

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	1
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	5
5.3 - Descrição - Controles Internos	10
5.4 - Alterações significativas	11

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	12
10.2 - Resultado operacional e financeiro	44
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	52
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	58
10.5 - Políticas contábeis críticas	64
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	68
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	69
10.8 - Plano de Negócios	70
10.9 - Outros fatores com influência relevante	71

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

5.1. Descrever, quantitativa e qualitativamente, os principais riscos de mercado a que a Companhia está exposta, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxas de juros

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Além dos riscos indicados no item 4.1 deste Formulário de Referência, estamos expostos a riscos de mercado decorrentes das nossas atividades envolvendo principalmente a possibilidade de mudanças nas taxas de juros, flutuações na taxa de câmbio e risco de crédito. Além disso, os principais fatores macroeconômicos que podem influenciar os nossos negócios são descritos abaixo.

Risco de Taxa de Juros

A dívida da Companhia consolidada está sujeita a variações na taxa de juros que podem elevar o seu custo de financiamento. Em 30 de junho de 2015, o valor consolidado da dívida (empréstimos, financiamentos e debêntures, de curto e longo prazo) era de R\$ 6.512.445. Desse montante, 26% estão indexados à Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), 55,3% à taxa dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI), 13,3% em moeda estrangeira (Libor), 2,7% atrelados ao Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA/FGV) e 2,7% a taxas pré-fixadas. Dessa forma, a elevação da TJLP, do CDI, da Libor e do IPCA pode elevar os encargos financeiros de nossa dívida, impactando de forma adversa em nossa situação financeira e resultados.

Estamos expostos a aumentos das taxas de juros praticadas pelo mercado e a riscos cambiais

Em 31 de dezembro de 2014 e 30 de junho de 2015, aproximadamente 100% e 86,7%, respectivamente, do nosso endividamento total eram denominados em Reais e atrelados às taxas do mercado financeiro brasileiro ou a índices de inflação, ou, ainda, estavam sujeitos às taxas flutuantes de juros. Os 0% e 13,3%, respectivamente, restantes do nosso endividamento total eram denominados em dólares norte-americanos e taxa de juros Libor e, em grande parte, vinculados a swaps cambiais e de juros que os convertiam em Reais. Desse modo, se os juros em Reais ou os índices de inflação aumentarem, nossas despesas financeiras aumentarão.

A instabilidade da taxa de câmbio poderá afetar adversamente nossa condição financeira, os nossos resultados operacionais e de nossas ações ordinárias.

Durante as últimas décadas, o real sofreu variações frequentes e substanciais em relação ao dólar norte-americano e às moedas estrangeiras. Em 31 de dezembro de 2012, 2013 e 2014, bem como em 31 de março de 2015, a taxa de câmbio do real em relação ao dólar norte-americano foi de R\$ 2,044, R\$ 2,343, R\$ 2,656 e R\$ 3,208 por US\$1,00, respectivamente. Em 30 de junho de 2015, a taxa de câmbio era de R\$3,103 por US\$1,00. O real poderá ainda se depreciar em comparação com o dólar norte-americano no futuro.

A depreciação do real em relação ao dólar norte-americano pode criar pressões inflacionárias no Brasil e provocar o aumento da taxa de juros, que pode afetar negativamente o crescimento da economia brasileira como um todo e afetar nossa condição financeira e resultados operacionais, como também inibir o acesso aos mercados de capitais internacionais, e levar o governo a intervir, inclusive com políticas governamentais de recessão. A depreciação do real em relação ao dólar norte-americano pode também levar à diminuição do consumo, pressões deflacionárias e reduzir o crescimento da economia como um todo. Por outro lado, a apreciação do Real em relação ao dólar norte-americano e a outras moedas estrangeiras poderá conduzir à desvalorização de contas correntes brasileiras no exterior, bem como diminuir o crescimento impulsionado pelas exportações. Dependendo das circunstâncias, tanto a depreciação como a apreciação do real podem substancialmente e adversamente afetar o crescimento da economia brasileira e de nosso negócio, nossas condições financeiras e resultados de operações.

Risco de Crédito

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

O risco de crédito configura-se, principalmente pelas atividades desenvolvidas pelas nossas controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa, decorrente do faturamento a receber de consumidores.

Adicionalmente, tanto para as distribuidoras como para as geradoras, existem valores a receber relativos às transações de venda, compra de energia e encargos de serviço do sistema, realizados no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, constantes na Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa ("PCLD"), que estão sujeitas a modificações dependendo de decisão de processos judiciais em andamento. O acompanhamento dos processos judiciais é efetuado e gerenciado pela CCEE.

O saldo da PCLD é de R\$ 184.622 em 30 de junho de 2015, que é o saldo que a Companhia já contabilizou em seus resultados. Esse saldo da PCLD pode afetar negativamente o caixa, constituindo-se, portanto, no risco de não receber os valores acima mencionados. A provisão pode não ser suficiente para refletir as perdas decorrentes do risco de crédito acima mencionado, dependendo de decisão de processos judiciais em andamento e da capacidade de pagamento de nossos consumidores.

Risco de vencimento antecipado

A Companhia e suas controladas possuem debêntures, contratos de empréstimo e financiamento com cláusulas restritivas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis (*covenants* financeiros) e de outras condições. O descumprimento dessas restrições poderá implicar o vencimento antecipado das dívidas, o que pode causar um impacto adverso relevante nos seus resultados operacionais. Em 30 de junho de 2015, a dívida bruta da Companhia era de R\$ 6.512.445. Para maiores informações sobre os índices financeiros, vide item 10.1.f deste Formulário de Referência.

Além dos riscos de mercado dispostos acima, a Companhia está sujeita aos seguintes riscos macroeconômicos:

O Governo Federal exerceu e continua a exercer influência significativa sobre a economia brasileira. Esta influência, bem como as condições políticas e econômicas brasileiras, pode afetar adversamente as nossas atividades

A economia brasileira tem sido marcada por frequentes, e por vezes significativas, intervenções do Governo Federal, que regularmente modifica as políticas monetárias, de crédito, fiscal e outras. As ações do Governo Federal para controlar a inflação e efetuar outras políticas envolveram no passado, entre outras, aumentos nas taxas de juros, mudanças na política fiscal, controle de preço, desvalorização da moeda, controles no fluxo de capital e determinados limites sobre as mercadorias e os serviços importados. Nossos negócios, nossa condição financeira e os resultados das nossas operações podem ser adversamente afetados em razão de mudanças na política pública em nível federal, estadual e municipal, referentes a:

- Tarifas públicas;
- Taxas de juros;
- Controle no câmbio e restrições a remessas ao exterior;
- Variações nas taxas de câmbio;
- Inflação;
- Liquidez no mercado doméstico financeiro e de capitais e mercado de empréstimos;
- Política fiscal e regime tributário, incluindo alterações na legislação tributária e trabalhista;
- Medidas de cunho político, social e econômico que ocorram ou possam afetar o Brasil;
- Regulamentações ambientais em nosso setor;
- Taxas de câmbio e controles e restrições sobre remessas para o exterior, como aquelas brevemente impostas em 1989 e começo de 1990.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

Não podemos garantir que o governo brasileiro continuará com as políticas econômicas atuais, ou que alguma mudança implementada pelo governo brasileiro não afetará, direta ou indiretamente, nossos negócios e resultados de nossas operações.

Esforços do governo para combater a inflação podem retardar o crescimento da economia brasileira e prejudicar os nossos negócios

No passado, o Brasil sofreu taxas de inflação extremamente altas e, consequentemente, adotou políticas monetárias que resultaram elevadas taxas reais de juros. A inflação e as medidas adotadas pelo governo brasileiro para combatê-la, principalmente por meio do Banco Central do Brasil, podem afetar a economia brasileira e nossos negócios ao influenciar o crescimento do Brasil e a disponibilidade de crédito. Além disso, podemos não ter condições de ajustar os preços praticados para compensar os efeitos da inflação na nossa estrutura de custos.

A instabilidade cambial pode prejudicar a economia brasileira, bem como a nós

Durante as últimas décadas, a moeda brasileira teve frequentes e substanciais variações cambiais frente às principais moedas internacionais. Diante deste cenário, considera-se que a desvalorização do Real poderia criar pressões inflacionárias no Brasil, ao pressionar os preços de equipamentos e serviços atrelados à moeda estrangeira, e causar o aumento das taxas de juros, o que, por sua vez, afetaria negativamente o crescimento da economia brasileira e prejudicaria tanto a situação financeira da Companhia quanto os seus resultados operacionais e investimentos, além de restringir o acesso aos mercados financeiros internacionais. Além disso, a desvalorização do Real poderia, como no contexto da atual desaceleração da atividade econômica, levar à redução do consumo, a pressões deflacionárias e a um menor crescimento da economia.

As condições políticas podem causar um impacto adverso na economia brasileira e nos nossos negócios

As condições políticas atuais no Brasil podem afetar a confiança dos investidores e ao público em geral assim como o desenvolvimento da economia. Incertezas relacionadas com a política de administração presidencial futura e indicações para posições importantes, assim como as investigações em curso sobre suposta corrupção em companhias estatais podem afetar a confiança dos investidores e do público em geral. Também pode ter um efeito adverso na economia brasileira, nos nossos negócios, condição financeira e resultado das operações.

Esforços do governo para combater a inflação podem impedir o crescimento da economia brasileira e poderiam afetar os nossos negócios

O Brasil conviveu no passado com taxas de inflação extremamente elevadas e, por este motivo, adotou políticas monetárias que resultaram em uma das maiores taxas de juros reais do mundo. Entre 2006 e 31 de março de 2015, a taxa SELIC – meta no Brasil variou entre 7,25% a.a. e 17,25% a.a. atingindo sua maior baixa (7,25%) ao final de 2012. Em 30 de junho de 2015, a taxa SELIC – meta era de 13,75%. A inflação e as medidas adotadas pelo governo brasileiro para combatê-la, principalmente por meio do Banco Central do Brasil, tiveram e poderão ter efeitos significativos na economia brasileira e em nosso negócio no futuro. Políticas de restrição monetária com altas taxas de juros podem restringir o crescimento do Brasil e a disponibilidade de crédito. Inversamente, políticas governamentais e do Banco Central do Brasil mais brandas e a diminuição das taxas de juros podem desencadear o aumento da inflação, e consequentemente, a maior volatilidade do crescimento e necessidade de aumentos imprevistos e substanciais na taxa de juros, o que poderá afetar negativamente nosso negócio. Adicionalmente, se o Brasil vivenciar novamente aumento de índices de inflação, poderemos não conseguir corrigir as tarifas que cobramos de nossos consumidores para compensar os efeitos da inflação sobre nossa estrutura de custos.

Risco de liquidez

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

A liquidez da Companhia pode ser afetada pelo fato da matriz energética brasileira ser predominantemente hídrica. Um período prolongado de escassez de chuva reduziria o volume de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, ocasionando, além de um risco de racionamento de energia, um aumento no custo de aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação nos valores de encargos de sistema elétrico em decorrência do aumento do despacho das usinas termoeletricas, gerando maior necessidade de caixa para as distribuidoras e consequentemente de aumentos tarifários futuros para a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão.

Adicionalmente, a energia vendida pelas geradoras dependem das condições hidrológicas. A receita da venda é vinculada à energia assegurada, cujo volume é determinado pelo órgão regulador e que consta do contrato de concessão. Adicionalmente, a energia vendida pelas geradoras dependem das condições hidrológicas. A receita da venda é vinculada à energia assegurada, cujo volume é determinado pelo órgão regulador e que consta do contrato de concessão. A ocorrência de um período prolongado de escassez de chuva, pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, podendo acarretar um aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas de conservação de energia elétrica.

O impacto do GSF (Generation Scaling Factor ou Fator de Geração em Escala) na geração de energia hídrica fez com que aumentasse o custo de aquisição de energia no mercado de curto prazo para as geradoras da Companhia, sendo que no primeiro semestre de 2015 este impacto foi de R\$ 318,2 milhões.

Risco de gestão de capital

Os riscos expostos anteriormente nesse item podem afetar a Companhia no cumprimento de seus objetivos de administrar seu capital.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

5.2. Descrever a política de gerenciamento de riscos de mercado adotada pela Companhia, seus objetivos, estratégias e instrumentos

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Os principais riscos aos quais os nossos negócios e operações estão sujeitos são periodicamente mapeados, identificados e mensurados com o apoio de metodologias e ferramentas desenvolvidas para cada tipo de risco. A partir desse diagnóstico, implementamos ações específicas para a sua mitigação ou eliminação, via mecanismos de defesa ou planos de contingência.

Adotamos um modelo descentralizado de gestão, em que a prática de Gestão de Risco Corporativo faz a supervisão dos riscos corporativos, sendo que os riscos de negócio são monitorados pelos respectivos gestores.

A partir de 2010, quando todos os riscos corporativos foram revisitados e atualizados trazendo uma visão consolidada e comparativa de cada risco (mapa de risco), adotou-se a prática de anualmente realizar as análises/revisões nos riscos corporativos.

Em 2014, foi desenvolvida e aplicada uma nova metodologia de mensuração dos riscos denominada EBITDA em risco (na qual são simulados cenários de valores de EBITDA a partir da variação de fatores de risco inerentes ao grupo EDP e em seguida comparados ao valor esperado de EBITDA), de forma a manter o compromisso com a identificação e mitigação dos riscos inerentes ao negócio.

a) Riscos para os quais se busca proteção

Gerenciamento de riscos do setor elétrico

Energético: O cenário de oferta e demanda de energia nas diferentes regiões do País é avaliado pelas nossas Diretorias de Planejamento Energético e Gestão do Risco Energético, que consideram um horizonte de cinco anos, além de analisar as variáveis macro e microeconômicas e as especificidades de cada mercado de atuação. Quando os riscos ultrapassam os limites definidos pela nossa política, preparamos um relatório de impactos e ações mitigadoras para avaliação da diretoria. Esse processo é realizado com o apoio de *softwares* e modelos estatísticos desenvolvidos internamente. O modelo inclui a identificação, parametrização, avaliação e controle do risco, com o objetivo de antecipar potenciais impactos sobre as áreas de distribuição, geração e comercialização, de forma a prepará-las para assegurar o fornecimento de energia, ampliar a receita e minimizar eventuais prejuízos.

Regulatório: Com atividades de distribuição e geração reguladas e fiscalizadas pela ANEEL, os principais riscos regulatórios são representados pelas revisões tarifárias e investimentos determinados pelo órgão regulador. Mantemos uma área de Estratégia Regulatória que centraliza o relacionamento com a ANEEL e acompanha o cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão e legislação pertinente.

A área de Estratégia Regulatória informa mensalmente nas Reuniões de Diretoria das empresas do Grupo EDP no Brasil, o Relatório de Acompanhamento de Riscos Regulatórios.

Hidrológicos: Formados, em sua maioria, por hidrelétricas, os ativos de geração tem sua operação influenciada por condições de clima e regime de chuvas. Além disso, a receita da venda é vinculada à garantia física, cujo volume, é determinado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). A mitigação desse risco se dá pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que minimiza e compartilha entre os geradores participantes o risco da venda de energia a longo prazo, associado à otimização eletro-energética do Sistema Interligado Nacional – SIN, no que concerne ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

Gerenciamento de riscos da Companhia

Operacionais: Implementamos grupo de segurança que reúne-se periodicamente e tem o objetivo de gerir de forma integrada os assuntos relacionados à nossa segurança global. Deste Comitê participam diversas áreas da organização como Tecnologia da Informação, Infraestrutura, Jurídico, Gestão de Capital Humano, Auditoria Interna e Comunicação, além das áreas de negócio Geração, Distribuição e Comercialização de Energia. Suas responsabilidades incluem, dentre outras: (i) transmitir a visão estratégica de segurança; (ii) avaliar a abrangência dos requisitos de segurança; (iii) garantir a conscientização das pessoas; e (iv) analisar incidentes.

Nas distribuidoras, os Centros de Operação de Sistema (COS) podem ser operados remotamente a partir de qualquer unidade, de forma a minimizar riscos operacionais. Tanto a EDP Bandeirante, quanto a EDP Escelsa têm implementado um Plano de Atendimento às Emergências (PAE) com medidas de prevenção e combate a incêndio, mitigação de impactos à segurança de pessoas e à integridade de máquinas e equipamentos, assim como prevenção ambiental.

No âmbito de Segurança de Barragens, no qual está inserido o PAE, as empresas Energest, Pantanal, Costa Rica, Santa Fé, Enerpeixe, bem como a Investco, encontram-se atendidas. Em relação ao PSB - Plano de Segurança de Barragens, desde 2014 está em andamento um projeto de P&D - Pesquisa e Desenvolvimento que contempla a realização do escopo Lei nº 12.334/2010, que estabelece a Política Nacional de Segurança de Barragens, com cronograma de finalização do projeto até 2017.

Financeiros: As decisões sobre ativos e passivos financeiros são orientadas por uma Política de Gestão de Riscos Financeiros, que estabelece condições e limites de exposição a riscos de mercado, liquidez e crédito. A política determina níveis de concentração de aplicações em instituições financeiras de acordo com o *rating* e patrimônio do banco e o montante total das aplicações do Grupo EDP no Brasil, de forma a manter uma proporção equilibrada e menos sujeita a perdas. Nossa política de gestão de riscos financeiros nos proíbe de negociar contratos de derivativos além de valores relacionados a proteção de dívida (*hedge*) em moeda estrangeira, para travar o risco de variações cambiais. Em 30 de junho de 2015, haviam compromissos em moeda estrangeira no montante de R\$ 866.020 (13,3% da dívida). Essa política também prevê prazos para vencimento e liquidação de compromissos, evitando, assim, a concentração de compromissos em um mesmo período. Semanalmente, é apresentado à Diretoria um relatório sobre posição das dívidas, do caixa e das aplicações financeiras, discriminando as operações de acordo com a política de riscos e as contrapartes. No gerenciamento desses riscos, utilizamos ferramentas como o Accenture Risk Control, para cadastro e monitoramento de todas as posições, e VaR (*Value at Risk*) para quantificar a exposição ao risco.

Mercado: Esse risco engloba inadimplência dos clientes, Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), perdas não técnicas e variação nos preços de energia. Sua mitigação inclui ações de combate a perdas, regularização de ligações clandestinas e a atuação das distribuidoras em regiões com atividades econômicas e características próprias.

Ambientais: Abrangem o risco de não cumprimento das condicionantes do licenciamento ambiental e de exposição a desastres naturais. Todos os empreendimentos e atividades de geração e distribuição são executados de acordo com a Política de Sustentabilidade do conglomerado EDP e a Política Integrada de Meio Ambiente, Saúde e Segurança, que dispõem sobre o compromisso de preservação do meio ambiente.

b) Estratégia de proteção patrimonial (*hedge*)

Uma vez identificados os riscos a serem mitigados, buscamos junto ao mercado o instrumento que melhor atenderá à demanda, e assim efetua-se a contratação do *hedge*.

Dado que nossas receitas são todas em Real, possuímos uma política de gestão de riscos financeiros para contratação de derivativos com propósito de *hedge* para minimizar qualquer

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

exposição à oscilação de taxa de câmbio Em 30 de junho de 2015 a Companhia possuía exposição em moeda estrangeira no valor de R\$866.020, que está protegida por instrumento derivativo, que mitiga o risco de variação cambial.

O impacto direto em nossos negócios advindos de oscilações na paridade do Real com outra moeda é imaterial.

Quanto à decisão do instrumento, consideramos: (i) a nossa situação de liquidez; (ii) nossa condição de crédito junto ao mercado financeiro; e (iii) o cenário de mercado.

A cotação do *hedge*, independentemente do instrumento, ocorre levando-se sempre em conta os seguintes aspectos: (i) análise de crédito da contraparte; (ii) *covenants* existentes nos contratos financeiros celebrados por nós e por nossas controladas; e (iii) *spread* da instituição financeira.

c) Instrumentos utilizados para proteção patrimonial (*hedge*)

Utilizamos os seguintes instrumentos: *Swaps*, Dólar Futuro, *NDFs (Non Deliverable Forwards)*, *Calls*, *Puts*, *Collars* e apólices de seguros.

As operações de *hedge* são desenvolvidas somente para reduzir riscos resultantes de descasamentos de moedas, juros ou de quaisquer outras fontes de exposição financeira. A estratégia de *hedge* da Companhia não tem caráter especulativo.

A estratégia de *hedge* e sua execução devem obedecer ao estrito objetivo de mitigar as exposições aos riscos identificados. Na hipótese dos eventos que nortearam a sua contratação deixarem de ser aplicáveis, esta deverá ser desfeita tempestivamente com as aprovações requeridas.

d) Parâmetros utilizados para o gerenciamento destes riscos

- Estabelecimento da moeda funcional da Companhia (Real – BRL);
- Estabelecimento do horizonte de tempo a ser monitorado. Este é um ponto de extrema importância, pois há uma relação de risco versus disponibilidade de instrumentos de proteção. Caso haja dívidas de longo prazo (superior a dois anos) pode haver dificuldades na estruturação de operações de *hedge* com custos aceitáveis. Por outro lado, a limitação do prazo de avaliação pode representar a assunção de riscos significativos para os fluxos de caixa mais longos. Atualmente, nossas análises consideram o horizonte completo do endividamento;
- Estabelecimento de procedimentos para marcação a mercado;
- Estabelecimento de procedimentos e parâmetros para cálculo de risco (VaR, TH=10 dias úteis, IC=95%);
- Estabelecimento de limites de VaR. Atualmente, nossas análises consideram um limite máximo de 8,5%, com alerta em 5,0%;
- Estabelecimento de cenários de estresse;
- Estabelecimento da periodicidade de avaliação de risco (semanal); e
- Avaliação anual de ativos para cobertura de seguros.

e) Instrumentos financeiros operados pela Companhia com objetivos diversos de proteção patrimonial (*hedge*) e quais são os objetivos

A Companhia opera instrumentos financeiros para proteção de sua dívida em moeda estrangeira junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID). Junto ao Banco Citibank estão firmados contratos de *swap* e *NDF*, e junto aos Bancos HBSC e Goldman Sachs estão firmados contratos de *NDF*.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

f) Estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos

A Companhia adota Política de Gestão de Riscos desde 2006. Dadas as melhores práticas de mercado, (tais como COSO ERM – Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission e ISO 31.000), mantém-se esta política atualizada (pelo menos com frequência anual desde 2011). A gestão integrada de riscos atua como facilitadora no processo de gestão integrada de riscos, auxiliando na identificação, classificação, avaliação e gerenciamento dos riscos e tem como objetivo assegurar que os diversos riscos inerentes a cada uma das áreas da empresa sejam geridos por seus responsáveis e reportados periodicamente à Diretoria da empresa, que toma as providências que julga cabível.

Deve prover, de forma integrada, o monitoramento da gestão de riscos desenvolvida nas áreas corporativas e unidades de negócio, garantindo aderência dos processos e controles internos às normas nacionais e internacionais, e agregando valor aos negócios por meio da consolidação de políticas e estratégias alinhadas com o planejamento de nossos negócios.

No início de 2015, a prática de Gestão de Risco Corporativo foi unificada a área de Compliance e Risco, passando a responder a Presidência do grupo EDP, que também compõe a Diretoria da empresa.

Também possuímos e seguimos a Política de Gestão de Riscos Financeiros, que orienta em relação a transações e requer a diversificação de transações e contrapartidas. Nos termos dessa política, a natureza e a posição geral dos riscos financeiros é regularmente monitorada e gerenciada pela área Financeira, a fim de avaliar os resultados e o impacto financeiro no fluxo de caixa. Também são revistos, periodicamente, os limites de crédito e a qualidade do *hedge* das contrapartes.

Nos termos dessa política, os riscos de mercado são protegidos quando é considerado necessário suportar a estratégia corporativa ou quando se deve manter o nível de flexibilidade financeira.

Para mais informações, ver o subitem 5.2. "a" acima.

g) Adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

Nosso sistema de controle interno abrange todos os processos que contribuem para assegurar razoavelmente:

- a confiabilidade e a integridade da informação produzida, utilizada e divulgada;
- o cumprimento da legislação e normas legais aplicáveis;
- o cumprimento das políticas, procedimentos e normas internas; e
- a eficácia e a eficiência das operações.

Para a avaliação e melhoria da eficácia dos processos, a nossa área de Auditoria Interna utiliza uma abordagem sistemática e disciplinada, sempre orientada para os riscos relevantes e materiais. Portanto, esta área tem como um dos seus objetivos apoiar a implementação do sistema de controle interno sobre os processos empresariais, realizando trabalhos para:

- promover e monitorar a implementação e a manutenção do sistema de controle interno, supervisionando a sua consistência e coerência interna e as atividades de controle realizadas nos diferentes níveis de responsabilidade da organização;
- assessorar e apoiar os responsáveis do controle interno, nos diferentes níveis da organização, relativamente às metodologias utilizadas;
- coordenar a realização de testes que suportem a avaliação do sistema de controle interno.
- acompanhar a implementação de ações de melhoria; e
- reportar a situação do sistema de controle interno e o resultado dos testes efetuados ao desenho e à eficácia dos controles.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

Nossa área de Auditoria Interna está subordinada à Presidência do Grupo EDP, sendo supervisionada pelo Comitê de Auditoria do Grupo EDP, ao qual comunica periodicamente o exercício de suas atividades de auditoria interna. Não tem qualquer vínculo hierárquico ou funcional com as unidades auditadas, mantendo, por isso, um relacionamento de total independência organizacional. A estrutura e dimensão da área são adequadas, para alcançar os objetivos propostos e o conhecimento técnico bem como o nível de experiência dos auditores internos é suficiente para o correto e apropriado desempenho das suas funções.

