicionado

Examinamos também as demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013, preparadas 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. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Auditoria dos valores correspondentes ao exercício anterior

As demonstrações financeiras da Companhia em 31 de dezembro 2012 foram auditadas por outros auditores independentes, cujo relatório, datado de 02 de maio de 2013, expressa opinião com ressalva. A ressalva refere-se à classificação de partes beneficiárias emitidas para terceiros, no montante de R\$ 451 milhões, registradas no patrimônio líquido da controlada Lajeado Energia S.A. e, nas demonstrações financeiras consolidadas, como participação de não controladores. Segundo o relatório dos auditores, as características dessas partes beneficiárias são as de um instrumento híbrido e, assim, não deveria ser integralmente registrado no patrimônio líquido (Nota 30.4.1). Adicionalmente, o relatório de auditoria sobre o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2012 contém parágrafo de ênfase sobre a possibilidade de mudança do prazo estimado de vida útil para depreciação dos bens do imobilizado de geração de energia no regime de produção independente, considerando-se os fatos e circunstâncias descritos nas correspondentes notas explicativas.

Nossas opiniões sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não contêm modificação relacionada a esses assuntos.



PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5

São Paulo, 26 de fevereiro de 2014

Valdir Renato Coscodai
Contador CRC 1SP165875/