Portanto, por meio dos trabalhos da área de Auditoria Interna, nossa diretoria monitora e avalia a adequação das nossas operações com as políticas adotadas. Ressaltamos também que, além dos trabalhos de auditoria interna realizados para o ano de 2014, os serviços de auditoria prestados pelo auditor independente para nós contemplaram o trabalho de asseguuração razoável sobre a efetividade do Sistema de Controles Internos do Relato Financeiro Consolidado ("SCIRF"), na data-base de 31 de dezembro de 2014, que representa os controles internos relacionados às demonstrações financeiras da Companhia e suas controladas, que culminaram na emissão de opinião sem ressalvas quanto à efetividade dos nossos controles internos sobre as demonstrações financeiras.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

5.3. Informar se, em relação ao último exercício social, houve alterações significativas nos principais riscos de mercado a que a Companhia está exposta ou na política de gerenciamento de riscos adotada

No último exercício social não houve alterações significativas nos principais riscos de mercado, bem como na nossa política de monitoramento de riscos.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

5.4. Outras informações que a Companhia julga relevantes

Todas as informações relevantes relacionadas a esta Seção 5 foram discutidas nos itens anteriores.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

10.1. Comentários dos nossos Diretores sobre:

a. condições financeiras e patrimoniais gerais

Somos uma holding detentora de um portfólio diversificado e integrado de sociedades que atuam nas áreas de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro. Os diretores entendem que possuímos liquidez adequada e condizente com o cenário energético e econômico atualmente vividos pelo país, ainda que com capital circulante líquido negativo de R\$152,8 em 30 de junho de 2015. Isso ocorre, entre outros fatores, devido às Notas Promissórias da EDP Energias do Brasil cujo vencimento se dá no início de 2016.

Para 2014 o capital circulante líquido foi negativo em R\$ 432,7, em 2013 ele foi positivo em R\$108,9 e em 2012, ficou negativo em R\$333,5. O ano de 2014 ficou negativo devido ao cenário hidrológico que vem ocorrendo nos dois últimos anos, com escassez de chuva e consequente aumento da geração de energia térmica, que possuem custo de geração superior aos da energia hidrelétrica. Em 2013 ficou positivo em virtude, principalmente, dos aportes recebidos pelas distribuidoras, por conta dos desvios tarifários provocados pelas compras de energia mais caras do que aquelas consideradas nas tarifas. Em relação a 2012, ficou negativo, principalmente pelos aportes para a conclusão da UTE Porto do Pecém.

Os Diretores acreditam que nossas condições financeiras e patrimoniais mostram-se desafiadoras no curto prazo, mas ainda são suficientes para mantermos nosso plano de negócios, desenvolvermos nossas atividades e cumprimos com todas as nossas obrigações de curto e médio prazo, seja pela renegociação de dívidas vincendas no curto prazo para prazos maiores (ainda que a custos superiores), seja pela atuação junto com as entidades do setor elétrico, na busca de soluções que atendam a todos os envolvidos com a questão energética brasileira, que continua sendo fundamental para o desenvolvimento do país.

Os níveis de liquidez corrente do grupo, na visão dos diretores, se mantêm em um nível adequado, apesar das Notas Promissórias da companhia, que vencem no início de 2016, e que devem ser substituídas por uma dívida de maior prazo nos próximos meses. Em todos os exercícios apresentados a companhia buscou manter o nível de ativos circulantes próximo ao nível de passivos circulantes, para que não houvessem problemas para honrar com suas obrigações de curto prazo.

A diretoria acredita que a companhia apresenta índices de liquidez geral confortáveis, que evidenciam a estratégia da companhia de manter sua estrutura de capital equilibrada, de modo a otimizar a sua rentabilidade, sem expor a companhia a riscos elevados de liquidez. Destacamos que no exercício corrente a companhia apresenta uma redução de seu índice de liquidez geral, devido à consolidação de Pécem, que possui um índice menor do que o do grupo, principalmente por ter entrado em operação há pouco tempo, e ainda contar com o financiamento de longo prazo do projeto.

Quanto à alavancagem, que diz respeito às dívidas financeiras (debêntures, empréstimos e financiamentos), a companhia também procura trabalhar com um nível equalizado, que lhe garanta maximizar a rentabilidade, sem prejudicar a continuidade da sua operação. Mais informações sobre este indicador podem ser encontradas no item 10.1.b deste Formulário de Referência.

Abaixo temos alguns indicadores, de acordo com os números consolidados das Demonstrações Financeiras da Companhia, que evidenciam a situação financeira da companhia nos últimos 3 exercícios sociais e no exercício social corrente:

	30/06/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
Ativo				
Circulante	4.847.626	3.123.619	4.706.944	2.179.416
Não Circulante	13.454.665	10.048.180	9.434.550	10.550.030
Total	18.302.291	13.171.799	14.141.494	12.729.446

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Passivo				
Circulante	5.000.416	3.556.358	4.598.037	2.512.874
Não Circulante	5.863.508	3.048.638	3.290.284	3.884.186
Total	10.863.924	6.604.996	7.888.321	6.397.060

Capital Circulante Líquido	-152.790	-432.739	108.907	-333.458
-----------------------------------	-----------------	-----------------	----------------	-----------------

Índice de Liquidez Geral	1,68	1,99	1,79	1,99
---------------------------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Índice de Liquidez Corrente	0,97	0,88	1,02	0,87
------------------------------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Alavancagem Total sobre Alavancagem Total mais Patrimônio Líquido*	53,1%	40,7%	41,6%	41,0%
---	--------------	--------------	--------------	--------------

* Correspondente ao Patrimônio Líquido não considerando a participação dos não controladores.

b. estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas, indicando: (i) hipóteses de resgate; (ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

Segue abaixo, quadros resumos com os principais indicadores que compõem nossa dívida líquida e estrutura de capital:

	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2014	30/06/2015
Alavancagem Total sobre Alavancagem Total mais Patrimônio Líquido*	41,0%	41,6%	40,7%	53,1%
Alavancagem Líquida sobre Patrimônio Líquido*	56,6%	51,1%	51,8%	85,0%
Participação do Capital				
Capital Próprio	41,0%	36,7%	42,5%	34,6%
Capital de Terceiros	59,0%	63,3%	57,5%	65,4%
	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

* Correspondente ao Patrimônio Líquido não considerando a participação dos não controladores

Nos últimos três anos e no exercício corrente, a Companhia se utilizou das seguintes fontes de capital de terceiros: empréstimos, debêntures e financiamentos.

Os Diretores entendem que a Companhia tem uma estrutura de capital equilibrada. Em 30 de junho de 2015, tínhamos 65,4% de capital de terceiros, que correspondem a R\$ 10,9 bilhões, dos quais 46,0% de curto prazo e 54% de longo prazo, e 34,6% de recursos de acionistas (patrimônio líquido). Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos 57,5% de capital de terceiros, que correspondem a R\$ 6,6 bilhões, dos quais 53,8% de curto prazo e 46,2% de longo prazo, e 42,5% de recursos de acionistas (patrimônio líquido). Em 31 de dezembro de 2013, tínhamos 63,3% de capital de terceiros, que correspondem a R\$ 7,9 bilhões, dos quais 58,3% de curto prazo e 41,7% de longo prazo, e 36,7% de recursos de acionistas (patrimônio líquido). Em 31 de dezembro de 2012, tínhamos 59,0% de capital de terceiros, que correspondem a R\$ 6,4 bilhões, dos quais 39,3% de curto prazo e 60,7% de longo prazo, e 41% de recursos de acionistas (patrimônio líquido).

O padrão de financiamento das operações da Companhia por capital próprio e de terceiros pode ser percebido ao longo dos anos pela relação entre a alavancagem total (empréstimos, financiamentos e debêntures) e a alavancagem total mais o patrimônio líquido (desconsiderando o capital dos não controladores). Em 30 de junho de 2015 tivemos um aumento nessa relação, devido à consolidação de Pécem, que possui um nível de alavancagem mais alto que as outras companhias do grupo, mais especificamente de 66,2% ao final do primeiro semestre de 2015.

Nosso capital social é de R\$3.182,7, representado por 476.415.612 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal, totalmente subscrito e integralizado.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

O nosso Conselho de Administração está autorizado a aumentar o capital social até o limite de 200.000.000 (duzentos milhões) de ações ordinárias, independentemente de reforma estatutária. Nosso capital social não sofreu alteração nos últimos 3 exercícios sociais.

Nosso estatuto social não prevê hipóteses de resgate das ações de emissão da Companhia ou uma fórmula de cálculo do valor de resgate, devendo ser observadas as disposições da Lei das Sociedades por Ações. Não houve nenhum resgate de ações e não existe qualquer intenção para a realização de tal evento.

c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Nossos Diretores acreditam que estamos em nível adequado de alavancagem, não obstante o contexto energético e econômico que o país tem vivenciado nos últimos anos.

Os Diretores da Companhia destacam a capacidade de geração de caixa da Companhia, medida pelo EBITDA ajustado (o lucro ou prejuízo líquido da Companhia em bases consolidadas, acrescido da contribuição social, imposto de renda, equivalência patrimonial, resultados financeiros, depreciação e amortização, relativos aos últimos 12 (doze) meses), que alcançou, em 30 de junho de 2015, o montante de R\$ 2.708,4 milhões. Em 31 de dezembro de 2014, a capacidade de geração de caixa da Companhia alcançou o montante de R\$ 1.914,6 milhões. Em 31 de dezembro de 2013, o montante foi de R\$ 1.655,7 milhões, e em 31 de dezembro de 2012, o montante de R\$ 1.420,6 milhões.

O nível das disponibilidades da Companhia também é sempre mantido em um patamar suficiente para honrar suas necessidades do dia-dia, suas amortizações e investimentos, sendo que o saldo de disponibilidades da Companhia era de R\$1.635,0 em 30 de junho de 2015, R\$827,0 Milhões em 31 de dezembro de 2014, R\$924,1 milhões em 31 de dezembro de 2013 e R\$571,4 milhões em 31 de dezembro de 2012.

Dessa forma, considerando a posição atual de caixa e a capacidade de geração de caixa da Companhia, os diretores acreditam que a mesma possui liquidez e recursos suficientes para honrar seus compromissos financeiros de curto, médio e longo prazo.

Os diretores da companhia acreditam que o grupo tem seu fluxo de caixa equalizado quanto às suas obrigações financeiras, o que está evidenciado pelos níveis de dívida líquida pelo EBITDA ajustado apresentados pela Companhia nos últimos 3 exercícios e no exercício social corrente. Isto porque, em 30 de junho de 2015, esse indicador foi de 1,80 vezes. Em 31 de dezembro de 2014 esse indicador foi de 1,32 vezes. Em 31 de dezembro de 2013 esse indicador foi de 1,41 vezes. Em 31 de dezembro de 2012 esse indicador foi de 1,77 vezes.

Até a data deste Formulário de Referência, a Companhia tem mantido a assiduidade dos pagamentos de todos os seus compromissos, conforme esperado, e não apresenta qualquer sinal de falta de liquidez. Caso a Companhia entenda necessário contrair novos empréstimos para financiar seus investimentos e aquisições, os Diretores acreditam que a Companhia tem a capacidade de contratá-los e honrá-los sem comprometer o desenvolvimento dos seus negócios.

A dívida bruta consolidada totalizou R\$6.512,4 em 30 de junho de 2015, em comparação a R\$ 3.593,4 em 30 de junho de 2014, o que aponta um aumento de R\$ 2.919,0. A dívida líquida consolidada atingiu R\$4.877,4 em 30 de junho de 2015, frente a R\$ 2.031,2 em 30 de junho de 2014, verificando-se uma variação de R\$ 2.846,2. Esse aumento deve-se, principalmente à consolidação da UTE Porto do Pecém e à 1ª emissão de Notas Promissórias da Companhia no montante de R\$750 milhões.

A dívida bruta consolidada totalizou R\$3.358,5 em dezembro de 2014, aumento de 3,0% em comparação a dezembro 2013 (R\$3.259,4). A dívida líquida consolidada atingiu R\$2.531,5 em 2014, 8,4% acima do ano anterior (R\$2.335,3). Os Diretores entendem que este aumento se deu

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

pelo crescimento na dívida bruta consolidada e a queda das disponibilidades em R\$97,2 em 2014, em virtude da queda da geração de caixa operacional.

A dívida bruta consolidada totalizou R\$3.259,4 em dezembro de 2013, aumento de 5,5% em comparação a dezembro 2012 R\$ 3.088,5. A dívida líquida consolidada atingiu R\$ 2.335,3 em 2013, 7,2% abaixo do ano anterior (R\$ 2.517,2). Os Diretores entendem que esta diminuição deve-se ao aumento na geração de caixa operacional, principalmente das distribuidoras EDP Bandeirante e EDP Escelsa, por meio dos recebimentos de aportes para reequilibrar os desvios tarifários das compras de energia superiores aos valores constantes em suas tarifas.

Podemos demonstrar nossa capacidade de pagamento em relação aos compromissos assumidos através das medições que as agências de *rating* realizam periodicamente. Atualmente, somos avaliados pelas agências de classificação de risco Moody's e Standard & Poors (S&P). Segue abaixo os ratings da EDP Energias do Brasil e de suas controladas:

Escala de Rating da Moodys																					
Aaa	Aa1	Aa2	Aa3	A1	A2	A3	Baa1	Baa2	Baa3	Ba1	Ba2	Ba3	B1	B2	B3	Caa1	Caa2	Caa3	Ca	C	WR
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-	CC	C	D	NR
Investment grade																						

	Moodys		S&P	
	Nacional	Global	Nacional	Global
	2015		2015	
	Aa3.br	Ba2		
EDP Energias do Brasil	Negativo	Negativo		
	Aa1.br	Baa3	brAA+	
EDP Bandeirante	Estável	Estável	Estável	
	Aa1.br	Baa3	brAA+	BB+
EDP Escelsa	Negativo	Negativo	Estável	Estável
	Aa2.br	Ba1		
Lajeado Energia	Negativo	Negativo		
	Aa1.br	Baa3		
Energest	Estável	Estável		

Em 2015, a Moody's confirmou os ratings da EDP Bandeirante e Energest, com perspectiva estável, e modificou o *outlook* dos ratings da EDP Escelsa de estável para negativo, além de ter rebaixado os ratings da EDP Energias do Brasil de "Aa2" para "Aa3", e de "Ba1" para "Ba2" em escalas local e global, respectivamente, com perspectiva negativa.

Os ratings da EDP Energias do Brasil e suas subsidiárias mantiveram-se estáveis em 2014 em relação à 2013, com exceção da Lajeado Energia. A Moody's revisou o rating da Lajeado Energia e da 1ª emissão de debêntures para "Ba1" e "Aa2.br" com perspectiva negativa. A alteração deveu-se ao desempenho mais fraco do que o esperado, devido à exposição ao mercado de curto prazo como reflexo do baixo GSF em 2014, combinada com a potencial aceleração do vencimento das debêntures.

Em Assembleia Geral de Debenturistas realizada em 10 de dezembro de 2014, a Lajeado negociou junto a seus debenturistas a permissão para que o descumprimento do *covenant* financeiro "Dívida Bruta/EBITDA" com apuração em 31 de dezembro de 2014 não viesse a declarar o vencimento antecipado da dívida, mitigando assim a potencial aceleração do vencimento das debêntures.

d. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

Os Diretores destacam que, com o objetivo de atender a estratégia definida para a Companhia e consequentemente, em virtude dos investimentos em novas capacidades (UHE Santo Antonio do Jari, UHE Cachoeira do Caldeirão, UHE São Manoel e UTE Porto do Pecém), a Companhia necessitou captar recursos por meio de contratos financeiros. Na opinião do Diretores, as

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

distribuidoras do grupo já contratam financiamentos adequados para suas operações usuais de investimento na expansão e manutenção de sua rede, além de realizarem a repactuação de contratos vincendos.

Nos últimos três exercícios sociais e no exercício corrente, as fontes de financiamento utilizadas pelo grupo foram a geração de caixa operacional e os empréstimos e financiamentos. Nesses períodos, nossas controladas e a Companhia captaram recursos para financiar os investimentos e o capital de giro da área de distribuição e de geração, por meio de emissões de debêntures, e empréstimos e financiamentos junto a bancos comerciais e ao BNDES. Na opinião dos nossos Diretores, as captações realizadas foram adequadas e consistentes com a nossa necessidade de capital, considerando o contexto e as condições de mercado em que a Companhia se encontra e se encontrava.

A Companhia procura prever suas captações com uma antecedência mínima, que lhe possibilite um melhor planejamento quanto aos prazos e formas de captação, para que esteja sempre preparada para eventuais mudanças no mercado, e consiga buscar fontes alternativas de recursos em caso de necessidade. Na visão dos nossos Diretores, esta atuação garante ao grupo uma maior flexibilidade, e melhores decisões em com relação às suas captações.

Os Diretores da Companhia acreditam que esta estratégia de captações é a mais indicada para o grupo, como forma de manter um índice de alavancagem adequado, sempre buscando alternativas para reduzir seu custo de captação e aumentar seu prazo médio.

As principais captações da Companhia, até 30 de junho de 2015, nos últimos três anos seguem abaixo:

Linhas Contratadas 2015			
Instrumento	Aprovado	Vencimento	Custo
Holding - 1ª Emissão de Notas Promissórias	R\$ 750	fev/16	CDI + 1,6%
Holding - Cédula de Crédito Bancária	R\$ 300	mai/18	118,70% do CDI
Escelsa - Cédula de Crédito Cambiário - Citibank	R\$ 100	mai/19	85% do CDI + 1,19%
Bandeirante - Cédula de Crédito Cambiário - Citibank	R\$ 150	mai/19	85% do CDI + 1,19%
Total	R\$ 1.300		
Linhas Contratadas 2014			
Instrumento	Aprovado	Vencimento	Custo
Holding - 3ª Emissão de Debêntures	R\$ 300	ago/15	CDI + 0,72%
Escelsa - BNDES FINEM	R\$ 271	dez/24	IPCA + TR + 3,05%; TJLP; TJLP + 3,05; e Pré 6,0%
Bandeirante - BNDES FINEM	R\$ 297	dez/24	IPCA + TR + 3,05%; TJLP; TJLP + 3,05; e Pré 6,0%
Escelsa - Crédito Rural	R\$ 111	jul/15	101,15% do CDI
Bandeirante - Crédito Rural	R\$ 99	jul/15	101,15% do CDI
Bandeirante - 5ª Emissão de Debêntures	R\$ 300	abr/19	CDI + 1,39%
Escelsa - Cédula de Crédito Cambiário - Citibank	R\$ 200	mai/18	85% do CDI + 1,0625%
Escelsa - 3ª Emissão de Debêntures	R\$ 177	ago/20	CDI + 1,5%
Total	R\$ 1.755		
Linhas Contratadas 2013			
Instrumento	Aprovado	Vencimento	Custo
Escelsa CCB - Nota de Crédito Bancário	R\$ 34	2015	98,5% do CDI
Escelsa CCB - Nota de Crédito Bancário	R\$ 34	2015	105,5% do CDI
Holding - 2ª Emissão de Debêntures	R\$ 500	2016	CDI + 0,55%
1ª Nota Promissória Lajeado Energia	R\$ 450	2014	CDI + 0,47%
Total	R\$ 1.018		

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Linhas Contratadas 2012			
Instrumento	Aprovado	Vencimento	Custo
Energest - 1ª Emissão de Debêntures	R\$ 120	2017	CDI + 0,89%
Holding - 1ª Emissão de Debêntures	R\$ 450	2014	105,5% do CDI
Total	R\$ 570		

e. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

Em 28 de dezembro de 2014 as distribuidoras firmaram contratos de financiamento junto ao BNDES no valor total de R\$567.709, dos quais R\$391.584 já foram desembolsados até 30 de junho de 2015. O financiamento tem como objeto o plano de investimento dos anos de 2013 a 2015 das companhias. A linha de crédito está aberta para desembolso até fevereiro de 2017 e possui vencimento final em 2024, com juros que variam entre TJLP, TJLP + 3,05% a.a., pré fixado em 6,00% e TR + 3,05% a.a. (com correção pelo IPCA).

Outras necessidades de financiamento estão asseguradas pelas linhas pré-aprovadas por instituições financeiras parceiras (Banco do Brasil, Citibank, Itaú e Bradesco, dentre outros) que nos apoiam no complemento de nossas necessidades de caixa, quando inferiores a geração de caixa operacional.

Nossos diretores entendem que as linhas de crédito existentes são suficientes para as necessidades da companhia, e em caso de necessitar de recursos para eventuais investimentos em ativos não-circulantes, a companhia buscará fontes de financiamento de longo prazo, tais como empréstimos junto a bancos de fomento, como o BNDES, e debêntures de infraestrutura, dentre outras alternativas que estejam à disposição no momento.

f. níveis de endividamento e as características de tais dívidas

Nossos Diretores acreditam que nosso nível de endividamento vem se mantendo em um patamar condizente com nosso fluxo de caixa.

No entendimento de nossos Diretores, a composição do nosso endividamento também demonstra a boa saúde financeira do grupo. O prazo médio da dívida consolidada em junho de 2015 atingiu 3,02 anos enquanto que no mesmo período do ano anterior junho de 2014 atingiu 2,56 anos, apontando aumento de 0,46 anos. Os Diretores, neste sentido, entendem que tal variação deve-se, principalmente, a consolidação da UTE Porto do Pecém. .

O índice de alavancagem total sobre o patrimônio líquido ficou em 53,1% em junho de 2015, frente a 44,1% no mesmo período do ano anterior. O aumento decorre da consolidação da UTE Porto do Pecém. Os Diretores entendem que o indicador encontra-se administrado, principalmente pelos desafios enfrentados, tanto do ponto de vista hidrológico, quanto do ponto de vista econômico a que o setor elétrico vem experimentando nos últimos anos.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

	2012	2013	30/06/2014	2014	30/06/2015
Alavancagem Total (R\$ mil)					
Empréstimos e Financiamentos de Curto Prazo	269.236	432.943	553.696	675.539	1.397.127
Debêntures de Curto Prazo	435.535	699.122	539.889	790.154	775.068
Empréstimos e Financiamentos de Longo Prazo	1.331.142	749.474	840.457	445.408	3.279.804
Debêntures de Longo Prazo	1.052.633	1.377.907	1.659.362	1.447.364	1.060.446
Total da Alavancagem	3.088.546	3.259.446	3.593.404	3.358.465	6.512.445
Patrimônio Líquido*	4.445.684	4.573.217	4.553.035	4.891.013	5.741.039
Alavancagem Total sobre Alavancagem Total mais Patrimônio Líquido*	41,0%	41,6%	44,1%	40,7%	53,1%

* Correspondente ao Patrimônio Líquido não considerando a participação dos não controladores

(i) Contratos de empréstimos e financiamentos

CONSOLIDADO EDP - ENERGIAS DO BRASIL S.A.										
	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	30/06/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
Moeda estrangeira										
BEI - Banco Europeu de Investimento (iv)	EDP Bandeirante	19/02/2012 a 17/02/2018	Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	Libor + 1,2750% a.a.	Principal no final do contrato e Juros semestral	Fiança bancária	-	-	46.746	40.507
(-) BEI - Custo da transação (iv)	EDP Bandeirante	19/02/2012 a 17/02/2018			Amortização mensal do custo de transação		-	-	(75)	(93)
BEI - Banco Europeu de Investimento (iv)	EDP Escelsa	19/02/2012 a 17/02/2018	Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	Libor + 1,2750% a.a.	Principal no final do contrato e Juros semestral	Fiança Bancária	-	-	46.747	40.508
BID - Banco Interamericano de Desenvolvimento	Porto do Pecém	10/07/2009 a 15/05/2026	Índice de cobertura da dívida maior ou igual a 1,10; e índice passivo por patrimônio líquido máximo de 0,75:0,25.	Libor 6M + 3% a.a. a 3,50% a.a	Principal e juros semestrais	a. Penhor de ações; b. depósitos caucionados; c. cessão de direitos e contratos; d. notas promissórias; e. hipoteca; e f. alienação de ativos.	816.107	-	-	-
(-) Custo de Captação	Porto do Pecém	10/07/2009 a 15/05/2026			Amortização mensal do custo de transação		(16.206)	-	-	-
							799.901	-	93.418	80.922
Moeda nacional										
Eletrobrás Reluz - ECF 2656/07	EDP Bandeirante	30/03/2009 a 28/02/2014		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	-	-	120	843
Eletrobrás Reluz - ECF 2617/07	EDP Bandeirante	30/05/2008 a 30/04/2013		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	-	-	-	42
Eletrobrás Reluz - ECF 2657/07	EDP Bandeirante	30/05/2010 a 30/04/2015		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	-	667	2.667	4.667
Eletrobrás Reluz - ECF 2658/07	EDP Bandeirante	30/03/2009 a 28/02/2014		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	-	-	82	575
Eletrobrás Reluz - ECF 2779/09	EDP Bandeirante	30/08/2012 a 30/07/2017		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	1.165	1.436	1.977	2.516
Eletrobrás Reluz - ECF 2800/09	EDP Bandeirante	30/07/2012 a 30/07/2017		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	1.117	1.377	1.893	2.409
Eletrobrás LPT - ECFS 019/04	EDP Bandeirante	30/08/2006 a 30/07/2016		5% a.a. + 1% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	1.154	1.687	2.752	3.817
Eletrobrás LPT - ECFS 184/07	EDP Bandeirante	30/11/2009 a 30/10/2019		5% a.a. + 1% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	5.694	6.350	7.663	8.976
Banco do Brasil e Santander - Cédula de Crédito Bancário	EDP Bandeirante	05/06/2007 a 05/12/2013	Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	105% do CDI	Principal anual e Juros semestral		-	-	-	20.497
Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial	EDP Bandeirante	22/06/2011 a 06/06/2014		100% do CDI	Principal e juros em parcela única no final		-	-	37.252	34.476
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário	EDP Bandeirante	21/02/2014 a 01/07/2015		101,15% do CDI	Principal e juros em parcela única no final		114.312	107.857	-	-
(-) Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário - Custos de Transação	EDP Bandeirante	21/02/2014 a 01/07/2015					(109)	(763)	-	-
BNDES - Banco do Brasil	EDP Bandeirante	15/07/2008 a 15/06/2014	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	3,3% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	Conta garantida	-	-	2.979	8.934
BNDES - Banco Santander	EDP Bandeirante	15/07/2008 a 15/06/2014	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	3,3% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	Conta garantida	-	-	2.979	8.934
BNDES - BB/CALC	EDP Bandeirante	17/02/2010 a 17/06/2019	Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	4,5% a.a. e de 1,81% a 3,32% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	(i) Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil e (ii) Depósito caucionado	55.608	67.543	91.411	93.027
BNDES - FINEM	EDP Bandeirante	28/12/2014 a 16/12/2024	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5.	TJLP a TJLP + 3,05% a.a., TR(iii) + 3,05% a.a., e Pré de 6,00% a.a.	Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal. Principal e juros anuais.	a. Depósitos caucionados; b. Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil.	202.892	-	-	-

CONSOLIDADO EDP - ENERGIAS DO BRASIL S.A.

	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	30/06/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
BNDES - BB/CALC	EDP Escelsa	17/02/2010 a 15/05/2017	Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	4,5% a.a. e de 1,81% a 3,32% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	(i) Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil e (ii) Depósito caucionado	55.371	68.571	94.964	113.177
(-) BNDES -CALC - Custos de transação	EDP Escelsa	17/02/2010 a 15/05/2017			Amortização mensal do custo de transação		(14)	(23)	(44)	(75)
BNDES - FINEM	EDP Escelsa	28/12/2014 a 16/12/2024	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5.	TJLP a TJLP + 3,05% a.a., TR(iii) + 3,05% a.a., e Pré de 6,00% a.a.	Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal. Principal e juros anuais.	a. Depósitos caucionados; b. Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil.	198.923	-	-	-
Eletrobrás Reluz - ECF 2481/05	EDP Escelsa	30/01/2012 a 30/12/2016		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	301	401	602	802
Eletrobrás Reluz - ECF 2488/05	EDP Escelsa	30/12/2008 a 30/11/2013		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	-	-	-	40
Eletrobrás Reluz - ECF 2500/05	EDP Escelsa	30/12/2008 a 30/11/2013		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	-	-	-	54
Eletrobrás LPT - ECFS 031/04	EDP Escelsa	30/08/2006 a 30/07/2016		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	Notas Promissórias	2.533	3.703	6.042	8.378
Eletrobrás LPT - ECFS 106/05	EDP Escelsa	30/05/2008 a 30/04/2018		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	10.630	12.506	16.258	20.009
Eletrobrás LPT - ECFS 181/07	EDP Escelsa	30/04/2010 a 30/04/2020		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	21.891	24.156	28.685	33.214
Eletrobrás LPT - ECFS 258/09	EDP Escelsa	30/01/2012 a 30/12/2021		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	11.064	11.915	13.617	15.319
Banco do Brasil e Santander - Cédula de Crédito Bancário	EDP Escelsa	09/08/2007 a 10/02/2014	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	105% do CDI	Principal anual e Juros semestral		-	-	8.378	23.758
Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial	EDP Escelsa	29/11/2010 a 29/05/2015	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	100% do CDI	Principal e juros em parcela única no final		-	157.897	151.617	149.714
Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial - Custos de Transação	EDP Escelsa	29/05/2015			Custo		-	(147)	-	(909)
Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial	EDP Escelsa	27/05/2011 a 09/05/2014		100% do CDI	Principal e juros em parcela única no final		-	-	56.332	45.000
BNDES - Banco do Brasil	EDP Escelsa	15/07/2008 a 15/06/2014	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	TJLP + 3,3% a.a.	Principal e juros mensal	Conta garantida	-	-	2.781	8.345
BNDES - Banco Santander	EDP Escelsa	15/07/2008 a 15/06/2014	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	TJLP + 3,3% a.a.	Principal e juros mensal	Conta garantida	-	-	2.781	8.345
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário	EDP Escelsa	04/10/2012 a 24/09/2014		98,5% do CDI	Principal ao final do contrato e juros semestrais		-	-	98.567	91.327
(-) Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário - Custos de Transação	EDP Escelsa	04/10/2012 a 24/09/2014			Amortização mensal do custo de transação		-	-	(637)	(1.479)
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário 21/00804-3	EDP Escelsa	13/02/2013 a 03/02/2015		105,5% e 98,5% do CDI	Principal e juros em parcela única ao final do contrato		-	81.027	72.974	-
(-) Custo de transação	EDP Escelsa	13/02/2013 a 03/02/2015			Amortização mensal do custo de transação		-	(103)	(718)	-
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário	EDP Escelsa	21/02/2014 a 01/07/2015		101,15% do CDI	Principal e juros em parcela única no final		128.161	120.923	-	-
(-) Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário - Custos de Transação	EDP Escelsa	21/02/2014 a 01/07/2015					(123)	(855)	-	-
Citibank N.A. - Cédula de Câmbio	EDP Escelsa	08/05/2014 a 14/05/2018	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	85% do CDI + 1,0625%	Principal anual a partir de maio/2014 e juro trimestral	Nota Promissória	203.192	202.655	-	-
(-) Citibank N.A. - Cédula de Câmbio - Custos de Transação	EDP Escelsa	08/05/2014 a 14/05/2018					-	-	-	-

CONSOLIDADO EDP - ENERGIAS DO BRASIL S.A.										
	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	30/06/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário	Energest	20/02/2011 a 20/02/2015	Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	106,6% do CDI	Principal anual e Juros semestral		-	10.008	19.873	29.573
BNDES	Energest	15/06/2010 a 15/05/2018		4,50% a.a. e TJLP + 1,92% a.a.	Principal e juros mensal	Depósito caucionado	7.319	8.574	11.081	13.590
Eletrobrás Reluz - ECF 1568/97	Costa Rica	30/10/2010 a 31/05/2014		5,00% + 1,50% a.a. (tx adm.)	Principal e juros mensal		-	-	239	734
BNDES	Enerpeixe						33.068	61.404	118.057	174.742
Banco Itaú	Enerpeixe						10.087	18.731	36.011	53.301
Bradesco	Enerpeixe	17/03/2008 a 15/01/2016	i. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,3. ii. Restrição de pagamento de dividendos.	TJLP + 4,5% a.a.	Principal e juros mensal	(i) Penhor de ações; (ii) Fiança Corporativa; (iii) Penhor de direitos creditórios; e, (iv) Depósitos caucionados.	8.406	15.609	30.009	44.418
Banco Itaú	Enerpeixe						6.724	12.487	24.008	35.535
Banco do Brasil	Enerpeixe						8.406	15.609	30.009	44.418
BNDES - Banco do Brasil	Santa Fé	15/04/2010 a 15/02/2024	i. Índice de cobertura do serviço da dívida maior ou igual a 1,2. ii. Índice de cobertura de capital próprio maior ou igual a 30%. iii. Restrição de pagamento de dividendos.	TJLP + 1,90% a.a.	Principal e juros mensal	(i) Penhor de ações; (ii) Fiança Corporativa; (iii) Depósitos caucionados; e, (iv) Vinculação de receitas.	49.373	52.209	57.894	63.589
Ações recebíveis cumulativa (iii)	Investco				Dividendos anuais e pagamento do principal		52.547	57.536	56.310	54.368
BNDES	ECE Participações	13/12/2012 a 15/05/2031	i. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,20 durante período de amortização. ii. Índice de Capital Próprio: Patrimônio líquido sobre Ativo total igual ou superior a 25%.	TJLP + 1,86% a.a.	Principal e Juros mensais a partir de 15/06/2015.	(i) Penhor de Ações; (ii) Contas Vinculadas; (iii) Vinculação de receitas; (iv) Fiança Corporativa da Energias do Brasil; e (v) Fiança Bancária da CWEI proporcionais às suas participações.	-	-	-	300.296
(-) BNDES - Custos de Transação	ECE Participações	13/12/2012 a 15/05/2031			Amortização mensal do custo de transação		-	-	-	(1.460)
BNDES	Porto do Pecém	09/07/2009 a 15/06/2026	Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,20.	2,77% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensais	a. Penhor de ações; b. depósitos caucionados; c. cessão de direitos e contratos; d. notas promissórias; e. hipoteca; e f. alienação de ativos.	1.307.770	-	-	-
(-) Custo de Transação	Porto do Pecém	09/07/2009 a 15/06/2026	-				(7.510)	-	-	-
Citibank N.A. - Cédula de Câmbio	EDP Bandeirante	29/05/2015 a 29/05/2019	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	85% do CDI + 1,19%	Principal anual a partir de maio/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	151.505	-	-	-
Citibank N.A. - Cédula de Câmbio	EDP Escelsa	29/05/2015 a 29/05/2019	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	85% do CDI + 1,19%	Principal anual a partir de maio/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	101.003	-	-	-
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário	EDP Energias do Brasil	21/05/2015 a 14/05/2018	-	118,70% do CDI	Principal anual a partir de maio/2017 e Juros semestrais	-	304.854	-	-	-
(-) Custo de transação	EDP Energias do Brasil	21/05/2015 a 14/05/2018			Amortização mensal do custo de transação		(6.748)	-	-	-

CONSOLIDADO EDP - ENERGIAS DO BRASIL S.A.

	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	30/06/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
Notas Promissórias (1ª emissão)	EDP Energias do Brasil	30/03/2015 a 24/02/2016	(i) índice Dívida Financeira Líquida Consolidada por EBITDA Consolidado menor ou igual a 3,5 (ii) apurado semestralmente a partir de 06/2015	CDI + 1,6% a.a.	Principal e Juros em parcela única no final		776.070			
(-) Custo de transação	EDP Energias do Brasil	30/03/2015 a 24/02/2016			Amortização mensal do custo de transação		(5.725)			
Resultado dos Swaps							3.810.911	1.120.947	1.087.465	1.517.836
Goldman Sachs (iv)	EDP Bandeirante	19/02/2012 a 17/02/2018	-	93,40% do CDI	Juros semestral		-	-	767	810
Goldman Sachs (iv)	EDP Escelsa	19/02/2012 a 17/02/2018	-	93,40% do CDI	Juros semestral		-	-	767	810
Banco Citibank	Porto do Pecém	16/10/2007 a 01/10/2024	-	Swap Libor 6M para pré 5,79% e 5,82% a.a.	MtM		140.099	-	-	-
Banco Citibank	Porto do Pecém	13/11/2014 a 16/11/2016	-	BRL/USD 2,8395; BRL/USD 3,3529	MtM	Fiança Corporativa	(20.155)	-	-	-
Banco HSBC	Porto do Pecém	15/05/2015 a 16/05/2016	-	BRL/USD 3,3522; BRL/USD 3,3527; BRL/USD 3,1418	MtM	Fiança Corporativa	(3.958)	-	-	-
Goldman Sachs	Porto do Pecém	13/11/2014 a 16/11/2016	-	BRL/USD 3,3541; BRL/USD 2,6911	MtM		(49.867)	-	-	-
Total							66.119	-	1.534	1.620
							4.676.931	1.120.947	1.182.417	1.600.378

(i) O EBITDA Ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais".

(ii) O EBITDA Ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais" e com outras rubricas não operacionais que tenham efeito no caixa.

(iii) Referem-se às ações preferenciais resgatáveis das classes "A", "B" e "C" emitidas pela controlada indireta Investco, onde, de acordo com o artigo 8º do seu Estatuto Social, os detentores de 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 à suas características, as ações foram classificadas como um instrumento financeiro de dívida por satisfazerem a definição de passivo financeiro, pelo fato da Investco não ter o direito de evitar o envio de caixa ou outro ativo financeiro para outra entidade, conforme determina o item 19 do CPC 39. O pagamento anual de dividendos foi considerado até 2033 (término da concessão) e descontado a valor presente pela taxa de 8,70% a.a., que equivale ao custo médio de captação da Investco na data de avaliação das ações.

(iv) Quitados antecipadamente em 15 de agosto de 2014.

(ii) debêntures

CONSOLIDADO EDP - ENERGIAS DO BRASIL S.A.

Agente Fiduciário	Empresa	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	30/06/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Escelsa	250.000	2ª emissão em 02/07/2007	02/07/2007 a 02/07/2014	Alongamento da dívida. Pagamento das Senior Notes com vencimento em 15/07/2007	105,0 % do CDI	Principal anual e juros semestral		-	-	83.350	166.675
(-) Custos de emissão							Amortização mensal		-	-	(45)	(181)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Escelsa	176.800	3ª emissão em 27/08/2014	27/08/2014 a 27/08/2020	Alongamento da dívida e capital de giro.	CDI + 1,50%	Principal semestral a partir de 27/08/2018 e juros semestral		184.935	184.434	-	-
(-) Custos de emissão							Amortização mensal		(491)	(550)	-	-
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Bandeirante	300.000	5ª emissão em 30/04/2014	30/04/2014 a 30/04/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	CDI + 1,39%	Principal semestral a partir de abril/2017 e juros semestral		306.863	306.248	-	-
(-) Custos de emissão							Amortização mensal		(1.711)	(2.012)	-	-
SLW Corretora de Valores e Câmbio Ltda.	EDP Bandeirante	390.000	4ª emissão em 01/07/2010	01/07/2010 a 01/07/2016	Recomposição de caixa ao pagamento de dívidas e ao financiamento de capital de giro.	CDI + 1,50%	Principal anual e juros semestral		249.511	331.753	410.435	407.080
(-) Custos de emissão							Amortização mensal		(161)	(322)	(805)	(1.340)
Oliveira Trust	Energest	120.000	1ª emissão em 23/04/2012	23/04/2012 a 23/04/2017	Alongamento da dívida, financiamento de capital de giro e financiamento de CAPEX.	CDI + 0,98%	Principal anual a partir de abril/2016 e juros semestral		122.977	122.688	122.275	121.713
(-) Custos de emissão							Amortização mensal		(188)	(259)	(400)	(541)
		(635)										
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Energias do Brasil	450.000	1ª emissão em 28/08/2012	28/08/2012 a 28/02/2014	Investimentos em ativos de geração de energia	105,0 % do CDI	Principal e juros em parcela única no final		-	-	500.344	461.086
(-) Custos de emissão							Amortização mensal		-	-	(58)	(412)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Energias do Brasil	500.000	2ª emissão em 11/04/2013	11/04/2013 a 11/04/2016	Investimentos gerais pela Companhia	CDI + 0,55%	juros semestral e amortização em duas parcelas iguais em abril/15 e abril/16		256.888	512.546	510.607	-
(-) Custos de emissão							Amortização mensal		(81)	(161)	(355)	-
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Energias do Brasil	300.000	3ª emissão em 12/02/2014	12/02/2014 a 12/08/2015	Refinanciamento parcial da 1ª emissão de debêntures da Companhia	CDI + 0,72%	Principal e juros em parcela única no final		262.990	330.728	-	-
(-) Custos de emissão							Amortização mensal		(144)	(576)	-	-
Oliveira Trust	CEJA	300.000	1ª emissão em 24/10/2011	24/10/2011 a 11/10/2013	Alongamento da dívida. Liquidação das CCBs utilizadas na aquisição da UHE Jari.	110,5 % do CDI	Principal e juros em parcela única no final		-	-	-	334.125
(-) Custos de emissão							Amortização mensal		-	-	-	(37)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Lajeado Energia	450.000	1ª emissão em 25/11/2013	25/11/2013 a 25/11/2019	Pagamento aos acionistas a título de reembolso das ações decorrente da redução de capital social ocorrida em 03/05/2013	CDI + 1,20%	Principal anual e juros semestral	Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil	456.219	455.401	454.697	-
(-) Custos de emissão							Amortização mensal		(2.093)	(2.400)	(3.016)	-
Total									1.835.514	2.237.518	2.077.029	1.488.168

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

(iii) grau de subordinação entre as dívidas

Na visão de nossos Diretores, não existe grau de subordinação contratual entre as dívidas da Companhia e de suas controladas. No entanto, há uma subordinação estrutural e em eventual concurso universal de credores, após a realização do ativo da Companhia serão satisfeitos, nos termos da lei, os créditos trabalhistas, previdenciários e fiscais, com preferência em relação aos credores que contem com garantia real, flutuante e quirografários.

(iv) eventuais restrições impostas à EDPBR, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário

Os principais *covenants* financeiros a que nossas empresas estão obrigadas a cumprir são os seguintes:

- Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5, para as empresas EDP Bandeirante, EDP Escelsa e Energest, totalmente atendidos em 2014, 2013 e 2012. Para o ano de 2014 a Lajeado Energia obteve *waiver* para não cumprimento dos *covenants* financeiro
- Dívida líquida em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5 para a EDP Energias do Brasil, totalmente atendido até o momento.
- ICSD – Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,3 para a Enerpeixe, totalmente atendidos em 2014, 2013 e 2012;
- ICSD – Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,2 para a Santa Fé, totalmente atendidos em 2014, 2013 e 2012.
- ICSD – Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,2 para a Porto do Pecém, totalmente atendidos em 2014, 2013 e 2012.

Os *covenants* assumidos pela Companhia, pela EDP Bandeirante e pela EDP Escelsa, que possuem apurações semestrais, permanecem totalmente atendidos.

A controlada Enerpeixe, além do ICSD, possui restrição de pagamento de dividendos superior ao mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido, embora uma vez atendido o ICSD, é possível, com a autorização dos bancos, aumento nesse percentual até o nível em que o ICSD seja atendido.

A controlada Santa Fé, além do ICSD, possui restrição de pagamento de dividendos superiores ao mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido.

A controlada Porto do Pecém, além do ICSD, possui restrição de pagamento de dividendos superior ao mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido, embora uma vez atendido o ICSD e o ICSD projetado seja acima de 1,3, é possível, com a autorização dos bancos, aumento nesse percentual até o nível em que o ICSD seja atendido.

Os nossos Diretores destacam que o descumprimento de qualquer desses *covenants* pode resultar na antecipação do vencimento dos contratos de financiamento das nossas controladas, o que poderia ter um impacto financeiro negativo na Companhia.

Os nossos Diretores ressaltam, ainda, que a Companhia e suas controladas monitoram todos esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam sempre atendidas. No entendimento dos nossos Diretores, todas as condições restritivas e demais *covenants* assumidos por nós e por nossas controladas estão adequadamente atendidos.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Na visão dos Diretores, esses índices restritivos estão de acordo com as métricas do mercado, e não acarretam em riscos excessivos à Companhia.

g. limites de utilização dos financiamentos já contratados

Os Diretores informam que, atualmente, as distribuidoras de energia controladas pela Companhia, quais sejam, Bandeirante e Escelsa, possuem contrato de financiamento junto ao BNDES, com limite total de utilização de R\$567.709, dos quais R\$391.584 já foram desembolsados até 30 de junho de 2015.

Mais informações sobre as nossas linhas de crédito foram apresentadas no item 10.1.(e) deste Formulário de Referência.

Na visão de nossos Diretores, os limites de utilização dos financiamentos contratados são adequados, pois seguem estritamente o estipulado nos contratos.

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

A discussão a seguir sobre a situação financeira e o resultado das operações da Companhia reflete o entendimento dos nossos Diretores e deverá ser lida junto com as demonstrações financeiras da Companhia relativa aos exercícios sociais de 30 de junho de 2015 e 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012, e respectivas notas explicativas, bem como com as informações constantes dos demais itens deste Formulário de Referência. Os valores nas tabelas estão apresentados em milhões de reais, conjuntamente com os comentários explicativos, exceto quando indicado.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

Demonstração do Resultado do Exercício	30/06/2014	AV ⁽¹⁾	30/06/2015	AV ⁽¹⁾	Varição 06/14 - 06/15 (%)
Receita operacional líquida	4.007,9	100,0%	4.738,9	100,0%	18,2%
Custo do serviço de energia elétrica					
Custo com energia elétrica	(2.932,7)	-73,2%	(3.349,5)	-70,7%	14,2%
Energia elétrica comprada para revenda	(2.753,2)	-68,7%	(3.046,0)	-64,3%	10,6%
Encargos de uso da rede elétrica	(169,7)	-4,2%	(232,9)	-4,9%	37,3%
Outros custos do serviço de energia elétrica	(9,9)	-0,2%	(70,6)	-1,5%	615,3%
Custo de operação	(385,1)	-9,6%	(421,3)	-8,9%	9,4%
Pessoal	(108,9)	-2,7%	(122,1)	-2,6%	12,1%
Materiais e serviços de terceiros	(110,4)	-2,8%	(122,1)	-2,6%	10,5%
Depreciações e amortizações	(138,8)	-3,5%	(157,6)	-3,3%	13,5%
Outros custos de operação	(27,0)	-0,7%	(19,6)	-0,4%	-27,3%
Custo do serviço prestado a terceiros	(142,9)	-3,6%	(120,8)	-2,5%	-15,5%
Lucro operacional bruto	547,2	13,7%	847,2	17,9%	54,8%
Despesas operacionais	117,8	2,9%	586,2	12,4%	397,4%
Despesas com vendas	(28,6)	-0,7%	(39,1)	-0,8%	37,1%
Despesas gerais e administrativas	(175,1)	-4,4%	(188,7)	-4,0%	7,8%
Depreciações e amortizações	(32,7)	-0,8%	(39,2)	-0,8%	19,9%
Ganho na alienação de investimento	408,0	10,2%	884,7	18,7%	116,8%
Outras despesas operacionais	(53,8)	-1,3%	(31,5)	-0,7%	-41,5%
Resultado do serviço	665,0	16,6%	1.433,5	30,2%	115,6%
Resultado das participações societárias	(35,1)	-0,9%	(109,7)	-2,3%	213,0%
Receitas financeiras	143,5	3,6%	185,6	3,9%	29,3%
Despesas financeiras	(279,6)	-7,0%	(393,5)	-8,3%	40,7%
Resultado financeiro	(136,1)	-3,4%	(207,9)	-4,4%	52,8%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	493,9	12,3%	1.115,9	23,5%	125,9%
Imposto de renda e contribuição social correntes	(125,1)	-3,1%	(81,3)	-1,7%	-35,1%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(23,6)	-0,6%	(172,7)	-3,6%	630,3%
Lucro líquido antes da participação minoritária	345,1	8,6%	861,9	18,2%	149,8%
Participações dos não controladores	61,9	1,5%	34,4	0,7%	-44,4%
Lucro Líquido do exercício/trimestre	283,2	7,1%	827,6	17,5%	192,2%
Lucro por Ação (em Reais)	0,60		1,74		

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Demonstração do Resultado do Exercício	31/12/2012	AV ⁽¹⁾	31/12/2013	AV ⁽¹⁾	Variação 12/12 - 12/13 (%)	31/12/2014	AV ⁽¹⁾	Variação 12/13 - 12/14 (%)
Receita operacional líquida	6,454.5	100.0%	7,096.5	100.0%	9.9%	8,898.7	100.0%	25.4%
Custo do serviço de energia elétrica								
Custo com energia elétrica	(4,043.7)	-62.6%	(4,109.5)	-57.9%	1.6%	(6,013.8)	-67.6%	46.3%
Energia elétrica comprada para revenda	(3,436.1)	-53.2%	(3,799.9)	-53.5%	10.6%	(5,598.8)	-62.9%	47.3%
Encargos de uso da rede elétrica	(607.6)	-9.4%	(309.6)	-4.4%	-49.1%	(401.7)	-4.5%	29.8%
Outros custos do serviço de energia elétrica	-	0.0%	-	0.0%	-	(13.2)	-0.1%	-
Custo de operação	(697.2)	-10.8%	(806.0)	-11.4%	15.6%	(769.3)	-8.6%	-4.6%
Pessoal	(188.8)	-2.9%	(217.0)	-3.1%	14.9%	(227.8)	-2.6%	5.0%
Materiais e serviços de terceiros	(230.2)	-3.6%	(220.6)	-3.1%	-4.2%	(231.8)	-2.6%	5.1%
Depreciações e amortizações	(271.2)	-4.2%	(337.9)	-4.8%	24.6%	(274.7)	-3.1%	-18.7%
Outros custos de operação	(7.0)	-0.1%	(30.5)	-0.4%	333.0%	(34.9)	-0.4%	14.5%
Custo do serviço prestado a terceiros	(243.5)	-3.8%	(332.2)	-4.7%	36.4%	(300.3)	-3.4%	-9.6%
Lucro operacional bruto	1,470.1	22.8%	1,848.8	26.1%	25.8%	1,815.4	20.4%	-1.8%
Despesas operacionais	(387.1)	-6.0%	(595.7)	-8.4%	53.9%	(241.0)	-2.7%	-59.5%
Despesas com vendas	(11.8)	-0.2%	(52.4)	-0.7%	343.4%	(27.4)	-0.3%	-47.7%
Despesas gerais e administrativas	(291.4)	-4.5%	(444.6)	-6.3%	52.6%	(412.5)	-4.6%	-7.2%
Depreciações e amortizações	(66.4)	-1.0%	(64.7)	-0.9%	-2.6%	(65.6)	-0.7%	1.3%
Ganho na alienação de investimento	-	0.0%	-	0.0%	-	408.4	4.6%	-
Outras despesas operacionais	(17.5)	-0.3%	(34.0)	-0.5%	94.1%	(143.9)	-1.6%	323.5%
Resultado do serviço	1,083.0	16.8%	1,253.1	17.7%	15.7%	1,574.3	17.7%	25.6%
Resultado das participações societárias	(106.7)	-1.7%	(140.4)	-2.0%	31.6%	(71.4)	-0.8%	-49.1%
Receitas financeiras	195.8	3.0%	182.1	2.6%	-7.0%	258.8	2.9%	42.1%
Despesas financeiras	(393.2)	-6.1%	(481.2)	-6.8%	22.4%	(574.8)	-6.5%	19.4%
Resultado financeiro	(197.4)	-3.1%	(299.1)	-4.2%	51.5%	(316.0)	-3.6%	5.7%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	778.9	12.1%	813.6	11.5%	4.5%	1,186.9	13.3%	45.9%
Imposto de renda e contribuição social correntes	(146.3)	-2.3%	(254.0)	-3.6%	73.6%	(108.6)	-1.2%	-57.2%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(97.2)	-1.5%	(5.5)	-0.1%	-94.3%	(239.9)	-2.7%	4240.9%
Lucro líquido antes da participação minoritária	535.4	8.3%	554.1	7.8%	3.5%	838.4	9.4%	51.3%
Participações dos não controladores	(191.9)	-3.0%	(178.3)	-2.5%	-7.1%	(94.9)	-1.1%	-46.8%
Lucro Líquido do exercício/trimestre	343.5	5.3%	375.8	5.3%	9.4%	743.5	8.4%	97.9%
Lucro por Ação (em Reais)	0.72		0.79			1.56		

Resultados operacionais em 2015 e 2014

A tabela acima apresenta os valores relativos à demonstração de resultados consolidada e as variações ocorridas nos períodos apresentados.

Receita operacional líquida

Para os Diretores, os principais determinantes da variação da receita líquida em 2015 foram:

- Na geração: (i) Reajuste das tarifas das geradoras e aumento das vendas de energia em contratos de curta duração em 4,6% e preços mais altos. Em seis meses de 2015, as tarifas foram em média 1,5% superiores com relação ao mesmo período em 2014;
- Na distribuição: (i) Aumento de 0,3% com relação ao mesmo período no exercício anterior no volume de energia vendida a clientes finais; (ii) Aumento das tarifas de energia das distribuidoras conforme reajustes tarifários anuais (EDP Escelsa: agosto/2014 26,54% e EDP Bandeirante: outubro/2014 22,34%) e revisão tarifária extraordinária (RTE) de março 2015 e (iii) De acordo com o aditamento aos Contratos de Concessão de Distribuição, assinando em 10 de dezembro de 2014, e baseado no OCPC 08, a receita operacional acumulada a 30 de junho de 2015 foi impactada pela contabilização dos ativos financeiros setoriais (ativos e passivos regulatórios) no valor de R\$ 275,9 nas distribuidoras (EDP Bandeirante: R\$ 205,3 e EDP Escelsa: R\$ 70,6) quando comparamos com o mesmo período de 2014.
- Na comercialização: o aumento do volume, ao longo de 2015, reflete a estratégia comercial da Companhia, a qual, aliada à estratégia de posicionamento long do portfólio de contratos durante todo o ano, beneficiando-se do elevado PLD e da alta volatilidade de preços no período, contribuiu para o significativo aumento da rentabilidade.

Custo com energia elétrica

Para os Diretores a variação referente aos custos com aquisição de energia elétrica comprada para revenda aumentou 10,6%: com relação ao mesmo período no exercício anterior (i) na geração resultante do GSF médio no ano de 80,0%, o que corresponde a uma exposição de 1.002 GWh a PLD médio de R\$388,89/MWh; e (ii) os gastos não gerenciáveis foram 12,72% maiores que o mesmo período de 2014, isso devido ao reajuste de preço nos contratos de

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

energia mas principalmente ao menor montante de aportes, como ACR e Coner que tivemos em 2014 (R\$ 386,9 na EDP Escelsa e R\$ 203,7 na EDP Bandeirante) e não tivemos em 2015.

Os outros custos do serviço de energia elétrica apresentaram um aumento de 615,3% devido à consolidação de Pécem, somando R\$ 70,6 em junho de 2015, frente a R\$ 9,9 em junho de 2014.

Custo de operação

Para os Diretores o Custo de operação é explicado pelos seguintes itens:

- **Pessoal:** aumento de 12,1%, com relação ao mesmo período no exercício anterior decorrente do reajuste salarial de 6,6% em cumprimento ao acordo coletivo, reformulação do contrato de assistência médica alterando o escopo para "pós-pagamento", menor Capitalização, consolidação de Pécem, além de um efeito não recorrente ocorrido no 2T14 resultante dos custos com desligamentos de pessoal, principalmente nas Distribuidoras.
- **Materiais e serviços de terceiros:** aumento de 10,5% com relação ao mesmo período no exercício anterior devido, em parte, a maiores gastos com publicidade, comunicação interna e consultorias, aumento na quantidade de atendimento ao cliente e leitura/faturamento devido cenário energético, consolidação de Pécem e efeitos não recorrentes em 2014 como a reforma de uma unidade regional e programa de eficiência energética.
- **Depreciações e amortizações:** aumento de 13,5% com relação ao mesmo período no exercício anterior, decorrente principalmente da contabilização da UTE Pécem I.

Custo dos serviços prestados a terceiros: os Diretores afirmam que a redução de 15,5% com relação ao mesmo período no exercício anterior decorre, principalmente, da variação dos custos com construção da infraestrutura das distribuidoras.

Despesas e receitas operacionais

Abaixo, os comentários dos Diretores acerca da variação relativa as despesas e receitas operacionais.

- **Despesa com vendas:** aumentaram 37,1% com relação ao mesmo período no exercício anterior, principalmente à PDD nas distribuidoras decorrente do grande aumento das tarifas devido aos altos reajustes tarifários de 2014 juntamente com a revisão tarifária extraordinária de 2015.
- **Despesas gerais e administrativas:** aumentaram 7,8% com relação ao mesmo período no exercício anterior, devido basicamente à: (i) reajuste salarial de 6,6% em cumprimento ao acordo coletivo; (ii) além de um efeito não recorrente ocorrido no 2T14 resultante dos custos com desligamentos de pessoal, principalmente nas Distribuidoras
- **Ganhos na alienação de investimentos:** Em 15 de maio de 2015, a Companhia comunicou a conclusão da aquisição dos 50% da UTE Pécem I detido pela Eneva, uma vez tendo sido atendidas todas as condições precedentes desta transação. O valor total da aquisição foi de R\$ 300,0 milhões (efeito caixa), gerando um ganho contábil para a Companhia de R\$ 884,7 milhões, registrado na rubrica do Balanço Patrimonial de "Investimentos" em contrapartida na Demonstração do Resultado na rubrica "Ganho na alienação/aquisição de investimento".

Demais rubricas do resultado do exercício

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Para além do resultado operacional, comentado acima, segue abaixo, os comentários dos Diretores acerca de: i) resultado das participações societárias; ii) resultado financeiro líquido; iii) imposto de renda e contribuição social; iv) participação dos não controladores e; v) lucro líquido.

Resultado das participações societárias: o resultado das participações societárias aumentaram 213,0% com relação ao mesmo período no exercício anterior, principalmente em virtude do resultado da UTE Porto Pecém reconhecido até 15 de maio de 2015.

Resultado financeiro líquido: o montante de receitas financeiras apresentou variação positiva de 29,3% com relação ao mesmo período no exercício anterior, que decorre principalmente do maior saldo de caixa e consequente receita sobre aplicações financeiras. Já as despesas financeiras apresentaram variação positiva de 40,7%, decorrente principalmente dos encargos sobre dívida das distribuidoras e também da EDPBR, para fazer frente a investimentos e capital de giro, além das despesas de atualização financeira sobre a parcela de benefício pós-emprego, principalmente da controlada EDP Escelsa.

Imposto de renda e contribuição social: as principais variações são em decorrência de: (i) imposto de renda e contribuição social correntes: decréscimo de 35,1% com relação ao mesmo período no exercício anterior, em virtude, principalmente do lucro tributável das distribuidoras EDP Bandeirante e EDP Escelsa e também do menor lucro das geradoras em virtude de compra de energia em decorrência do GSF menor do que a energia contratada para venda; e (ii) imposto de renda e contribuição social diferidos: apresentou variação de 630% em virtude do reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios das distribuidoras, que gera um diferimento do imposto de renda e contribuição social, que será revertido quando de sua realização, via reconhecimento na tarifa de energia, além da mais valia de Porto do Pecém.

Participação dos não controladores: redução de 44,4% com relação ao mesmo período no exercício anterior, tal variação se deu pela redução no lucro líquido das geradoras Lajeado Energia, Enerpeixe, em virtude de compra de energia, devido GSF menor do que a energia contratada para venda. Em outras palavras, quanto menor o lucro das geradoras controladas em conjunto com acionistas minoritários, menor será o resultado atribuído aos acionistas minoritários dessas empresas.

Lucro líquido: em função dos efeitos analisados, o lucro líquido consolidado foi, 149,8%, superior ao mesmo período em 2014. A variação se deu, principalmente, pelos impactos positivos originados do reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios das distribuidoras do grupo, além da mais valia de UTE Porto Pecém.

Resultados operacionais em 2014 e 2013

A tabela acima apresenta os valores relativos à demonstração de resultados consolidada e as variações ocorridas nos períodos apresentados.

Para os Diretores, os principais determinantes da variação da receita líquida em 2014 foram:

- Na geração: (i) Reajuste das tarifas das geradoras e aumento das vendas de energia em contratos de curta duração com preços mais altos. Em 2014, as tarifas foram em média 8,6% superiores às de 2013;
- Na distribuição: (i) Aumento de 3,3% no volume de energia vendida a clientes finais; (ii) Aumento das tarifas de energia das distribuidoras conforme reajustes tarifários anuais (EDP Escelsa: agosto/2014 e EDP Bandeirante: outubro/2014); e (iii) De acordo com o aditamento aos Contratos de Concessão de Distribuição, assinando em 10 de dezembro de 2014, e baseado no OCPC 08, a receita operacional foi impactada pela contabilização dos ativos financeiros setoriais (ativos e passivos regulatórios) no valor de

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

R\$ 599,4 nas distribuidoras (EDP Bandeirante: R\$ 351,0 e EDP Escelsa: R\$ 248,4) referentes ao saldo acumulado desde 2012.

- Na comercialização: o aumento do volume, ao longo de 2014, reflete a estratégia comercial da Companhia, a qual, aliada à estratégia de posicionamento long do portfólio de contratos durante todo o ano, beneficiando-se do elevado PLD e da alta volatilidade de preços no período, contribuiu para o significativo aumento da rentabilidade.

Custo com energia elétrica

Para os Diretores a principal variação refere-se aos custos com aquisição de energia elétrica comprada para revenda que aumentaram 47,3%: (i) na geração resultante do GSF médio no ano de 90,6%, o que corresponde a uma exposição de 727 GWh a PLD médio de R\$688,89/MWh; e (ii) da exposição involuntária das concessionárias e pelo elevado despacho térmico ao longo do ano.

Os gastos não gerenciáveis foram neutralizados pelos aportes da Conta-ACR e CDE contabilizados para as distribuidoras da EDP, que atingiram R\$ 936,8, além do ressarcimento CONER no valor de R\$ 98,8.

Custo de operação

Para os Diretores o Custo de operação é explicado pelos seguintes itens a seguir:

- Pessoal: aumento de 5,0%, devido: (i) Reajuste salarial de 6,6% em cumprimento ao acordo coletivo; (ii) Reformulação do contrato de assistência médica alterando o escopo para "pós-pagamento"; (iii) Provisão indenizações - aposentadoria especial na EDP Escelsa; (iv) Efeito não recorrente no 2T14 referente aos gastos com indenizações em função de ajuste organizacional ocorrido no período, causando o desligamento de 58 colaboradores.
- Materiais e serviços de terceiros: aumento de 5,1% devido, em parte, aos repasses dos reajustes contratuais, acréscimo dos custos com corte e religação e inspeção de combate à fraude; e decréscimo dos gastos com conservação e reparação do sistema elétrico, sobretudo devido ao volume de podas.
- Depreciações e amortizações: redução de 18,7%, devido à provisão de ajuste de inventário, ocorrida em 2013, decorrente do levantamento físico executado para atendimento à Resolução Aneel nº 367/2009 (+R\$ 33,5 na EDP Bandeirante e +R\$ 26,2 na EDP Escelsa).
- Custo dos serviços prestados a terceiros: redução de 9,6% decorrente, principalmente, da variação dos custos com construção da infraestrutura das distribuidoras.

Despesas e receitas operacionais

Abaixo, os comentários dos Diretores acerca da variação relativa as despesas e receitas operacionais.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- Despesa com vendas: reduziram 47,7%, principalmente à reversão de PDD decorrente do acordo do agente arrecadador entre a EDP Bandeirante e o Banco Bracce além da reclassificação para Margem Bruta dos rateios de liquidações financeiras na CCEE não honradas pelos participantes.
- Despesas gerais e administrativas: reduziram 7,2%, devido basicamente à: (i) reajuste salarial de 6,6% em cumprimento ao acordo coletivo; (ii) Efeitos não recorrentes ocorridos no 4T13 de benefício pós-emprego de seguro de vida relativo ao ingresso de 136 pessoas (laudo atuarial) e atualização do capital segurado deste benefício na EDP Escelsa; (iii) Contabilização retroativa a 2012 da prestação de serviços da EDP Portugal para a EDP Brasil.
- Ganhos na alienação de investimentos: Ganhos apurados quando da venda de 50% de participação na UHE Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, ocorridas em junho/2014, e de 33,33% da UHE São Manoel, em novembro/14, que originou o reconhecimento de um ganho de R\$408,0.

Demais rubricas do resultado do exercício

Para além do resultado operacional, comentado acima, segue abaixo, os comentários dos Diretores acerca de: i) resultado das participações societárias; ii) resultado financeiro líquido; iii) imposto de renda e contribuição social; iv) participação dos não controladores e; v) lucro líquido.

Resultado das participações societárias: reduziram 49,1%, principalmente em virtude do menor prejuízo de nossa controlada em conjunto a UTE Porto do Pecém, e da contribuição positiva da nossa controlada em conjunto a UHE Santo Antonio do Jari.

Resultado financeiro líquido: o montante de receitas financeiras apresentou variação positiva de 42,1%, que decorre principalmente do maior saldo de caixa e consequente receita sobre aplicações financeiras. Já as despesas financeiras apresentaram variação positiva de 19,4%, decorrente principalmente dos encargos sobre dívida das distribuidoras e também da EDPBR, para fazer frente a investimentos e capital de giro, além das despesas de atualização financeira sobre a parcela de benefício pós-emprego, principalmente da controlada EDP Escelsa.

Imposto de renda e contribuição social: as principais variações são em decorrência de: (i) imposto de renda e contribuição social correntes: decréscimo de 57,2%, em virtude, principalmente do lucro tributável das distribuidoras EDP Bandeirante e EDP Escelsa e também do menor lucro das geradoras em virtude de compra de energia em decorrência do GSF menor do que a energia contratada para venda; e (ii) imposto de renda e contribuição social diferidos: apresentou variação de 4.241% em virtude do reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios das distribuidoras, que gera um diferimento do imposto de renda e contribuição social, que será revertido quando de sua realização, via reconhecimento na tarifa de energia.

Participação dos não controladores: tal variação se deu pela redução no lucro líquido das geradoras Lajeado Energia, Enerpeixe, em virtude de compra de energia, devido GSF menor do que a energia contratada para venda. Em outras palavras, quanto menor o lucro das geradoras controladas em conjunto com acionistas minoritários, menor será o resultado atribuído aos acionistas minoritários dessas empresas.

Lucro líquido: em função dos efeitos analisados, o lucro líquido consolidado foi, 97,9%, superior ao exercício de 2013. A variação se deu, principalmente, pelos impactos positivos

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

originados do reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios das distribuidoras do grupo, além da mais valia da participação que a EDP-Br possui nos 50% em Jari e Cachoeira, após a venda ocorrida em Junho/2014.

Resultados operacionais em 2013 e 2012

Receita operacional líquida

Para os Diretores, os principais determinantes da variação da receita líquida foram:

- Na geração: (i) Principalmente pelo reajuste das tarifas das geradoras e aumento das vendas de energia em contratos de curta duração
- Na distribuição: (i) Aumento de 2,2% no volume de energia vendida a clientes finais; (ii) Aumento de 6,4% no volume de energia em trânsito no sistema de distribuição (USD); (iii) 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; (iv) Redução das tarifas de energia das distribuidoras (Lei nº 12.783/2013) e redução das tarifas aplicadas nas revisões e reajustes tarifários; e (vi) Aumento de 10,1% no volume de vendas de energia no mercado livre com preços mais altos. Em 2013, as tarifas foram em média 17,3% superiores às de 2012.
- Na comercialização: aumento de 10,1% no volume de vendas de energia no mercado livre e 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).

Custo com energia elétrica

Para os Diretores o aumento de 1,6% é explicado, principalmente pelas variações dos custos com aquisição de energia elétrica comprada para revenda que aumentaram 10,6%, devido ao início de suprimento de energia de dois novos produtos adquiridos nos leilões de energia nova, necessários ao atendimento do crescimento do mercado, ao acréscimo no preço médio da compra de energia, reajustado pela variação do IPCA, ao acréscimo no valor da energia comprada de ITAIPU e ao PLD que permaneceu num patamar elevado, refletindo em maior despacho das usinas térmicas no período.

Os custos com Encargos de Uso da Rede Elétrica decresceram 49,1% na comparação com o exercício anterior devido à redução, principalmente os encargos com CDE (redução de 25% em relação ao valor cobrado durante 2012) e CCC (que foi zerada em relação ao ano de 2012), conforme resolução.

Custo de operação

Para os Diretores o custo de operação é explicado pelos seguintes itens a seguir:

- Pessoal: aumentaram 14,9%, devido: (i) Reajuste salarial de 6,5% em cumprimento ao acordo coletivo, resultando em encargos adicionais sobre folha de pagamento; (ii) Aumento do quadro de pessoal do Grupo, sobretudo, em função da primarização de mão de obra na EDP Bandeirante, EDP Escelsa, Enerpeixe e Energest; (iii) Reestruturação organizacional da Unidade de Negócio da Distribuição; (iv) Efeitos não recorrentes ocorridos no 2T12 e 4T12 referentes ao

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

crédito SAT (Seguro de Acidente de Trabalho) relativo aos anos de 1991-1999 e 2005-2010 na EDP Escelsa devido a pagamentos a maior em períodos anteriores, que teve impacto positivo em 2012 e impacta na comparação com o ano de 2013.

- Materiais e serviços de terceiros: diminuíram 4,2%. Na conta materiais, deve-se aos maiores gastos com combustível e material de manutenção de veículos, e no item serviços de terceiros, deve-se, em parte, aos repasses dos reajustes contratuais inferiores aos índices de inflação por parte dos nossos prestadores de serviços, e decréscimo dos gastos com conservação e reparação do sistema elétrico, sobretudo devido à primarização na EDP Bandeirante, com redução das equipes prestadoras de serviço e redução de atividades de manutenção de rede e volume de podas.
- Depreciações e amortizações: aumento de 24,6%, devido à provisão de ajuste de inventário decorrente do levantamento físico executado para atendimento à Resolução Aneel nº 367/2009 (+R\$ 33,5 na EDP Bandeirante e +R\$ 26,2 na EDP Escelsa).
- Custo dos serviços prestados a terceiros: aumento de 36,4%, que corresponde à variação dos custos com construção da infraestrutura das distribuidoras.

Despesas operacionais

Abaixo, os comentários dos Diretores acerca da variação relativa as despesas e receitas operacionais.

- Despesa com vendas: aumento de 343,4% devido, principalmente à reversão de PDD no ano de 2012, em função do acordo entre EDP Comercialização e a Ampla Energia para o fim da disputa judicial entre as companhias referente à sentença arbitral proferida pela Câmara FGV de Conciliação e Arbitragem.
- Despesas gerais e administrativas: houve aumento de 52,6%, devido basicamente à: (i) Reajuste salarial de 6,5% em cumprimento ao acordo coletivo, resultando em encargos adicionais sobre folha de pagamento; (ii) Apuração do resultado da venda da Evrecy Participações Ltda. à CTEEP, ocorrido em 2012, que prejudica a comparação com o ano de 2013.

Demais rubricas do resultado do exercício

Para além do resultado operacional, comentado acima, segue abaixo, os comentários dos Diretores acerca de: i) resultado das participações societárias; ii) resultado financeiro líquido; iii) imposto de renda e contribuição social; iv) participação dos não controladores e; v) lucro líquido.

Resultado das participações societárias: houve aumento de 31,6%, principalmente em virtude do resultado negativo de nossa controlada em conjunto Porto do Pecém.

Resultado financeiro líquido: o montante de receitas financeiras apresentou variação negativa de 7,0%, decorrente principalmente do menor saldo de caixa e consequente menor receita sobre aplicações financeiras. Já as despesas financeiras variaram positivamente em 22,4%, em virtude dos encargos sobre dívida captada nas distribuidoras do grupo, além da própria EDPBR, para fazer frente a investimentos e capital de giro das distribuidoras, e também das despesas de atualização financeira sobre a parcela de benefício pós-emprego, principalmente da controlada EDP Escelsa.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Imposto de renda e contribuição social: as principais variações são em decorrência de: (i) imposto de renda e contribuição social correntes: apresentou variação positiva de 73,6%, em virtude, principalmente do maior lucro tributável das distribuidoras EDP Bandeirante e EDP Escelsa; e (ii) imposto de renda e contribuição social diferidos: apresentou decréscimo de 94,3% em virtude da realização de créditos tributários das distribuidoras.

Participação dos não controladores: tal variação se deu principalmente pela redução da conta Reserva de Investimentos, via distribuição para os controladores da controlada Lajeado Energia.

BALANÇO PATRIMONIAL

(em milhões, exceto quando indicado)

As tabelas abaixo apresentam os Balanços Patrimoniais consolidados levantados nos exercícios encerrados em 30 de Junho de 2015, 31 de dezembro de 2013 e 2014:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

	31/12/2012	AV ⁽¹⁾	31/12/2013	AV ⁽¹⁾	31/12/2014	AV ⁽¹⁾	30/06/2015	AV ⁽¹⁾	Variação 12/12 - 12/13 (%)	Variação 12/13 - 12/14 (%)	Variação 12/14 - 06/15 (%)
Balancos Patrimoniais											
Ativo											
Circulante	2.179,4	17,1%	4.706,9	33,3%	3.123,6	23,7%	4.847,6	26,5%	116,0%	-33,6%	55,2%
Caixa e equivalentes de caixa	571,4	4,5%	924,1	6,5%	827,0	6,3%	1.635,0	8,9%	61,7%	-10,5%	97,7%
Títulos a receber	4,5	0,0%	5,0	0,0%	5,6	0,0%	0,1	0,0%	9,6%	12,9%	-98,1%
Consumidores e concessionárias	1.252,6	9,8%	1.126,5	8,0%	1.352,2	10,3%	1.767,3	9,7%	-10,1%	20,0%	30,7%
Impostos e contribuições sociais	166,1	1,3%	195,3	1,4%	235,2	1,8%	226,4	1,2%	17,6%	20,4%	-3,7%
Empréstimos a receber	0,7	0,0%	12,4	0,1%	-	0,0%	-	0,0%	-	-100,0%	-
Dividendos a receber	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	0,2	0,0%	-	0,0%	0,0%
Estoques	40,6	0,3%	19,6	0,1%	23,1	0,2%	113,0	0,6%	-51,7%	18,2%	388,3%
Cauções e depósitos vinculados	24,2	0,2%	4,6	0,0%	12,3	0,1%	120,6	0,7%	-80,8%	164,5%	882,2%
Despesas pagas antecipadamente	0,7	0,0%	0,2	0,0%	0,3	0,0%	5,2	0,0%	-77,4%	81,8%	1704,5%
Ativos não circulantes mantidos para venda	-	0,0%	2.327,6	16,5%	107,1	0,8%	107,1	0,6%	-	-95,4%	0,0%
Rendas a receber	6,2	0,0%	4,8	0,0%	5,0	0,0%	5,2	0,0%	-22,6%	4,5%	4,3%
Ativos financeiros disponíveis para venda	19,8	0,2%	11,0	0,1%	-	0,0%	-	0,0%	-44,3%	-100,0%	0,0%
Ativos financeiros setoriais	-	0,0%	-	0,0%	383,4	2,9%	586,1	3,2%	-	-	52,9%
Outros créditos	92,7	0,7%	75,8	0,5%	172,6	1,3%	281,5	1,5%	-18,2%	127,6%	63,1%
Não circulante	10.550,0	82,9%	9.434,6	66,7%	10.048,2	76,3%	13.454,7	73,5%	-10,6%	6,5%	33,9%
Ativo Realizável a Longo Prazo	1.849,5	14,5%	1.933,1	13,7%	2.328,9	17,7%	2.150,7	11,8%	4,5%	20,5%	-7,7%
Títulos a receber	21,3	0,2%	17,0	0,1%	5,0	0,0%	6,1	0,0%	-20,0%	-70,5%	20,4%
Ativo financeiro indenizável	690,3	5,4%	779,4	5,5%	940,2	7,1%	956,4	5,2%	12,9%	20,6%	1,7%
Consumidores e concessionárias	40,3	0,3%	54,9	0,4%	284,8	2,2%	51,7	0,3%	36,3%	418,6%	-81,8%
Impostos e contribuições sociais	55,5	0,4%	55,3	0,4%	70,7	0,5%	78,4	0,4%	-0,3%	27,8%	10,9%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	615,0	4,8%	552,6	3,9%	347,8	2,6%	627,2	3,4%	-10,1%	-37,1%	80,3%
Empréstimos a receber	133,5	1,0%	167,2	1,2%	200,2	1,5%	14,9	0,1%	25,2%	19,7%	-92,5%
Cauções e depósitos vinculados	244,7	1,9%	242,7	1,7%	232,2	1,8%	207,0	1,1%	-0,8%	-10,9%	-4,3%
Ativos financeiros setoriais	-	0,0%	-	0,0%	218,2	1,7%	176,8	1,0%	-	-	-18,9%
Outros créditos	49,0	0,4%	64,0	0,5%	29,9	0,2%	32,1	0,2%	30,5%	-53,2%	7,3%
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	27,5	0,2%	-	0,0%	0,0%
Investimentos	708,7	5,6%	672,3	4,8%	1.111,7	8,4%	730,7	4,0%	-5,1%	65,3%	-34,3%
Propriedades para investimentos	4,1	0,0%	13,6	0,1%	13,5	0,1%	12,9	0,1%	229,1%	-1,0%	-4,5%
Imobilizado	4.554,3	35,8%	4.026,2	28,5%	3.941,2	29,9%	7.790,4	42,6%	-11,6%	-2,1%	97,7%
Intangível	3.433,3	27,0%	2.789,3	19,7%	2.652,9	20,1%	2.742,6	15,0%	-18,8%	-4,9%	3,4%
Total do Ativo	12.729,4	100,0%	14.141,5	100,0%	13.171,8	100,0%	18.302,3	100,0%	11,1%	-6,9%	39,0%

	31/12/2012	AV ⁽¹⁾	31/12/2013	AV ⁽¹⁾	31/12/2014	AV ⁽¹⁾	30/06/2015	AV ⁽¹⁾	Variação 12/12 - 12/13 (%)	Variação 12/13 - 12/14 (%)	Variação 12/14 - 06/15 (%)
Balancos Patrimoniais											
Passivo											
Circulante	2.512,9	19,7%	4.598,0	32,5%	3.556,4	27,0%	5.000,4	27,3%	83,0%	-22,7%	40,6%
Fornecedores	912,2	7,2%	802,1	5,7%	1.098,7	8,3%	1.262,4	6,9%	-12,1%	37,0%	14,9%
Impostos e contribuições sociais	278,3	2,2%	351,5	2,5%	304,2	2,3%	314,1	1,7%	26,3%	-13,5%	3,3%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	0,0%	-	0,0%	32,1	0,2%	53,3	0,3%	-	-	65,9%
Dividendos	201,5	1,6%	160,7	1,1%	305,9	2,3%	274,7	1,5%	-20,2%	90,3%	-10,2%
Debêntures	435,5	3,4%	699,1	4,9%	790,2	6,0%	775,1	4,2%	60,5%	13,0%	-1,9%
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	269,2	2,1%	432,9	3,1%	675,5	5,1%	1.397,1	7,6%	60,8%	56,0%	106,8%
Benefícios pós-emprego	35,5	0,3%	24,7	0,2%	43,0	0,3%	43,1	0,2%	-30,5%	74,3%	0,3%
Passivos não circulantes mantidos para venda	-	0,0%	1.878,5	13,3%	-	0,0%	-	0,0%	-	-	-
Obrigações estimadas com pessoal	65,0	0,5%	65,4	0,5%	75,1	0,6%	63,3	0,3%	0,5%	14,9%	-15,7%
Encargos regulatórios e setoriais	106,2	0,8%	74,9	0,5%	86,7	0,7%	289,4	1,6%	-29,5%	15,8%	233,8%
Uso do bem público	22,0	0,2%	23,7	0,2%	25,8	0,2%	26,9	0,1%	8,1%	8,9%	3,9%
Provisões	53,5	0,4%	21,0	0,1%	22,7	0,2%	34,8	0,2%	-60,7%	7,9%	53,4%
Ressarcimento por indisponibilidade - Adomp	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	210,1	1,1%	-	-	-
Outras contas a pagar	133,9	1,1%	63,5	0,4%	96,4	0,7%	256,2	1,4%	-52,6%	51,7%	165,9%
Não circulante	3.884,2	30,5%	3.290,3	23,3%	3.048,6	23,1%	5.863,5	32,0%	-15,3%	-7,3%	92,3%
Fornecedores	-	0,0%	-	0,0%	3,1	0,0%	-	0,0%	-	-	-100,0%
Impostos e contribuições sociais	111,9	0,9%	88,3	0,6%	71,4	0,5%	72,0	0,4%	-21,1%	-19,1%	0,8%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	387,3	3,0%	173,7	1,2%	255,0	1,9%	364,0	2,0%	-55,1%	46,8%	42,8%
Debêntures	1.052,6	8,3%	1.377,9	9,7%	1.447,4	11,0%	1.060,4	5,8%	30,9%	5,0%	-26,7%
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	1.331,1	10,5%	749,5	5,3%	445,4	3,4%	3.279,8	17,9%	-43,7%	-40,6%	636,4%
Benefícios pós-emprego	518,3	4,1%	432,1	3,1%	336,6	2,6%	348,4	1,9%	-16,6%	-22,1%	3,5%
Encargos regulatórios e setoriais	17,1	0,1%	12,9	0,1%	7,0	0,1%	13,7	0,1%	-24,6%	-45,5%	95,8%
Uso do bem público	251,2	2,0%	253,9	1,8%	258,3	2,0%	267,4	1,5%	1,1%	1,7%	3,5%
Provisões	180,4	1,4%	173,7	1,2%	195,6	1,5%	230,1	1,3%	-3,7%	12,6%	17,7%
Provisão para passivo a descoberto	1,5	0,0%	0,0	0,0%	0,9	0,0%	0,2	0,0%	-99,4%	10033,3%	-80,6%
Reserva para reversão e amortização	17,2	0,1%	17,2	0,1%	17,2	0,1%	17,2	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Passivos financeiros setoriais	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	64,0	0,3%	-	-	-
Ressarcimento por indisponibilidade - Adomp	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	133,9	0,7%	-	-	-
Outras contas a pagar	15,6	0,1%	11,0	0,1%	10,7	0,1%	12,3	0,1%	-29,5%	-2,6%	14,9%
Patrimônio líquido	4.445,7	34,9%	4.573,2	32,3%	4.891,0	37,1%	5.741,0	31,4%	2,9%	6,9%	17,4%
Capital social	3.182,7	25,0%	3.182,7	22,5%	3.182,7	24,2%	3.182,7	17,4%	0,0%	0,0%	0,0%
Reservas de capital	144,5	1,1%	142,9	1,0%	141,3	1,1%	140,5	0,8%	-1,1%	-1,1%	-0,6%
Reservas de lucros	1.479,6	11,6%	1.500,1	10,6%	1.766,2	13,4%	1.766,2	9,6%	1,4%	17,7%	0,0%
Outros resultados abrangentes	(336,9)	-2,6%	(245,9)	-1,7%	(192,6)	-1,5%	(169,3)	-0,9%	-27,0%	-21,7%	-12,1%
Ações em tesouraria	(6,6)	-0,1%	(6,6)	0,0%	(6,6)	-0,1%	(6,6)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Lucros (Prejuízos) acumulados	(17,7)	-0,1%	-	0,0%	-	0,0%	827,6	4,5%	-100,0%	-	-
Participações não controladores	1.886,7	14,8%	1.680,0	11,9%	1.675,8	12,7%	1.697,3	9,3%	-11,0%	-0,2%	1,3%
Total do patrimônio líquido e partições não controladores	6.332,4	49,7%	6.253,2	44,2%	6.566,8	49,9%	7.438,4	40,6%	-1,3%	5,0%	13,3%
Total do passivo e patrimônio líquido	12.729,4	100,0%	14.141,5	100,0%	13.171,8	100,0%	18.302,3	100,0%	11,1%	-6,9%	39,0%

Comparação das Principais Contas Patrimoniais em 30 de Junho de 2015 e 31 de dezembro de 2014

Segue abaixo os comentários dos Diretores acerca das variações das principais contas do Balanço Patrimonial.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Ativo

Ativo Circulante

Caixa e equivalentes de caixa: o saldo 97,7% superior ocorreu devido, principalmente: à: i) nas distribuidoras: aumento da geração de caixa em virtude do Reajuste Tarifário Extraordinário ocorrido a partir de março/2015 e das Bandeiras Tarifárias instituídas a partir de Jan/2015; ii) captações de dívidas nas distribuidoras para reforço de caixa e liquidação de dívidas vincendas no 2º. Semestre de 2015; iii) captação de dívida na EDPBR para aquisição da UTE Porto do Pecem, no montante de R\$300 milhões, ocorrido em maio/2015; iv) recebimento de 50% pela venda da participação detida na EDP-Renováveis Brasil, no montante de R\$88 milhões, ocorrido em Junho/2015.

Consumidores e concessionárias: a variação ocorreu em virtude, principalmente do aumento no prazo médio de recebimento dos clientes das distribuidoras (nas classes Residencial, Industrial e Comercial, com destaque maior para os Clientes Livres), em virtude do aumento nas tarifas ocorrido a partir de jan/2015, via bandeiras tarifárias e a partir de março/2015, via reajuste tarifário extraordinário.

Estoques: a variação ocorreu em virtude, principalmente da incorporação, a partir de 15 de maio de 2015, da controlada UTE Porto do Pecem, que possui estoque de carvão, para geração de energia térmica.

Cauções e depósitos vinculados: a variação ocorreu em virtude, principalmente da incorporação, a partir de 15 de maio de 2015, da controlada UTE Porto do Pecem, que mantém uma conta-reserva para garantia de empréstimos junto ao BNDES e BID.

Ativos financeiros setoriais: os saldos a receber em Dez/2014 foram integralmente recebidos a partir de Jan/2015, via bandeiras tarifárias e também pelo reajuste tarifário extraordinário, ocorrido em março/2015.

Ativo Não Circulante

Ativo financeiro indenizável: Esses ativos financeiros refletem o saldo remanescente dos ativos intangíveis das distribuidoras Bandeirante e Escelsa não amortizáveis até o final do prazo de concessão e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. O saldo, 1,7% superior se deve às adições do período e a atualização financeira pelo Valor Novo de Reposição.

Consumidores e concessionárias: em 31 de dezembro de 2014 referia-se, principalmente, ao saldo que a EDP Comercializadora tinha a receber da controlada em conjunto Porto do Pecém Energia. A partir da aquisição da UTE Porto de Pecem, em 15 de maio de 2015, esses valores passaram a ser eliminados, pelas regras de consolidação. Os valores remanescentes são relacionados a parcelamentos de débitos dos consumidores das distribuidoras.

Tributos diferidos: o saldo 80% superior é resultante, em sua maioria, por IRPJ e CSLL da UTE Pecem, que após a aquisição em 15 de maio de 2015, passou a fazer parte integralmente da EDPBR. A origem dos ativos diferidos da UTE Pecem é o saldo de prejuízos fiscais acumulados, que serão utilizados com lucros tributáveis futuros. Além da UTE Pecem, as distribuidoras também possuem ativos diferidos sobre a provisão dos ativos e passivos regulatórios, que serão realizados na medida em que serão incorporados à tarifa das distribuidoras.

Investimentos: saldo 34,3% inferior corresponde, basicamente, à incorporação da UTE Pecem aos investimentos da EDPBR, o que implica em eliminação pelas regras de consolidação. Tal efeito redutor é compensado pelos aportes efetuados pela EDP nos empreendimentos UHE Jari, UHE Cachoeira Caldeirão e UHE São Manoel.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Imobilizado: o saldo superior em 97,7% é decorrente, principalmente, de: i) a incorporação dos ativos da UTE Porto do Pecem, após aquisição ocorrida em 15 de maio de 2015; ii) depreciação dos ativos das geradoras e distribuidoras do grupo e; iii) adição, principalmente nas distribuidoras de ativos relacionados à subestação, linhas e redes de distribuição.

Intangível: o saldo 3,4% superior é composto, principalmente, pelo Direito de Concessão da UTE Porto do Pecem em virtude da aquisição, ocorrida em 15 de maio de 2015.

Passivo

Passivo circulante

Fornecedores: o saldo 14,9% superior deve-se, principalmente, pelo efeito da consolidação da UTE Porto do Pecem.

Dividendos: redução de 10,2%, em virtude da liquidação dos dividendos da controlada Investco, ocorrido em abril/2015 e liquidação parcial da Enerpeixe ocorrido entre maio e junho/2015.

Debêntures: redução de 1,9% em virtude das amortizações das controladas EDP Escelsa e EDP Bandeirante, compensadas em parte pelos encargos incorridos no período de janeiro a junho de 2015.

Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas: um aumento de 106,8% principalmente em decorrência de: i) o efeito da aquisição da UTE Porto do Pecem, ocorrida em 15 de maio de 2015; ii) as amortizações da EDPBR e das controladas EDP Bandeirante, EDP Escelsa e Enerpeixe; iii) encargos incorridos no período de janeiro a junho de 2015 e; iv) as transferências do passivo não circulante para o passivo circulante de parcelas vencíveis em 2015, das controladas EDP Escelsa, EDP Bandeirante e Enerpeixe.

Encargos regulamentares e setoriais: um aumento de 233,8%, principalmente de: i) efeito da aquisição da UTE Porto do Pecem; ii) apropriação da conta de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética, que varia de acordo com a receita líquida das distribuidoras; e iii) realização dos projetos de eficiência energética vinculados e autorizados pela ANEEL.

Ressarcimento por indisponibilidade - Adomp: são os valores que a controlada UTE Porto do Pecem tem a pagar as distribuidoras a título de ressarcimento por insuficiência de geração, por indisponibilidade e por geração inferior ao despacho do ONS.

Passivo Não Circulante

Tributos diferidos: 42,8% superior, principalmente, da mais valia da aquisição da participação de 50% na UTE Porto do Pecem, que gerou um ganho não tributado, reconhecido na rubrica **Ganho na alienação de investimento**, na EDPBR.

Debêntures: redução de 26,7% devido às transferências de parcelas vincendas em período inferior a 12 meses das empresas Energest, EDP Bandeirante e a controladora EDPBR para o passivo circulante.

Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas: aumento de 636,4% principalmente em decorrência de: i) o efeito da aquisição da UTE Porto do Pecem, que acrescentou o saldo da dívida de longo prazo ao consolidado do grupo EDPBR; ii) captações da controladora EDPBR, para aquisição da participação detida pela Eneva na controlada em conjunto UTE Porto do Pecem; iii) captações das controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa, para alongar o prazo de pagamento das dívidas das distribuidoras.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Benefícios pós-emprego: aumento de 3,5% em decorrência de atualização das premissas constantes do laudo atuarial das distribuidoras do grupo e transferências para o passivo circulante das parcelas inferiores a 1 ano.

Passivos financeiros setoriais: são os itens financeiros das controladas EDP Escelsa e EDP Bandeirante relativos a sobrecontratação/ exposição de energia e também à Exposição CCEAR entre os submercados.

Ressarcimento por indisponibilidade - Adomp: são os valores que a controlada UTE Porto do Pecem tem a pagar as distribuidoras a título de ressarcimento por insuficiência de geração, por indisponibilidade e por geração inferior ao despacho do ONS, com prazo superior a 12 meses.

Patrimônio líquido: aumento de 17,4%, basicamente pelo lucro líquido do exercício encerrado em 30 de Junho de 2015.

Comparação das Principais Contas Patrimoniais em 31 de dezembro de 2013 e 31 de dezembro de 2014

Segue abaixo os comentários dos Diretores acerca das variações das principais contas do Balanço Patrimonial.

Ativo

Ativo Circulante

Caixa e equivalentes de caixa: o saldo 10,5% inferior ocorreu devido, à: i) com GSF menor do que os contratos de venda de energia, as geradoras se viram obrigadas a adquirir energia para cobrir suas responsabilidades contratuais, o que impactou negativamente o caixa das geradoras do grupo, com reflexo no caixa consolidado; ii) maior compra de energia por parte das distribuidoras do Grupo, compensada pelos recebimentos provenientes da CDE; iii) desinvestimentos de parcela referente a 50% nos investimentos detidos na UHE Jari e UHE Cachoeira, com entrada de caixa no montante de R\$420,9 milhões e; iv) manutenção no nível de dividendos da EDPBR e manutenção no nível de investimentos em ativos em construção da geração, tais como UHE Jari e UHE Cachoeira Caldeirão.

Consumidores e concessionárias: a variação ocorreu em virtude, principalmente do aumento no prazo médio de recebimento dos clientes das distribuidoras (nas classes Residencial, Industrial e Comercial, com destaque maior para os Clientes Livres), além de parcela em aberto da controlada em conjunto Porto do Pecém contra a EDP Comercializadora.

Ativos não circulantes mantidos para venda: em 31 de dezembro de 2014, a conta possuía um saldo de R\$107,1, relacionados à venda de participação de 45% na EDP Renováveis Brasil. Em 31 de dezembro de 2013 o saldo de R\$ 2.327,6 referia – se aos ativos da CEJA e Cachoeira Caldeirão.

Ativos financeiros setoriais: a partir de dezembro/2014 estão reconhecidos os ativos e passivos regulatórios das distribuidoras do Grupo, que serão incorporados à tarifa no próximo ciclo tarifário, a ocorrer em Agosto/2015 na EDP Escelsa e em Outubro/2015 na EDP Bandeirante.

Ativo Não Circulante

Ativo financeiro indenizável: Esses ativos financeiros refletem o saldo remanescente dos ativos intangíveis das distribuidoras Bandeirante e Escelsa não amortizáveis até o final do prazo de concessão e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. O saldo, 20,6% superior se deve às adições do período e a atualização financeira pelo Valor Novo de Reposição.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Consumidores e concessionárias: refere-se, principalmente, ao saldo que a EDP Comercializadora tem a receber da controlada em conjunto Porto do Pecém Energia, cujo prazo de liquidação é superior a 12 meses, e será liquidado à medida que a devedora gerar caixa operacional suficiente para esse fim.

Tributos diferidos: o saldo 37,1% inferior é resultante, em sua maioria, por IRPJ e CSLL sobre a constituição dos ativos e passivos regulatórios (ativos financeiros setoriais) das distribuidoras do grupo EDP Bandeirante e EDP Escelsa.

Investimentos: saldo 65,3% superior corresponde, basicamente, aos investimentos em empresas controladas em conjunto que estão construindo os empreendimentos UHE Jari e UHE Cachoeira Caldeirão, e também o resultado do exercício das controladas CEJA e Porto do Pecém Geração.

Imobilizado: o saldo inferior em 2,1% é decorrente da depreciação dos ativos das empresas Investco e Enerpeixe, que são superiores às adições, em virtude de serem empreendimentos com vida útil recente, o que demanda menores investimentos do que empreendimentos com vida útil superior a 10 anos.

Intangível: o saldo 4,9% inferior é composto, em sua maioria, pelo Direito de Concessão de infraestrutura das distribuidoras e Uso do Bem Público das geradoras. A variação do período deu-se pelas baixas dos bens das distribuidoras, em virtude de ajustes de inventário e perdas na alienação dos bens e direitos por motivos técnicos. Em dezembro de 2013, os valores relacionados a Cachoeira Caldeirão e UHE Jari foram transferidos para a conta Ativos não circulantes mantidos para venda.

Passivo

Passivo circulante

Fornecedores: o saldo 37,0% superior deve-se, principalmente, pelo aumento do volume físico proveniente do crescimento de mercado, do reajuste de preços (IPCA) dos contratos de compra de energia e do custo variável relativo aos contratos de compra de energia por disponibilidade, dado o cenário energético de 2014.

Dividendos: aumento de 90,3%, em virtude das destinações de 25% do lucro líquido da controladora EDPBR além de a controlada Lajeado Energia possuir R\$160,8 em aberto referente ao lucro de 2013 ainda não liquidado. A situação está em discussão junto aos acionistas para uma possível reversão para reserva de lucros.

Debêntures: um aumento de 13,0%, basicamente devido à transferência do passivo não circulante para o passivo circulante das parcelas vencíveis em 2015, além das liquidações ocorridas durante o ano de 2014 das controladas EDP Escelsa e EDP Bandeirante, além da EDPBR.

Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas: um aumento de 56,0% principalmente em decorrência das captações das controladas EDP Bandeirante, EDP Escelsa, conforme já mencionado na letra f, item i), além das transferências do passivo não circulante para o passivo circulante de parcelas vencíveis em 2015, das controladas EDP Escelsa, EDP Bandeirante.

Encargos regulamentares e setoriais: um aumento de 15,8%, principalmente em decorrência da conta de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética, que varia de acordo com a receita líquida das distribuidoras, além da realização dos projetos vinculados e autorizados pela ANEEL.

Passivo Não Circulante

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Tributos diferidos: 46,8% superior, principalmente, da mais valia da participação de 50% que a EDPBR possui na UHE Santo Antônio do Jari e UHE Cachoeira Caldeirão, que gerou um ganho não tributável com imposto diferido.

Debêntures: aumento de 5,0% devido às emissões ocorridas ao longo do ano de 2014 para viabilizar os investimentos das distribuidoras e nas geradoras em construção, através de aportes financeiros efetuados pela EDPBR.

Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas: redução de 40,6% principalmente em decorrência das transferências para o passivo circulante de parcelas vencíveis e também pelas amortizações das controladas Enerpeixe e distribuidoras EDP Escelsa e EDP Bandeirante.

Benefícios pós-emprego: redução de 22,1% em decorrência de atualização das premissas constantes do laudo atuarial das distribuidoras do grupo e transferências para o passivo circulante das parcelas inferiores a 1 ano.

Patrimônio líquido: aumento de 6,9%, em razão: i) aumento na Reserva de Lucros, em virtude da constituição de 5% sobre o lucro do exercício para a conta Reserva Legal e; ii) aumento pelo efeito do resultado não ter sido distribuído integralmente.

Comparação das Principais Contas Patrimoniais em 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2013

Segue abaixo os comentários dos Diretores acerca das variações das principais contas do Balanço Patrimonial.

Ativo

Ativo Circulante

Caixa e equivalentes de caixa: o saldo 61,7% superior ocorreu devido, principalmente, às atividades operacionais, principalmente das distribuidoras do Grupo, em virtude dos recebimentos provenientes da CDE, para compensação dos gastos com a compra de energia, superiores aqueles cobertos pelas tarifas de energia das distribuidoras, compensadas pelas atividades de investimento da EDPBR.

Consumidores e concessionárias: o saldo 10,1% inferior ocorreu em virtude, principalmente da redução no prazo médio de recebimento dos clientes das distribuidoras (nas classes Residencial, Industrial e Comercial, com destaque maior para os Clientes Livres).

Ativos não circulantes mantidos para venda: o saldo em 31 de dezembro de 2013 era relacionado aos ativos de Cachoeira Caldeirão e UHE Santo Antônio do Jari, que estavam em processo de alienação de 50% para a CWEI Brasil.

Ativo Não Circulante

Ativo financeiro indenizável: reflete o saldo remanescente dos ativos intangíveis das distribuidoras EDP Bandeirante e EDP Escelsa não amortizáveis até o final do prazo de concessão e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. O saldo 12,9% superior é decorrente das adições do período e a atualização financeira pelo Valor Novo de Reposição.

Tributos diferidos: o saldo 10,1% inferior é composto, em sua maioria, por IRPJ e CSLL sobre as adições temporárias da provisão sobre os benefícios pós-emprego, principalmente das distribuidoras. A variação do período é relacionada à diminuição no saldo a pagar da controlada EDP Bandeirante.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Investimentos: saldo 5,1% inferior corresponde, basicamente, aos investimentos em empresas controladas em conjunto Porto do Pecém e EDP Renováveis. A variação dessa conta se dá pelos aportes efetuados pela EDPBR juntamente com a variação do resultado do exercício dessas controladas. Em 2013, houve aportes em Porto do Pecém, no montante de R\$98,6 e um prejuízo do exercício no montante de R\$141,2.

Imobilizado: saldo 11,6% inferior é decorrente das adições ao imobilizado recorrente das distribuidoras e geradoras e principalmente dos projetos da UHE Santo Antônio do Jari e UHE Cachoeira Caldeirão, que em dezembro de 2013, tiveram seus saldos reclassificados para a conta Ativos não circulantes mantidos para venda.

Intangível: saldo 18,8% inferior composto na sua maioria pelo Direito de Concessão de infraestrutura das distribuidoras e Uso do Bem Público das geradoras. A variação do período é decorrente, principalmente, das amortizações dos ativos relacionados à concessão e ao Uso do Bem Público. Em dezembro de 2013, os valores relacionados a Cachoeira Caldeirão e UHE Jari foram transferidos para a conta Ativos não circulantes mantidos para venda.

Passivo

Passivo circulante

Fornecedores: o saldo 12,1% inferior deve-se, principalmente, pela redução no prazo médio de pagamento, principalmente das faturas de compras de energia das distribuidoras do grupo.

Debêntures: aumento de 60,5%, basicamente devido à transferência do passivo não circulante para o passivo circulante de parcelas vencíveis em 2014 da controlada EDP Escelsa além da EDPBR.

Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas: aumento de 60,8% principalmente em decorrência das amortizações da dívida das controladas Enerpeixe, Pantanal e Santa Fé, além das transferências do passivo não circulante para o passivo circulante de parcelas vencíveis em 2014, das controladas EDP Escelsa, EDP Bandeirante e da própria EDPBR.

Passivos não circulantes mantidos para venda: o saldo em 31 de dezembro de 2013 era relacionado aos passivos de Cachoeira Caldeirão e UHE Santo Antonio do Jari que estavam em processo de alienação de 50% para a CWEI Brasil.

Encargos regulamentares e setoriais: uma redução de 29,5%, principalmente em decorrência da conta de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética, que varia de acordo com a receita líquida das distribuidoras, além da realização dos projetos vinculados e autorizados pela ANEEL, além de menores encargos RGR, CCC e CDE, que diminuíram em relação a 2012.

Outras contas a pagar: redução de 52,6% principalmente em decorrência da liquidação dos adiantamentos recebidos pela controlada EDP Escelsa, para fins de alienação de bens e direitos.

Passivo Não Circulante

Tributos diferidos: o saldo 55,1% inferior é decorrente, principalmente, da reclassificação dos valores relativos à UHE Santo Antônio do Jari e UHE Cachoeira Caldeirão para a conta Passivos não circulantes mantidos para venda.

Debêntures: aumento de 30,9% basicamente devido à emissão na controlada Lajeado Energia, no montante de R\$ 450,0, compensada pela transferência para o passivo circulante e consequente pagamento de debêntures das distribuidoras.

Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas: redução de 43,7% principalmente em decorrência das captações ocorridas nas controladas EDP Escelsa, EDP Bandeirante e ECE Participações, para fazer frente aos investimentos na melhoria da rede da distribuição e no

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

empreendimento UHE Santo Antonio do Jari. Em contra partida, os saldos das controladas UHE Santo Antonio do Jari e UHE Cachoeira Caldeirão foram transferidos para a conta Passivos não circulantes mantidos para venda.

Benefícios pós-emprego: redução de 16,6% em decorrência de atualização das premissas constantes do laudo atuarial e transferências para o passivo circulante das parcelas inferiores a 1 ano.

Patrimônio líquido: aumento de 2,9% em razão: i) aumento na Reserva de Lucros, em virtude da constituição de 5% sobre o lucro do exercício para a conta Reserva Legal e; ii) ajustes de avaliação patrimonial, principalmente devido ao reflexo da redução no saldo do benefício pós emprego da controlada EDP Bandeirante.

FONTES E USOS DE RECURSOS

De acordo com os Diretores, a Companhia conta, principalmente, com o fluxo de caixa das suas operações e com recursos captados de terceiros por meio de contratos de financiamento para custear suas atividades operacionais e investimentos. Os recursos da Companhia são utilizados principalmente para investimentos nas suas distribuidoras de energia, buscando manter a qualidade do serviço prestado e suportar o aumento natural de carga inerente às concessões. Na geração, visando ampliação da capacidade instalada e consequentemente aumentando a participação deste negócio no portfólio do Grupo.

Fluxo de caixa

A tabela a seguir apresenta o nosso fluxo de caixa das atividades operacionais, de investimento e de financiamento para os períodos indicados:

	31/12/2012	AV (%)	31/12/2013	AV (%)	31/12/2014	AV (%)	Variação 12/12 - 12/13 (%)	Variação 12/12 - 12/13	Variação 12/13 - 12/14 (%)	Variação 12/13 - 12/14	30/06/2014	AV (%)	30/06/2015	AV (%)	Variação 06/14 - 06/15 (%)	Variação 06/14 - 06/15
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais	1.110.061	-422,7%	849.891	241%	713.573	-734,3%	-23,4%	(260.170)	-16,0%	(136.318)	239.866	37,6%	682.306	84,4%	184,5%	442.440
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimentos	(577.802)	220,0%	(1.284.025)	-364%	(135.615)	139,6%	122,2%	(706.223)	-89,4%	1.148.410	239.462	37,5%	(570.454)	-70,6%	-338,2%	(809.916)
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	(794.882)	302,7%	786.905	223%	(675.133)	694,8%	-199,0%	1.581.787	-185,8%	(1.462.038)	158.664	24,9%	696.200	86,2%	338,8%	537.536
Disponibilidades no início do exercício	833.998	-317,6%	571.375	162%	924.146	-951,0%	-31,5%	(262.623)	61,7%	352.771	924.146	144,9%	826.971	102,3%	-10,5%	(97.175)
Disponibilidades no final do exercício	571.375	-217,6%	924.146	262%	826.971	-851,0%	61,7%	352.771	-10,5%	(97.175)	1.562.138	244,9%	1.635.023	202,3%	4,7%	72.885
Aumento (redução) nas disponibilidades	(262.623)	100,0%	352.771	100%	(97.175)	100,0%	-234,3%	615.394	-127,5%	(449.946)	637.992	100,0%	808.052	100,0%	26,7%	170.060
Aumento (redução) nas disponibilidades (%)	-31,5%		61,7%		-10,5%		-296,1%	-234,3%	-117,0%	-127,5%	69,0%		97,7%		41,5%	-175,0%

Comparação do Fluxo de Caixa nos exercícios encerrados em 30 de junho de 2015 e 30 de junho de 2014

Segue abaixo comentários dos Diretores acerca dos fluxos de caixa das atividades operacionais, das atividades de financiamento e das atividades de investimento:

O fluxo de caixa das atividades operacionais apresentou um aumento de R\$ 442,4 milhões, entre os períodos. Tal variação é explicada principalmente pela geração de caixa proveniente das operações das distribuidoras do Grupo, principalmente pelo recebimento de recursos advindos da bandeira tarifária e pelos reajustes tarifários extraordinários, ocorridos em 01 de Março de 2015. Tal efeito positivo compensou o efeito negativo advindo da compra de energia das geradoras, em virtude do GSF estar baixo, pelas condições hidrológicas adversas.

O fluxo de caixa das atividades de investimento apresentou uma variação negativa de R\$ 809,9 milhões entre os períodos, em virtude, principalmente, de: i) **entrada** de recursos alienação no 1º semestre de 2014, de 50% da participação na UHE Cachoeira Caldeirão e UHE Santo Antonio do Jari, no montante de R\$ 420,6 milhões; ii) **saída** de recursos pela aquisição da participação remanescente na UTE Pecem, no montante de R\$ 300 milhões e; iii) **saída** de recursos pelos

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

investimentos financeiros efetuados nos empreendimentos em construção UHE Cachoeira Caldeirão e UHE São Manoel, no montante de R\$ 142,5 milhões.

Adicionalmente, o fluxo de caixa das atividades de financiamento apresentou uma evolução de R\$ 537,5 milhões entre os períodos. Esse aumento é explicado pelo maior fluxo de captações de dívida em relação as amortizações do primeiro semestre, principalmente na EDPBr, que teve uma captação líquida positiva (mais captações do que amortizações) de R\$ 746,0 milhões no 1º Semestre de 2015 e uma captação líquida negativa (mais amortizações do que captações) de R\$ 235,8 milhões no 1º Semestre de 2014. Essas captações da EDPBr foram necessárias para investimentos, capital de giro, e aquisição de participação da UTE Pecem. Além desses efeitos, existem as captações líquidas negativas das distribuidoras e as amortizações da controlada Enerpeixe e Lajeado Energia.

Comparação do Fluxo de Caixa nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2014 e 31 de dezembro de 2013

Segue abaixo comentários dos Diretores acerca dos fluxos de caixa das atividades operacionais, das atividades de financiamento e das atividades de investimento:

O fluxo de caixa das atividades operacionais apresentou uma redução de R\$ 136,3 milhões, entre os períodos. Tal variação é explicada principalmente pelo desembolso maior para compra de energia, principalmente das geradoras, em virtude do maior despacho das térmicas que possuem custos superiores a energia proveniente das demais fontes convencionais de energia, compensados em parte pelos recursos recebidos da CDE e conta ACR.

O fluxo de caixa das atividades de investimento apresentou uma variação positiva de R\$1.148,4 milhões entre os períodos, em virtude dos investimentos em imobilizado feitos durante o ano de 2013 na UHE Cachoeira Caldeirão e UHE Santo Antônio do Jari, quando eram consolidadas no Grupo EDP, além de aportes financeiros em Jari em 2013 e Cachoeira Caldeirão em 2014. Considerando também a venda de 50% participação em Jari e Cachoeira no montante de R\$420,6 milhões.

Adicionalmente, o fluxo de caixa das atividades de financiamento apresentou uma redução de R\$1.462,0 entre os períodos. Essa redução é explicada em parte pela desconsolidação da UHE Jari e UHE Cachoeira Caldeirão.

Comparação do Fluxo de Caixa nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012

Segue abaixo comentários dos Diretores acerca dos fluxos de caixa das atividades operacionais, das atividades de financiamento e das atividades de investimento

O fluxo de caixa das atividades operacionais apresentou uma redução de R\$260,2 milhões, entre os períodos. Tal variação é explicada principalmente pelo desembolso maior para compra de energia, principalmente das distribuidoras EDP Escelsa e EDP Bandeirante, em virtude do maior despacho das térmicas que possuem custos superiores a energia proveniente das demais fontes convencionais de energia, compensados em parte pelos recursos recebidos da CDE.

O fluxo de caixa das atividades de investimento apresentou uma variação negativa de R\$706,2 milhões entre os períodos, em virtude dos investimentos em imobilizado feitos durante o ano de 2013 devido, principalmente, ao início da construção da UHE Cachoeira Caldeirão e para o andamento das obras da UHE Santo Antônio do Jari, além de aportes financeiros em Porto do Pecém, para reforço de seu capital de giro.

Adicionalmente, o fluxo de caixa das atividades de financiamento apresentou um aumento de R\$1.581,8 milhões entre os períodos. Esse nível de captação foi necessário para fazer frente à redução das atividades operacionais, e manter um nível adequado tanto de investimentos

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

como também na manutenção dos dividendos aos acionistas, aproveitando o espaço disponível para alavancagem e condições propícias de endividamento.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.2. Comentários dos Diretores da Companhia sobre:

(Em milhões de reais, exceto quando indicado. Os comparativos com a receita operacional líquida não consideram a receita de construção, exceto quando indicado).

A receita de construção, registrada nas distribuidoras, está diretamente associada às adições do 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. Em outras palavras, por se tratar de receita meramente contábil, sem efeito no resultado líquido, a Companhia expurga seus efeitos para fins de explicação das variações.

a. resultados das operações

i. Descrição de quaisquer componentes da receita

A receita operacional líquida da Companhia no semestre encerrado em 30 de junho de 2015 foi 19,4% maior do que a do mesmo período de 2014, passando de R\$ 3.868,4 para R\$ 4.620,0. No semestre findo em 30 de junho de 2014, o montante foi de 13,0% superior do que o exercício de 2013, que foi de R\$ 3.422,2.

A receita operacional líquida no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2014 foi 27,1% maior do que a de 2013, passando de R\$ 6.770,8 para R\$ 8.604,7. No período de 12 meses findo em 31 de dezembro de 2013, o montante foi 8,9% superior do que o exercício de 2012, que foi de R\$ 6.218,8.

Na opinião dos nossos Diretores, estas variações se deram pelos seguintes motivos: (i) na distribuição, a receita operacional líquida é influenciada pelas tarifas de energia elétrica cobrada dos consumidores, que por sua vez são regulados e reajustados pela ANEEL, assim como pelo consumo de energia elétrica por parte dos clientes da área de concessão das distribuidoras; (ii) na geração, a receita operacional líquida é principalmente influenciada pelas tarifas estabelecidas nos contratos de venda de energia, reajustadas pela inflação; e (iii) na comercialização, a receita operacional líquida é influenciada pela tarifa e volume de venda de energia vendida a clientes da nossa comercializadora de energia.

Os detalhes dos fatores que influenciam a receita operacional líquida de cada um dos negócios da Companhia em cada período podem ser vistos nos itens 10.1 (h) e 10.2 (b) e (c).

Adicionalmente, os nossos Diretores comentam que os ativos de distribuição, geração e comercialização responderam, respectivamente, por 68,4%, 19,1% e 23,0% da nossa receita líquida em 30 de junho de 2015 considerando eliminações. Em 30 de junho de 2014, responderam da seguinte maneira: 60,0% da distribuição, 18,8% da geração e 32,6% da comercialização.

Os ativos de distribuição, geração e comercialização responderam, respectivamente, por 62,0%, 16,7% e 33,3% da nossa receita líquida no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2014 considerando eliminações. No exercício social de 2013, responderam da seguinte maneira: 63,6% da distribuição, 19,6% da geração e 27,9% da comercialização. Em 2012, responderam da seguinte maneira: 68,0% da distribuição, 19,2% da geração e 21,8% da comercialização.

Na opinião de nossos Diretores, a participação da receita de cada um dos negócios varia conforme o desempenho no período analisado da distribuição, geração e comercialização, influenciados fundamentalmente pelas variáveis mencionadas para a variação da explicação da receita operacional líquida.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

O lucro líquido no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2015, ajustado das participações dos não controladores foi de R\$ 827,6, enquanto que em 30 de junho de 2014, este valor foi de R\$ 283,2. No mesmo período de 2013, o valor do lucro líquido foi de R\$ 134,9.

O lucro líquido no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2014, ajustado das participações dos não controladores, foi de R\$ 743,5, enquanto que em 2013 foi de R\$ 375,8, comparado a R\$ 343,5 no exercício de 2012.

Na opinião dos Diretores, o lucro líquido é influenciado, além das variações da receita operacional líquida, pelos gastos operacionais (gastos com compra de energia e encargos setoriais, além de gastos com pessoal e serviços de terceiros), resultado financeiro líquido (encargos de empréstimos e financiamentos contratados influenciados pelos indexadores como principalmente o CDI e a TJLP) e tributações sobre o lucro.

Os detalhes dos fatores que influenciam o lucro líquido de cada um dos negócios da Companhia em cada período podem ser vistos nos itens 10.1 (h) e 10.2 (b) e (c).

Os nossos Diretores destacam que os três principais segmentos de atuação da Companhia são distribuição, geração e comercialização. Estes segmentos realizam compras e vendas de energia elétrica entre eles. Os segmentos de geração e comercialização vendem energia para nossas distribuidoras. Nossos Diretores ressaltam que, com o intuito de evitar a duplicidade das receitas e despesas, os resultados das operações inter-segmento são eliminados de nossas demonstrações consolidadas. Todavia, os Diretores entendem que a análise individual dos segmentos não seria a mais adequada caso estas operações fossem desconsideradas. Como consequência, as vendas e despesas entre os segmentos não foram eliminados na discussão dos resultados apresentados abaixo.

Na visão dos nossos Diretores, a Distribuição reflete principalmente as vendas a consumidores cativos e cobrança pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) junto a consumidores livres, cuja tarifa é definida pela ANEEL, sendo que a quantidade vendida varia em função de fatores em que a Companhia não tem gerenciamento, tais como temperatura, massa salarial e atividade econômica da área de concessão de nossas distribuidoras, além da própria atividade econômica do País.

Os nossos Diretores destacam que o segmento de Distribuição, considerando eliminações, representou, em 30 de junho de 2015, 68,4% da receita líquida consolidada da Companhia, com um montante de R\$ 3.157,9, o que representa um crescimento de 36,1% sobre o período de 30 de junho de 2014, quando alcançou o montante de R\$ 2.319,6 e representava 60,0% da receita líquida consolidada da Companhia. Em relação a 30 de junho de 2013, houve uma variação de 6,4% quando atingiu R\$ 2.179,5, o que representava 63,7% da receita líquida consolidada.

Já para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2014, o segmento de Distribuição representou 62,0% da receita líquida consolidada da Companhia, com um montante de R\$ 5.333,4, o que representa um crescimento de 23,8% sobre o ano de 2013, quando alcançou o montante de R\$ 4.307,6 e representava 63,6% da receita líquida consolidada da Companhia. Em relação a 2012, houve uma variação de 1,9%, quando atingiu R\$4.226,1, o que representava 68,0% da receita líquida consolidada.

Na opinião dos Diretores, estas variações da receita líquida no segmento de Distribuição decorreram dos reajustes tarifários de energia elétrica cobrada dos consumidores, que por sua vez são regulados e reajustados pela ANEEL, assim como pelo consumo de energia elétrica por parte dos clientes da área de concessão das distribuidoras.

Os detalhes dos fatores que influenciam a receita operacional líquida da distribuição em cada período podem ser vistos nos itens 10.1 (h) e 10.2 (b) e (c).

Os nossos Diretores informam que em relação ao EBITDA ajustado, a Distribuição atingiu um montante de R\$396,9 em 30 de junho de 2015 (24,3% do EBITDA ajustado consolidado da

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

Companhia) o que representou um aumento de 2.707,1% sobre o mesmo período de 2014, quando atingiu o montante de R\$ 14,1 (1,7% do EBITDA ajustado consolidado da Companhia). Em relação a 30 de junho de 2013, houve uma variação negativa de 95,4%, quando atingiu R\$ 307,1, o que representava 38,9% do EBITDA ajustado consolidado.

Já no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2014, os nossos Diretores destacam que em relação ao EBITDA ajustado, a Distribuição atingiu um montante de R\$ 898,6 (46,9% do EBITDA ajustado consolidado da Companhia) o que representou um aumento de 14,4% em comparação ao ano de 2013, quando o montante foi de R\$ 785,6 (47,4% do EBITDA ajustado consolidado da Companhia). Em relação a 2012, houve uma variação de 38,5%, quando atingiu R\$ 567,3, o que representava 39,9% do EBITDA ajustado consolidado.

Na opinião dos Diretores, estas variações decorreram da variação da receita operacional líquida, além dos gastos operacionais. Os gastos operacionais mais relevantes para a distribuição são: (i) os gastos com energia comprada para revenda e encargos de uso da rede, que são repassados para a tarifa cobrada dos consumidores nos reajustes tarifários, mas podem impactar entre os períodos de reajustes regulatórios; e (ii) já os gastos com pessoais, serviços de terceiros, materiais e provisões, entre outros, são aqueles que podem ser administrados e são constantemente controlados.

Os detalhes dos fatores que influenciam o EBITDA em cada período podem ser vistos nos itens 10.1 (h) e 10.2 (b) e (c).

Os nossos Diretores ressaltam que o lucro líquido da distribuição apresentou os seguintes montantes: R\$166,9 em 30 de junho de 2015, (R\$70,8) em 30 de junho de 2014 e R\$107,9 em 30 de junho de 2013.

O lucro líquido da distribuição apresentou os seguintes montantes: R\$421,8 em 2014, R\$324,8 em 2013 e R\$239,6 em 2012.

Na opinião dos Diretores estas variações decorreram, principalmente, das variações do EBITDA e do resultado financeiro líquido da Distribuição. O resultado financeiro líquido é influenciado principalmente pela variação dos encargos de dívida. As distribuidoras da Companhia são principalmente indexadas ao CDI e à TJLP. Logo, as variações nesses indicadores e dos custos de novos empréstimos influenciam o lucro líquido.

Os detalhes dos fatores que influenciam o lucro líquido da distribuição em cada período podem ser vistos nos itens 10.1 (h) e 10.2 (b) e (c).

Nossos Diretores destacam que nosso segmento de Geração consiste na operação de 19 usinas (dentre UHEs, PCHs, EOLs e UTE). Na visão dos nossos Diretores, trata-se de um segmento que requer elevados investimentos em ativos imobilizados e financiamentos relevantes para viabilizar as respectivas construções, sendo que em alguns empreendimentos é necessário que atuemos em parceria com sócios estratégicos.

Na opinião dos Diretores, esta necessidade decorrente do próprio segmento explica o porquê as receitas e margens não são refletidas no lucro líquido consolidado. Uma parte dessas receitas e margens é distribuída aos acionistas não controladores.

Os nossos Diretores destacam que a receita líquida da Geração, considerando eliminações, foi a seguinte: R\$884,0 em 30 de junho de 2015, R\$727,1 em 30 de junho de 2014 e R\$702,9 em 30 de junho de 2013, o que representou um aumento de 3,4% de 30 de junho de 2013 para 30 de junho de 2014 e 21,6% de 30 de junho de 2014 para 30 de junho de 2015. Da receita líquida consolidada da Companhia, o segmento de Geração representou: 19,1% em 30 de junho de 2015, 18,8% em 30 de junho de 2014 e 20,5% em 30 de junho de 2013.

A receita líquida da Geração, considerando eliminações, foi a seguinte: R\$1.433,3 em 2014, R\$1.323,7 em 2013 e R\$1.196,9 em 2012, o que representou um aumento de 10,6% de 2012 para

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

2013 e 8,3% de 2013 para 2014. Da receita líquida consolidada da Companhia, o segmento de geração representou: 16,7% em 2014, 19,6% em 2013 e 19,2% em 2012.

Na opinião dos Diretores, estas variações decorreram principalmente pelas tarifas estabelecidas nos contratos de venda de energia, reajustadas pela inflação.

Os detalhes dos fatores que influenciam a receita operacional líquida da geração em cada período podem ser vistos nos itens 10.1 (h) e 10.2 (b) e (c).

Os nossos Diretores informam, ainda, que o EBITDA ajustado da Geração foi o seguinte: R\$362,3 em 30 de junho de 2015, R\$399,0 em 30 de junho de 2014 e R\$468,8 em 30 de junho de 2013. Entre 30 de junho de 2013 e 30 de junho de 2014 houve variação negativa de 14,9%. Entre 30 de junho de 2014 e 30 de junho de 2015 houve variação negativa de 9,2%. Do EBITDA ajustado da Companhia, a geração representou: 22,2% em 30 de junho de 2015, 47,7% em 30 de junho de 2014 e 59,4% em 30 de junho de 2013.

O EBITDA ajustado da Geração foi o seguinte: R\$636,1 em 2014, R\$904,6 em 2013 e R\$858,9 em 2012. Entre 2013 e 2014, houve variação negativa de 29,7%. Entre 2013 e 2012, houve variação positiva de 5,3%. Do EBITDA ajustado da Companhia, a geração representou: 33,2% em 2014, 54,6% em 2013 e 60,5% em 2012.

Na opinião dos Diretores, estas variações decorreram de da variação da receita operacional líquida, além dos gastos operacionais. Os gastos operacionais mais relevantes para a geração são: (i) os gastos com energia comprada para revenda e encargos de uso da rede; e (ii) já os gastos com pessoais, serviços de terceiros, materiais e provisões, entre outros, são aqueles que podem ser administrados e são constantemente controlados.

Os detalhes dos fatores que influenciam o EBITDA da geração em cada período podem ser vistos nos itens 10.1 (h) e 10.2 (b) e (c).

Os nossos Diretores ressaltam que o lucro líquido da Geração apresentou os seguintes montantes: R\$ 13,5 em 30 de junho de 2015, R\$ 83,7 em 30 de junho de 2014 e R\$67,4 em 30 de junho de 2013, não considerando os efeitos da participação dos acionistas não controladores.

O lucro líquido da Geração apresentou os seguintes montantes: R\$266,8 em 2014, R\$214,8 em 2013 e R\$170,4 em 2012, não considerando os efeitos da participação dos acionistas não controladores.

Adicionalmente, os nossos Diretores destacam que, considerando os efeitos da participação dos acionistas não controladores, o lucro líquido da Geração totalizou R\$47,9 em 30 de junho de 2015, R\$ 145,6 em 30 de junho de 2014 e R\$ 146,4 em 30 de junho de 2013.

O lucro líquido da Geração, considerando os efeitos da participação dos acionistas não controladores, foi de R\$ 361,7 em 2014, R\$ 393,1 em 2013 e R\$ 362,3 em 2012.

Na opinião dos Diretores, estas variações decorreram de principalmente, das variações do EBITDA e do resultado financeiro líquido da Distribuição. O resultado financeiro líquido é influenciado principalmente pela variação dos encargos de dívida. As distribuidoras da Companhia são principalmente indexadas ao CDI e à TJLP. Logo, as variações nesses indicadores e dos custos de novos empréstimos influenciam o lucro líquido.

Os detalhes dos fatores que influenciam o lucro líquido da geração em cada período podem ser vistos nos itens 10.1 (h) e 10.2 (b) e (c).

Nossos Diretores comentam que o segmento de Comercialização, representado pela EDP Comercialização, vende energia e serviços de valor agregado para consumidores livres, concessionárias e permissionárias.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

A receita líquida desse segmento, considerando eliminações, foi a seguinte: R\$1.061,7 em 30 de junho de 2015, redução de 15,7% em relação a receita de 30 de junho de 2014. Em 30 de junho de 2014, a receita líquida foi de R\$ 1.259,7 e representou crescimento de 34,3% em relação a receita de 30 de junho de 2013, que foi de R\$937,9. Da receita líquida consolidada da Companhia, o segmento representou: 23,0% em 30 de junho de 2015, 32,6% em 30 de junho de 2014 e 27,4% em 30 de junho de 2013.

A receita líquida desse segmento, considerando eliminações, foi a seguinte: R\$2.862,2 em 2014, aumento de 51,8% em relação a receita de 2013. Em 2013, a receita líquida foi de R\$1.885,8 e representou crescimento de 39,2% em relação a receita de 2012, que foi de R\$1.354,6. Da receita líquida consolidada da Companhia, o segmento representou: 33,3% em 2014, 27,9% em 2013 e 21,8% em 2012.

Na opinião dos Diretores, estas variações decorreram da variação da tarifa e do volume de venda de energia vendida a clientes da nossa comercializadora de energia.

Os detalhes dos fatores que influenciam a receita operacional líquida da comercialização em cada período podem ser vistos nos itens 10.1 (h) e 10.2 (b) e (c).

Os nossos Diretores destacam que o EBITDA ajustado da Comercialização foi o seguinte: R\$41,6 em 30 de junho de 2015, redução de 33,4% em relação ao EBITDA de 30 de junho de 2014. Em 30 de junho de 2014, o EBITDA ajustado foi de R\$62,5, redução de 3,2% em relação a 30 de junho de 2013, que teve EBITDA de R\$64,6. Do EBITDA ajustado da Companhia, o segmento de Comercialização representou: 2,6% em 30 de junho de 2015, 7,5% em 30 de junho de 2014 e 8,2% em 30 de junho de 2013.

O EBITDA ajustado da Comercialização foi o seguinte: R\$ 97,7 em 2014, aumento de 41,9% em relação ao EBITDA de 2013. Em 2013, o EBITDA ajustado foi de R\$68,8, crescimento de 28,2% em relação a 2012, que teve EBITDA de R\$53,7. Do EBITDA ajustado da Companhia, o segmento de Comercialização representou: 5,1% em 2014, 4,2% em 2013 e 3,8% em 2012.

Na opinião dos Diretores, estas variações decorreram da variação da receita operacional líquida, além dos gastos operacionais. Os gastos operacionais mais relevantes para a geração são: (i) os gastos com energia comprada para revenda e encargos de uso da rede; e (ii) já os gastos com pessoais, serviços de terceiros, materiais e provisões, entre outros, são aqueles que podem ser administrados e são constantemente controlados.

Os detalhes dos fatores que influenciam o EBITDA da comercialização em cada período podem ser vistos nos itens 10.1 (h) e 10.2 (b) e (c).

Os nossos Diretores informam que o lucro líquido da Comercialização apresentou os seguintes montantes: em 30 de junho de 2015, R\$23,6 o que representou uma redução de 39,7% sobre o lucro líquido de 30 de junho de 2014. Em 30 de junho de 2014, o lucro líquido foi de R\$39,1, redução de 5,3% em relação a 30 de junho de 2013, que foi de R\$41,3.

O lucro líquido da Comercialização apresentou os seguintes montantes: em 2014, R\$58,9 o que representou uma evolução de 36,3% sobre o lucro líquido de 2013. Em 2013, o lucro líquido foi de R\$43,2, aumento de 12,3% em relação a 2012, que foi de R\$38,5milhões.

Na opinião dos Diretores, estas variações decorreram principalmente, das variações do EBITDA.

Os detalhes dos fatores que influenciam o lucro líquido da comercialização em cada período podem ser vistos nos itens 10.1 (h) e 10.2 (b) e (c).

Com base nos segmentos acima apresentados, nossos Diretores destacam que a receita líquida operacional da Companhia, considerando a receita de construção, apresentou os seguintes montantes: (i) receita operacional líquida de R\$4.738,9 em 30 de junho de 2015, R\$4.007,9 em 30 de junho de 2014, crescimento de 18,2%. Em 30 de junho de 2014, a receita operacional líquida

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

apresentou crescimento de 13,4% sobre 30 de junho de 2013, cujo montante foi de R\$3.533,2. (ii) EBITDA ajustado de R\$1.630,3 em 30 de junho de 2015, R\$836,5 em 30 de junho de 2014, aumento de 94,9%. (iii) lucro líquido, ajustado da participação dos não controladores, de R\$827,6 em 30 de junho de 2015, R\$ 283,2 em 30 de junho de 2014, aumento de 192,2%. Nossos Diretores comentam que esse aumento decorre, principalmente, do ganho contábil proveniente da conclusão da aquisição dos 50% remanescentes da UTE Pecém I. O lucro líquido de 30 de junho de 2014, ajustado da participação dos não controladores, apresentou variação positiva de 110,0% em relação ao lucro líquido de 30 de junho de 2013, que foi de R\$134,9. Na visão dos nossos Diretores, essas variações decorrem do desempenho das receitas operacionais líquidas de cada um dos negócios da Companhia, que são influenciadas pelas tarifas e pelos volumes de energia elétrica vendidas.

Os detalhes dos fatores que influenciam a receita operacional líquida de cada um dos negócios da Companhia em cada período podem ser vistos nos itens 10.1 (h) e 10.2 (b) e (c).

Nossos Diretores destacam que, com base nos segmentos acima apresentados, a receita líquida operacional da Companhia apresentou, considerando a receita de construção, os seguintes montantes: (i) receita operacional líquida de R\$8.898,7 em 2014, R\$7.096,5 em 2013, crescimento de 25,4%. Em 2013, a receita operacional líquida apresentou crescimento de 9,9% sobre 2012, cujo montante foi de R\$6.454,5; (ii) EBITDA ajustado de R\$1.914,6 em 2014, R\$1.655,7 em 2013, aumento de 15,6%. Em 2013, o EBITDA ajustado apresentou aumento de 16,6% sobre 2012, cujo montante foi de R\$1.420,6; (iii) lucro líquido, ajustado da participação dos não controladores, de R\$743,5 em 2014, R\$375,8 em 2013, aumento de 97,9%, principalmente pelo reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios ao resultado de 2014, conforme comentado pelos Diretores anteriormente. O lucro líquido de 2013, ajustado da participação dos não controladores, apresentou variação positiva de 9,4% em relação ao lucro líquido de 2012 que foi de R\$343,5. Tais variações já foram explicadas pelos Diretores anteriormente, no item 10.1 letra h deste Formulário de Referência.

ii. Fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Nossos Diretores comentam que os principais fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais advindas das políticas públicas estão relacionadas às tarifas das distribuidoras da Companhia e ao despacho das usinas hidrelétricas da Companhia, que são controlados pelo ONS.

Em relação às tarifas das distribuidoras, nossos Diretores informam que elas são regulamentadas pela Aneel e são reajustadas anualmente conforme as regras estabelecidas pelo órgão regulador. Nos anos de 2014 e 2015, as distribuidoras foram negativamente impactadas pela Medida Provisória nº 579 e pela situação hidrológica do país. Para a recuperação do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, o governo federal implementou uma série de medidas, tais como o auxílio financeiro às distribuidoras e reajustes tarifários em 2014 e reajustes extraordinários e bandeira tarifária em 2015. Todos esses fatores permitiram o reequilíbrio econômico-financeiros das distribuidoras.

Nossos Diretores esclarecem que o despacho das usinas hidrelétricas é controlado pelo ONS. A fim de compensar as más condições hidrológicas de 2014 e de 2015 e manter os níveis de segurança nos reservatórios e os níveis de fornecimento de energia elétrica, o ONS despachou usinas termelétricas. A substituição da geração hidrelétrica pela geração termoeletrônica causou resultados adversos no segmento de geração da Companhia, uma vez que as usinas hidrelétricas da Companhia receberam uma quantidade de energia inferior à energia assegurada no Mecanismo de Realocação de Energia ou MRE. Esse déficit de energia chamado de Fator de Geração em Escala ou "GSF" representou uma despesa no valor *spot price*, expondo o operador das usinas hidrelétricas a riscos de *spot price*.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

Segundo nossos Diretores, os impactos que afetaram materialmente os resultados operacionais da Companhia advindos de alterações das políticas públicas, assim como outros fatores estão detalhados nos itens 10.1 (h) e 10.2 (a) e (c).

b. variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços

Os Diretores entendem que o resultado das nossas operações é direta e significativamente impactado pela mudança nas tarifas de energia elétrica reguladas pela ANEEL, sendo que as nossas receitas operacionais e margens (essencialmente no caso das nossas controladas distribuidoras) dependem do processo de revisão tarifária. Buscamos manter um bom relacionamento com o órgão regulador e com os demais participantes do mercado, para que o processo de revisão tarifária reflita de forma transparente e adequada os interesses dos consumidores e acionistas.

Na opinião dos Diretores, as tarifas de venda de energia da distribuição estão atreladas as revisões tarifárias, que ocorrem anualmente. Já os contratos de venda de energia da geração estão atrelados ao IGPM e/ou IPCA, corrigidos anualmente. Sendo assim, a receita líquida é diretamente afetada pelos impactos causados pela inflação e pelo órgão regulador. Maiores detalhes no item 7.5, deste formulário de referência.

A receita líquida, excluindo a receita de construção, atingiu R\$ 4.620,0 em 30 de junho de 2015, 19,4% acima do mesmo período do ano anterior. Na opinião dos nossos Diretores, essa variação é resultante, principalmente, dos reajustes anuais tarifários, da EDP Escelsa ocorrido em 07 de agosto de 2014 (26,54%) e da EDP Bandeirante ocorrido em 23 de outubro de 2014 (22,34%), das revisões tarifárias extraordinárias (EDP Bandeirante 32,18% e EDP Escelsa 33,27%), além da contabilização dos Ativos Financeiros Setoriais (Ativos e Passivos Regulatórios). Nossos Diretores comentam ainda que a receita líquida também é impactada pelo volume de energia vendida, no entanto, neste período em análise, os impactos descritos acima foram os mais relevantes.

A receita líquida, excluindo a receita de construção, atingiu R\$ 3.868,4 em 30 de junho de 2014, 13,0% acima do mesmo período do ano anterior. Na opinião dos nossos Diretores, essa variação é resultante, principalmente, dos reajustes anuais tarifários, da EDP Bandeirante, ocorrido em 23 de outubro de 2013 (7,5%) e aumento do volume de energia vendida na distribuição. Outro impacto que, na visão dos nossos Diretores, merece ser comentado refere-se ao aumento do preço médio de venda de energia da comercializadora, impactado pelo aumento do preço no mercado livre.

A receita líquida, excluindo a receita de construção, atingiu R\$ 8.604,7 em 2014, 27,1% superior ao mesmo período do ano anterior. Na visão dos nossos Diretores, essa variação é resultante, principalmente, dos reajustes anuais tarifários, da EDP Escelsa ocorrido em 07 de agosto de 2014 (26,54%) e da EDP Bandeirante ocorrido em 23 de outubro de 2014 (22,34%).

Quando comparada a receita líquida, excluindo a receita de construção, do ano de 2013, que atingiu R\$ 6.770,8, com o exercício social de 2012, que atingiu R\$ 6.218,8, verificamos uma variação de 8,9%. Nossos Diretores entendem que os principais fatores que contribuíram para a evolução da receita líquida foram: (i) aumento de volume de energia vendida na distribuidora; (ii) aumento de outras receitas operacionais, reflexo das subvenções da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) às distribuidoras, provendo recursos para compensar os descontos para as tarifas de baixa renda, atividade rural, tratamento de água, esgoto, saneamento e irrigantes; (iii) redução das tarifas de energia das distribuidoras (Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013) e redução das tarifas aplicadas nas revisões e nos reajustes tarifários; (iv) 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; e (v) aumento de 10,1% no volume de vendas de energia no mercado livre.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

c. impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro da Companhia

Os Diretores destacam que todas as nossas operações encontram-se no território nacional. Dessa maneira, o desempenho geral da economia brasileira afeta a demanda por energia elétrica e a inflação afeta nossos custos e margens. A inflação afeta os negócios basicamente pelo aumento dos custos operacionais e despesas financeiras.

Já a depreciação do real eleva os custos de aquisição de energia elétrica da hidrelétrica de Itaipu, além de reduzir em dólar (ou euro) o montante de dividendos a ser distribuído aos acionistas ou mesmo o equivalente em dólares (ou euros) ao preço de mercado de nossas ações ordinárias. Nossos Diretores acreditam que possuímos uma política adequada de proteção contra flutuações na taxa de câmbio.

Adicionalmente, os nossos Diretores destacam que os impactos decorrentes das alterações tarifárias sobre a nossa receita líquida dos último três exercícios sociais e do exercício corrente, foram comentados no item 10.2.(b) deste Formulário de Referência.

Os Diretores destacam, ainda, que nos últimos anos, a Companhia foi impactada por algumas medidas políticas adotadas, especialmente no que se refere ao seu setor de atuação. Os Diretores citam como exemplo a Medida Provisória nº 579/2012, publicada em 11 de setembro de 2012, na qual o governo federal apresentou medidas para reduzir a conta de energia elétrica, resultando na Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013. Essa lei estabelece que as concessionárias de geração e transmissão licitadas antes de fevereiro de 1995 e que tiverem seus contratos vencendo entre 2013 e 2017, poderão prorrogar antecipadamente as suas concessões.

Além dessa, destaca-se também, na opinião dos Diretores, o Sistema de Bandeira Tarifária que é a sinalização mensal do custo de geração da energia elétrica que será cobrada do consumidor, de acordo com a definição das bandeiras verde, amarela ou vermelha. Essa sinalização dá ao consumidor a oportunidade de adaptar seu consumo conforme indicação de repasse do custo de geração. Essa regra foi instituída pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), na resolução nº. 547, de maio de 2013, e desde então, sua metodologia foi testada durante o exercício de 2014, sendo implementadas a partir de 2015.

Para outras indicações de possíveis impactos setoriais e/ou macroeconômicos na Companhia e suas controladas e coligadas, vide item 4.1.g e 4.1.h. deste Formulário de Referência.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

10.3. Comentários dos Diretores da Companhia sobre os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras da Companhia e em seus resultados

(em milhares de reais, exceto quando indicado).

Os Diretores da Companhia tomaram conhecimento das informações descritas no item 10.3 e as transações aqui mencionadas estão alinhadas com as estratégias de negócio da Companhia.

a. Introdução ou alienação de segmento operacional

Os Diretores informam que nos 3 últimos exercícios sociais não houve introdução ou alienação de segmento operacional, com exceção da alienação da controlada Evrecy Participações Ltda., uma transmissora constituída na forma de sociedade empresária limitada, após a desverticalização das atividades de transmissão que estavam inseridas no negócio de geração do Grupo EDP, o que aconteceu no ano de 2012.

Na opinião dos Diretores da Companhia, a alienação da Evrecy Participações Ltda. não resultou em efeitos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

b. Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Nossos Diretores entendem que os eventos listados no presente item são decorrentes do cumprimento das nossas estratégias de (i) buscarmos crescimento sustentado em ativos de geração; (ii) focarmos em atividades do nosso segmento de negócio e para as quais tem competências, notadamente no caso da alienação da nossa participação na ESC90; e (iii) maximizarmos a rentabilidade dos nossos acionistas, como no caso do aproveitamento de benefícios fiscais e redução de custos decorrente das reorganizações societárias descritas a seguir.

Segue abaixo resumo das principais operações de constituição, aquisição ou alienação de participação societária, ocorridas nos últimos três anos:

- 1) Venda de participação acionária - São Manoel
- 2) Venda de participação acionária - CEJA e Cachoeira Caldeirão
- 3) Venda da participação acionária - EDP Renováveis Brasil
- 4) Acordo de compra de ações com a Eneva S.A.
- 5) Concessão da Central Hídrica de São Manoel
- 6) Concessão das Centrais Eólicas - Aroeira, Jericó, Umbuzeiros e Aventura I
- 7) Devolução da controlada indireta Couto Magalhães
- 8) Concessão da Central Hídrica de Cachoeira Caldeirão
- 9) Alienação da controlada Evrecy Participações Ltda.
- 10) Aquisição da ECE Participações
- 11) Assinatura de Acordo de Compra de Ações com a APS Soluções em Energia S.A.
- 12) Reestruturação Societária – Energest

Seguem abaixo os detalhes e os comentários dos Diretores com relação à cada uma destas operações:

1) Venda de participação acionária - 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), os Diretores assinaram o Contrato de Compra e Venda para alienar 33,334% dos direitos de construção da hidrelétrica São Manoel para a CWEI Brasil.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

Após a aprovação da ANEEL, por meio da Resolução Autorizativa nº 4.749/14, e órgãos regulatórios chineses, em 11 de novembro de 2014, a Companhia comunicou ao mercado que foi concluída a transação relativa à alienação da sua participação, bem como assinado o respectivo acordo de acionistas da São Manoel, tendo em vista a verificação das condições precedentes ao fechamento da transação.

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. Como resultado desta transação, não foram identificados impactos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

Assim, a CWEI Brasil junta-se à EDP – Energias do Brasil e à Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas) como acionistas da São Manoel, resultando em uma participação final detida pela EDP – Energias do Brasil de 33,334%, por Furnas de 33,333% e pela CWEI Brasil de 33,333% no capital social da São Manoel.

2) Venda de participação acionária - CEJA e Cachoeira Caldeirão

Em 27 de junho de 2014, a Companhia comunicou ao mercado que os Diretores finalizaram as negociações anunciadas em 06 de dezembro de 2013, relativas à venda de 50% das participações detidas pela Companhia nos empreendimentos CEJA e Cachoeira Caldeirão para a CWEI Brasil, depois de obtidas todas as aprovações necessárias por parte da ANEEL, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, órgãos reguladores chineses e outras providências de natureza societária e contratuais.

O valor total da operação foi de R\$420,6 milhões, gerando um ganho para a Companhia de R\$408,0 milhões, dos quais, R\$202,9 milhões referem-se à operação de venda das participações e R\$205,1 milhões referentes a mais valia dos investimentos remanescentes, ambos registrados na rubrica "Investimentos" no Balanço Patrimonial em contrapartida da rubrica "Ganho na alienação de investimento" na Demonstração de Resultado.

A partir desta data, os empreendimentos mencionados deixaram de ser controlados pela Companhia e passaram a ser controlados em conjunto e avaliados pelo método de equivalência patrimonial.

3) Venda da participação acionária - EDP Renováveis Brasil

Conforme anunciado ao mercado em 27 de novembro de 2014, a Companhia assinou um Memorando de Entendimento com a EDP Renováveis S.A. (EDPR), no qual os Diretores firmaram os principais termos e condições indicativos para a aquisição pela EDPR dos 45,00% do capital total e votante da EDP Renováveis Brasil detidos pela Companhia. Em 29 de dezembro de 2014, a Companhia comunicou ao mercado que a EDP Renováveis Brasil assinou um acordo com a CWEI Brasil para vender a participação acionária de 49% nos parques eólicos em operação e em desenvolvimento no Brasil. Atualmente, a EDP Renováveis Brasil opera 84 MW de energia eólica e possui parques em desenvolvimento – Baixa do Feijão (120 MW) e Aroeira, Jericó, Umbuzeiros e Aventura (116 MW) – com contratos (PPAs) de longo prazo concedidos em leilões de 2011 e 2013, respectivamente.

Em 27 de abril, os Diretores assinaram o acordo de compra e venda de ações com a EDP Renováveis S.A (EDPR).

O valor a ser recebido pela transação é de até R\$190 milhões, sendo R\$176 milhões até a sua conclusão e até R\$14 milhões em pagamentos de earn-out. Adicionalmente, em 30 de junho de 2015 a Companhia recebeu da EDPR R\$88 milhões, correspondente a 50% do valor da transação, a título de adiantamento. O saldo remanescente será recebido na conclusão da transação prevista para ocorrer no segundo semestre de 2015.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

Os Diretores informam ainda que a conclusão da transação está sujeita à aprovação prévia do Conselho Administrativo e Defesa Econômica - CADE, além de outras medidas de natureza societária e contratual necessárias para a eficácia da transferência do capital social acima mencionado, previsto para ocorrer até o final de 2015.

4) Acordo de compra de ações com a Eneva S.A.

Em 09 de dezembro de 2014 a Companhia, por meio de Comunicado ao Mercado, informou que assinou um Acordo de Compra de Ações com a Eneva S.A. (Eneva), com o objetivo de adquirir 50,0% do capital total e votante da Porto do Pecém Geração de Energia S.A. (Porto do Pecém) detido pela Eneva, incluindo mútuos e créditos de carvão e energia, indo de encontro com a estratégia definida pelos Diretores da Companhia. A Porto do Pecém é uma parceria entre a Companhia, que já detém 50% do capital total votante, e a Eneva que opera e mantém a UTE Porto do Pecém I.

O preço de compra a ser pago pela Companhia à Eneva, em relação à transação, será de R\$300 milhões. A conclusão da operação ficou sujeito à aprovação prévia pelo BNDES e pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, entre outras medidas de naturezas societárias e contratuais necessárias para garantir a plena eficácia da transferência do capital acima mencionado.

Em 15 de maio de 2015 a Companhia, por meio de divulgação de Fato Relevante, informou os acionistas e ao mercado em geral que concluiu a aquisição dos 50,0% do capital total e votante de Porto do Pecém Geração de Energia S.A. detido pela Eneva, uma vez tendo sido atendidas todas as condições precedentes da referida transação. A EDP Brasil realizou o pagamento no valor de R\$300 milhões na referida transação. Com a conclusão da transação, a Companhia passa a deter 100% do capital total e votante de Porto do Pecém I, acrescentando 360 MW de capacidade instalada ao grupo, que passa a deter 2.742 MW de capacidade instalada total, fortalecendo seu posicionamento estratégico como um operador hidrotérmico, conforme objetivos estabelecidos por sua Diretoria.

5) Concessão da Central Hídrica de São Manoel

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.

A expectativa dos Diretores é de que o financiamento de longo prazo do projeto consiga atingir uma alavancagem estimada de até 66%.

6) 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.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

7) Devolução da coligada Couto Magalhães

A Companhia possuía 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 MWh, 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 prevista no contrato de concessão; (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.

8) Concessão da Central Hídrica de Cachoeira Caldeirão

Em Leilão A-5 realizado pela ANEEL, no dia 14 de dezembro de 2012, a EDP - Energias do Brasil obteve a concessão da Central Hídrica de Cachoeira Caldeirão que será construída no Estado do Amapá, no rio Araguari, com capacidade instalada de 219 MW. Cachoeira Caldeirão vendeu 129,7 MW médios por um prazo de 30 anos regulados no Leilão A-5 ao preço de R\$ 95,31/MWh (base: Jan/12).

Os Diretores estimam que o investimento total para o projeto é de R\$ 1,1 bilhão. O financiamento do projeto considera a obtenção de dívida de longo prazo com alavancagem estimada de até 60%.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

9) Alienação da controlada Evrecy Participações Ltda.

Em 28 de maio de 2012, a Companhia celebrou o instrumento particular de alienação da totalidade das quotas da Evrecy, de sua titularidade, que representam 100% do capital social da Evrecy, à Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP, pelo valor total de R\$58.000, a serem pagos em moeda corrente nacional.

Em 11 de dezembro de 2012 foi aprovada pela ANEEL, a efetivação da operação de venda de 100% das quotas da Evrecy de titularidade da Companhia para a CTEEP.

Em 21 de dezembro de 2012 à alienação do investimento da Evrecy para a CTEEP foi concluída pelo valor total de R\$63.100, gerando um ganho para a Companhia de R\$31.477 registrado na rubrica de Despesas Gerais e Administrativas.

10) Aquisição da ECE Participações

Como parte do contrato de compra da ECE Participações pela CEJA e da transferência dos 10% adicionais da concessão UHE Jari para a ECE Participações, firmados em 2011, foram acordadas contraprestações contingentes com os ex-proprietários. Até 31 de dezembro de 2013 foram pagos os montantes de R\$91.944 pela CEJA e R\$10.244 pela ECE Participações referentes à prorrogação do contrato de concessão, o aumento da potência da usina, incremento da energia assegurada e homologação do REIDI.

Os Diretores informam ainda que, de acordo com o contrato, permaneciam em aberto o montante original de R\$19.000 (CEJA) e R\$2.111 (ECE Participações), referentes à aprovação junto a todas as Autoridades Governamentais competentes e publicação do benefício fiscal de diferencial de alíquota devida nas aquisições interestaduais de máquinas, aparelhos, equipamentos, suas partes e outros materiais, bem como os importados sem similar nacional (DIFAL), objeto do Convênio ICMS nº 53 de 6 de julho de 2001. Como até 31 de dezembro de 2013 o benefício fiscal do DIFAL não havia sido concedido e esta era a data limite estabelecida no contrato para que a contraprestação contingente ocorresse, foi revertido o saldo a pagar aos ex-proprietários no valor atualizado de R\$23.427 (CEJA) e R\$2.626 (ECE Participações) em contrapartida do resultado. Todas as demais contraprestações contingentes foram cumpridas pelos ex-proprietários, não havendo mais nenhuma obrigação por parte da CEJA e da ECE Participações com os mesmos.

11) Assinatura de Acordo de Compra de Ações com a APS Soluções em Energia S.A.

A Companhia, conforme Comunicado ao Mercado publicado em 29 de junho de 2015, informou que assinou, por meio sua subsidiária EDP Grid Gestão de Redes Inteligentes de Distribuição S.A. ("EDP Grid"), um Acordo de Compra e Venda de Ações com a APS Soluções em Energia S.A. ("APS"), com objetivo de adquirir 100% das ações da APS.

A EDP Grid é a subsidiária da Companhia que atua na prestação de serviços em obras de infraestrutura, projetos de eficiência energética, geração fotovoltaica distribuída e disseminação do conceito das redes elétricas inteligentes.

A APS é uma das principais empresas brasileiras de eficiência energética com 23 anos de mercado. Com projetos de eficiência energética e qualidade de energia, a APS já levou solução de negócios a mais de 600 clientes, distribuídos nos segmentos industrial, comercial, rural e de serviço público.

Na opinião dos Diretores, a transação está alinhada com a estratégia da EDP Brasil de investir em serviços de energia de valor agregado através da EDP Grid e reafirma o compromisso da Companhia de investir em negócios sustentáveis.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

O preço de aquisição é de R\$ 27,2 milhões que serão pagos ao longo de cinco anos, podendo haver pagamentos adicionais (*earn outs*) em função do cumprimento de metas de performance definidas no Acordo de Compra e Venda.

A expectativa dos Diretores é de que a conclusão da transação possa ocorrer até o final do ano e está sujeita à obtenção de anuência dos credores da APS e à aprovação pelo Conselho Administrativo e Defesa Econômica (CADE), além de outras medidas de natureza societária e contratual necessárias para a eficácia da transferência do capital social acima mencionado.

12) Reestruturação Societária - Energest

Em 26 de junho de 2015, os Diretores da controlada Energest, em Assembleia Geral Extraordinária, aprovaram a redução de capital de seu capital social no valor mínimo de R\$190.507 e máximo de R\$200.177, sem cancelamento de ações e sem alteração na participação dos acionistas, mediante restituição à Companhia, única acionista da Energest.

A restituição dar-se-á por meio da entrega da totalidade da participação societária detida pela Energest na Pantanal, na Santa Fé e Costa Rica para a Companhia, sendo: (i) 23.390.368 quotas de emissão da Pantanal, com valor nominal de R\$1,00 cada; (ii) 86.370.999 ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, de emissão da Santa Fé; e (iii) 7.302.274 quotas de emissão da Costa Rica, com valor nominal de R\$1,00 cada.

Os Diretores afirmam ainda que a conclusão da reestruturação societária está sujeita à aprovação da ANEEL, dos Debenturistas da Energest, além de outras medidas de natureza societária. Quando da conclusão da reestruturação será realizada uma nova Assembleia Geral na Energest a fim de homologar o valor da redução do capital social.

c. Eventos ou operações não usuais

Os Diretores entendem que este item não é aplicável, considerando que nos 3 últimos exercícios sociais não ocorreram eventos ou operações não usuais.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

10.4. Comentários dos Diretores da Companhia sobre:

(a) mudanças significativas nas práticas contábeis

30 de junho de 2015

No período de 6 meses findo em 30 de junho de 2015, os Diretores da Companhia salientam que não houve mudanças significativas nas práticas contábeis em relação ao último exercício social, ou seja, o exercício findo em 31 de dezembro de 2014.

2014

Em decorrência do compromisso firmado entre o Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") e a CVM de manter atualizado o conjunto de normas emitidas com base nas atualizações feitas pelo IASB, foram emitidas as Interpretações Técnicas ICPC nº 19 e 20 e foram revistos os Pronunciamentos Contábeis (CPCs) nº 01(R1), 38 e 39. Os Diretores da Companhia não identificaram possíveis efeitos e/ou mudanças das práticas já utilizadas, em decorrência das novas emissões e revisões dos CPCs.

Adicionalmente, foram emitidas pelo CPC duas orientações: o OCPC 07 - Evidenciação na Divulgação dos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral e o OCPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica. Segue o comentário dos Diretores a respeito de ambas as normas e seus respectivos efeitos:

- OCPC 07

O objetivo desta orientação é tratar dos requisitos básicos de elaboração e evidenciação a serem observados quando da divulgação dos relatórios contábil-financeiros. São destacados na orientação a utilização dos conceitos de materialidade e relevância quando da elaboração dos relatórios contábil-financeiros, principalmente na elaboração das notas explicativas.

Na adoção do OCPC 07, a Companhia e seus Diretores reavaliaram a materialidade e a relevância das informações contábil-financeiras, cujo efeito refletiu-se em mudanças na apresentação das notas explicativas. Dentre as alterações, destaca-se a realocação da nota explicativa do "Resumo das principais práticas contábeis" para as notas explicativas específicas de cada rubrica.

- OCPC 08

O objetivo da OCPC 08 é tratar dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidenciação de determinados ativos e passivos setoriais das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica.

A edição da norma foi necessária após a alteração dos contratos de concessão das concessionárias distribuidoras, quando foi assegurado pelo órgão regulador o direito/obrigação de ressarcimento dos valores relativos às diferenças de Parcela A e outros componentes financeiros relacionados à tarifa de energia, que ainda não tenham sido recuperados ou devolvidos aos consumidores, em caso de extinção da concessão.

O OCPC 08, fazendo referência ao CPC 23, destaca que a adoção de nova prática contábil de determinado evento novo não constituiu mudanças nas políticas contábeis. Desta forma, os efeitos do aditamento ao contrato de concessão não têm natureza de mudança de política contábil, mas, sim, a de uma nova situação sendo, consequentemente, sua aplicação prospectiva, gerando efeitos apenas nas demonstrações financeiras findas em 31 de dezembro de 2014.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

Na opinião dos Diretores da Companhia os efeitos decorrentes da adoção da norma são o reconhecimento dos ativos financeiros setoriais em contrapartida da receita líquida.

2013

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.

Na opinião dos Diretores da Companhia os efeitos decorrentes do reconhecimento do UBP ocasionaram impactos nos ativos e passivos das Demonstrações Financeiras. As modificações foram realizadas em 2013 de forma retroativa.

Emissão ou revisão de CPCs

A partir de 01 de janeiro de 2013 foram adotados pela Companhia os CPCs 33 (R1) – Benefício Pós-Emprego, CPC 46 - Mensuração a Valor Justo, CPC 18 (R2) - Investimento em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto, CPC 19 (R2) - Negócios em conjunto, CPC 36 (R3) - Demonstrações consolidadas e CPC 45 - Divulgação de participações em outras entidades.

Dos CPCs emitidos e/ou revisados, aqueles que provocaram mudanças relevantes estão apresentados a seguir.

- CPC 33 (R1)

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 foram realizadas em 2013 de forma retroativa.

- CPC 19 (R2)

Com a adoção do CPC 19 (R2) pela Companhia, a análise dos negócios em conjunto passou 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.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

- CPC 36 (R3)

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 – Entidade de Propósito Específico. Detalhes das alterações já foram identificadas na IFRS 10.

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 passaram a ser considerados por meio do método de equivalência patrimonial.

Na opinião dos Diretores da Companhia, a adoção destas novas práticas contábeis impactou as demonstrações financeiras da Companhia, principalmente: (i) Em relação ao CPC 33 (R1) reconheceu-se integralmente no resultado os custos dos serviços passados; (ii) Em relação ao CPC 19 (R2) conjuntamente com o CPC 36 (R3) o impacto foi o desreconhecimento das controladas em conjuntos mencionadas nas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

2012

Em decorrência do compromisso firmado entre CPC e CVM de manter atualizado o conjunto de normas emitido com base nas atualizações feitas pelo IASB, foi emitido o CPC 46 e foram revistos os CPCs 33(R1), 17(R1), 30(R1), 40 (R1), ICPC 01 (R1) e ICPC 08(R1). Os Diretores da Companhia não identificaram mudanças das práticas já utilizadas, em decorrência das novas emissões e revisões dos CPCs.

(b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis referentes aos 3 últimos exercícios sociais**30 de junho de 2015**

Na opinião dos Diretores da Companhia, no período de 6 meses findo em 30 de junho de 2015, não houve efeitos significativos nas demonstrações financeiras da Companhia relativos às alterações nas práticas contábeis em relação ao último exercício social, ou seja, o exercício findo em 31 de dezembro de 2014.

2014

Os Diretores da Companhia salientam que, no exercício de 2014, por consequência do OCPC 08, as controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa reconheceram, no exercício, ativos financeiros setoriais no montante de R\$601.542, sendo R\$599.424 em contrapartida da receita operacional bruta e R\$2.118 em contrapartida do resultado financeiro.

2013

Os Diretores da Companhia destacam os impactos nas Demonstrações Financeiras decorrentes das alterações das práticas contábeis:

Reconhecimento do UBP

O reconhecimento do UBP foi realizado nas Demonstrações Financeiras de 2013, todavia, com impactos retroativos nas demonstrações financeiras de 2012 e 2011, conforme demonstrado abaixo:

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

	2012	2011
Ativo não circulante	9.067	8.011
Passivo não circulante	9.067	8.011

Emissão ou revisão de CPCs

As modificações foram efetivas para períodos anuais com início a partir de 1º de janeiro de 2013 e exigem adoção retroativa.

Para a adequação à norma, as demonstrações financeiras de 2012 e 2011 foram reclassificadas, sendo os impactos demonstrados abaixo:

- CPC 33 (R1)

	2012	2011
Ativo não circulante	9.041	-9.358
Passivo circulante	8	0
Passivo não circulante	26.850	29.766
Patrimônio líquido	-17.817	-39.124
Resultado do exercício	3.647	2.978

- CPC 19 (R2)

	2012	2011
Ativo circulante	-219.381	-103.090
Ativo não circulante	-1.179.260	-1.228.549
Passivo circulante	-233.385	-205.763
Passivo não circulante	-1.165.256	-1.145.355
Patrimônio líquido	0	19.479

As demais alterações de práticas contábeis e seus efeitos referentes ao exercício de 2013 estão divulgados nas notas explicativas 2.5 e 3 das Demonstrações Financeiras.

2012

Na opinião dos Diretores da Companhia, no exercício de 2012, não houve efeitos significativos nas demonstrações financeiras da Companhia relativos às alterações nas práticas contábeis em relação ao último exercício social, ou seja, o exercício findo em 31 de dezembro de 2011.

(c) ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor**30 de junho de 2015**

Os Diretores salientam que as informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas da Companhia relativas à 30 de junho de 2015 foram revisadas pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 – Demonstração Intermediária e com a norma internacional de contabilidade IAS 34 – *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicável à elaboração das Informações Trimestrais – ITR.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**2014**

Os Diretores salientam que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia relativas à 31 de dezembro de 2014 foram auditadas pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes de acordo com 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 IASB.

2013

Os Diretores salientam que as demonstrações financeiras individuais da Companhia relativas à 31 de dezembro de 2013 foram auditadas pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos emitidos pelo CPCs. As demonstrações financeiras consolidadas da Companhia relativas à 31 de dezembro de 2013 foram auditadas pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos emitidos pelo CPCs, e conforme as normas internacionais de relatório, IFRS, emitidas pelo IASB.

Nossos Diretores informam que o parecer dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013, contém ênfase a quanto à preparação das demonstrações financeiras individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e que, no nosso caso, 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, enquanto que para fins de IFRS seria custo ou valor justo. Nossos Diretores ressaltam ainda, que a opinião dos auditores independentes não foi ressalvada em função desse assunto.

2012

Os Diretores salientam que demonstrações financeiras do ano de 2012 foram auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes e, com relação à auditoria das demonstrações financeiras, foram emitidas as seguintes ressalva e ênfase:

Ressalva: Partes beneficiárias na controlada Lajeado Energia S.A.

"A controlada Lajeado Energia S.A. emitiu, em 2006, partes beneficiárias para terceiros, cujo saldo, no montante de R\$451 milhões, desde a data de emissão, foi registrado no patrimônio líquido daquela controlada. Nas demonstrações financeiras consolidadas o referido saldo foi registrado como participação de não controladores, como parte do patrimônio líquido consolidado. Considerando-se que as características dessas partes beneficiárias são as de um instrumento híbrido, referido saldo não deveria, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as IFRSs, ser integralmente registrado em conta do patrimônio líquido, devendo parte substancial ser registrada como passivo, representado, no mínimo, pelo montante de caixa que a controlada deve pagar para o detentor das partes beneficiárias durante o prazo de sua vigência."

Os Diretores salientam que, tendo em vista entendimento divergente dos auditores independentes, a Lajeado, para suportar o registro contábil efetuado, buscou *legal opinion* e segunda opinião contábil que corroboraram com entendimento mantido pela Diretoria da Companhia desde 2006 quanto a forma de classificação contábil adotada, qual seja, como instrumento de patrimônio.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

Adicionalmente, a Companhia protocolou consulta formal junto a Comissão de Valores Mobiliários – CVM sobre este assunto. Em 29 de maio de 2013, a CVM, por meio do Ofício/CVM/SEP/GEA-5/nº 167/2013, manifestou seu entendimento inicial, porém solicitou mais informações para avaliação do tema. Em 14 de novembro de 2013, por meio do Ofício/CVM/SEP/GEA-5/nº 346/2013, a CVM finalizou o seu entendimento e concluiu que não há elementos que indiquem que o critério contábil adotado pela Lajeado resultaria, em seus aspectos relevantes, no descumprimento às normas contábeis aplicáveis. A CVM informou, ainda, que o processo foi arquivado.

Portanto, diante do exposto acima, a contabilização das partes beneficiárias, desde a sua criação em 2006, como instrumento de capital está classificada nas demonstrações financeiras da Lajeado em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelas IFRSs.

Ênfase: Depreciação dos bens do ativo imobilizado destinados à geração de energia elétrica no regime de produção independente

“Os bens do imobilizado da atividade de geração de energia no regime de produção independente são depreciados pelo seu prazo estimado de vida útil. À medida que novas informações ou decisões do órgão regulador ou do poder concedente sejam conhecidas, o atual prazo de depreciação desses ativos poderá ou não ser alterado.”

Os Diretores salientam que não houve nenhuma mudança por parte do órgão regulador que pudesse alterar o atual prazo de depreciação dos nossos ativos.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5. Os diretores devem indicar e comentar políticas contábeis críticas adotadas pela Companhia, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimentos de receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros

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

Os resultados e consequências 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. Os Diretores, 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 consequente redução ao valor recuperável, a qual é revisada conforme critérios detalhados abaixo.

Os Diretores da Companhia destacam abaixo as principais estimativas relacionadas às demonstrações financeiras:

Redução ao valor recuperável

Em relação à redução ao valor recuperável, na opinião dos Diretores destacam-se os seguintes critérios utilizados na determinação no mesmo:

Ativo financeiro

São avaliados quanto a sua recuperabilidade ao final de cada exercício, exceto para Concessionárias que são avaliados mensalmente. 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

Caso os Diretores da Companhia e de suas controladas identificarem que houve evidências de perdas não recuperáveis no valor contábil líquido dos imobilizados, intangíveis, investimentos ou propriedades para investimentos, ou que ocorreram eventos ou alterações nas circunstâncias que indicassem que o valor contábil pode não ser recuperável, a Companhia e suas controladas procedem ao teste de recuperabilidade dos ativos. Quando tais evidências são identificadas e o valor contábil líquido excede o valor recuperável, consequentemente, 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.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa – PCLD

Os Diretores destacam que, conforme requerido pelo CPC 38, é efetuada uma análise criteriosa do saldo de Consumidores e concessionárias e, quando necessário, é consequentemente, constituída uma Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD, para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos.

As controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa constituem a provisão, com base na Instrução Contábil 6.3.2 do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, conforme detalhado a seguir:

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

- i) Residencial: vencidos há mais de 90 dias;
- ii) Comercial: vencidos há mais de 180 dias; e
- iii) Demais classes: vencidos há mais de 360 dias.

Para os parcelamentos de débitos, as controladas adotam os seguintes critérios:

- i) Clientes baixa tensão: parcela vencida há mais de 90 dias é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento;
- ii) Clientes média e alta tensão: parcela vencida há mais de 60 dias, é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento; e
- iii) Poder Público: parcela vencida há mais de 60 dias, é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento, deduzindo-os dos valores cobertos por meio de apresentação de Nota de Empenho.

Ativos financeiros setoriais

Estes ativos financeiros estão registrados pelo valor presente do direito e são calculados utilizando premissas observáveis para as distribuidoras do setor de energia elétrica nos períodos de reajustes e revisões tarifárias. Sua mensuração leva em consideração a diferença temporal entre os custos orçados pela ANEEL e incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Devido à assinatura do aditivo ao Contrato de concessão, as controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa passam a ter o direito assegurado pelo Poder Concedente do recebimento dos valores homologados e em constituição. Os Diretores destacam que as principais incertezas sobre este instrumento financeiro devem-se ao risco do não reconhecimento de parte desses ativos pelo Poder Concedente.

Realização dos créditos fiscais diferidos

O Imposto de renda e contribuição social diferidos ativos foram registrados sobre 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.

A Administração da Companhia e suas controladas elaboram projeção de resultados tributáveis futuros, inclusive considerando seus descontos a valor presente. Na opinião dos Diretores a Companhia e suas controladas possuem a capacidade de realização desses créditos fiscais nos próximos exercícios, no prazo máximo de 10 anos.

Ativo financeiro indenizável

Estes ativos financeiros estão registrados pelo valor justo do direito na data da demonstração financeira e são calculados com base no valor dos ativos em serviço pertencentes à concessão e que serão reversíveis no final da concessão, homologados pela ANEEL a cada 3 ou 4 anos em laudo de avaliação da BRR. Os Diretores destacam que as principais incertezas sobre este instrumento financeiro devem-se ao risco do não reconhecimento de parte desses ativos pelo Poder Concedente e de seus respectivos preços de reposição ao término da concessão.

Vida útil do imobilizado e intangível

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

A base para o cálculo da depreciação e amortização é o valor depreciável (custo menos valor residual) do ativo. A depreciação e amortização são reconhecidas no resultado baseando-se no método linear de acordo com a vida útil estimada de cada parte de um item, já que os Diretores entendem que este método é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo. As taxas de depreciação e amortização utilizadas estão previstas na tabela XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE e foram aprovadas pela Resolução Normativa nº 367, de 2 de junho de 2009, atualizadas posteriormente pela Resolução Normativa nº 474, de 7 de fevereiro de 2012.

Os ágios estão sendo amortizados pela curva da expectativa de resultados futuros e pelo prazo de concessão das companhias e os direitos de concessão são amortizados até o prazo remanescente da concessão.

Benefício pós-emprego

Conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 695/12, a contabilização dos passivos oriundos de Benefícios pós-emprego, deve ocorrer com base nas regras estabelecidas no CPC 33 (R1). Para atendimento a essa exigência, os Diretores autorizaram a Companhia e suas controladas diretas EDP Bandeirante, EDP Escelsa e Energest e a controlada indireta Investco a contratarem atuários independentes, para realização de avaliação atuarial desses benefícios, segundo o Método do Critério Unitário Projetado, sendo a última efetuada para a data-base 30 de junho de 2015.

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. Consequentemente, 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 é calculado sobre o déficit/superávit atuarial utilizando a taxa de desconto do laudo vigente.

Os Diretores salientam que as principais incertezas são as alterações nas premissas atuariais que podem acarretar impactos nas demonstrações financeiras.

Provisões

As Provisões 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. Os Diretores destacam que as provisões são registradas com base nas melhores estimativas do risco envolvido.

Em relação às provisões cíveis, fiscais e trabalhistas, as mesmas são revistas periodicamente com o auxílio dos assessores jurídicos da Companhia e suas controladas.

Receita

O resultado é apurado em conformidade com o regime de competência. Os Diretores destacam os principais critérios de reconhecimento e mensuração estão apresentados a seguir:

(i) As receitas de operações com energia elétrica e de serviços prestados são reconhecidas 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;

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

(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) A receita de ativos financeiros setoriais é reconhecida mensalmente pela diferença entre os custos pertencentes à Parcela "A" efetivamente incorridos no resultado, daqueles reconhecidos na receita de operações com energia elétrica orçados na tarifa vigente pela ANEEL. Inclui os valores a cobrar dos consumidores referente a incidência de PIS e COFINS, sobre esta receita;

(vi) A receita de Subvenção é reconhecida quando da efetiva aplicação de descontos nas tarifas de unidades consumidoras beneficiadas por subsídios governamentais pela diferença entre a tarifa de referência da respectiva classe de consumo daquela efetivamente aplicada a consumidores beneficiários desses subsídios.

Mensuração à valor justo dos instrumentos financeiros

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.

A Companhia elabora análises de sensibilidade que tem como objetivo mensurar o impacto às mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia e suas controladas mensurados a valor justo. Os Diretores destacam que, 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.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs**10.6. Comentários sobre os controles internos adotados para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis****a. grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las**

Nossos Diretores acreditam na eficiência dos procedimentos e controles internos que adotamos para assegurar a qualidade, precisão e confiabilidade das demonstrações contábeis da EDP. Por essa razão, na opinião dos nossos Diretores, as nossas demonstrações contábeis apresentam adequadamente o resultado das nossas operações e a nossa situação patrimonial e financeira nas respectivas datas.

b. deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório do auditor independente

No contexto da auditoria das nossas demonstrações financeiras, nossos auditores independentes consideraram nossos sistemas de controles internos no escopo previsto nas normas de auditoria aplicáveis no Brasil, cujo objetivo está relacionado ao planejamento dos procedimentos de auditoria. Dessa forma, na opinião dos diretores, não existe deficiência significativa do sistema contábil e de controles internos. Vale lembrar que no escopo de auditoria das demonstrações contábeis não está prevista a auditoria específica e emissão de relatório sobre a efetividade dos controles internos.

Temos por prática atender e alterar prontamente eventuais falhas identificadas pelos auditores durante o processo normal de trabalhos, sejam elas falhas de processos ou de sistemas.

Assim, nossos Diretores não têm conhecimento de aspectos que pudessem afetar de maneira significativa à adequação das nossas demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e ao IFRS.

c. as medidas adotadas para corrigir tais deficiências

Não aplicável.

10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados**10.7. Caso a Companhia tenha feito oferta pública de distribuição de valores mobiliários, os diretores devem comentar:**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Os diretores da companhia entendem que a captação de recursos por meio de distribuição de valores mobiliários é uma ferramenta importante para manter a estrutura de capital do grupo, e por isso a companhia realizou diversas distribuições desses valores nos últimos anos, como segue:

Nos 3 últimos exercícios sociais, bem como no período de 6 meses findo em 30 de junho de 2015, a Companhia realizou as seguintes ofertas públicas de distribuição de valores mobiliários:

- 1ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da Companhia, no valor total de R\$ 450.000, emitidas em 28 de agosto de 2012;

- 2ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações da Companhia, no valor total de R\$ 500.000, emitidas em 11 de abril de 2013;

- 3ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações da Companhia, no valor total de R\$ 300.000, emitidas em 12 de fevereiro de 2014; e

- 1ª emissão de notas promissórias comerciais quirografárias da Companhia, no valor total de R\$750.000, emitidas em 30 de março de 2015.

As informações detalhadas dessas operações podem ser vistas no item 18.10 deste Formulário de Referência.

a. como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

Os Diretores da Companhia, neste ato, declaram que os recursos das ofertas foram utilizados conforme a destinação de recursos informada nos respectivos documentos: (i) os recursos resultantes da 1ª emissão de debêntures foram utilizados para investimentos nos ativos de geração de energia, (ii) os recursos resultantes da 2ª emissão de debêntures foram utilizados para investimentos gerais da companhia, (iii) os recursos resultantes da 3ª emissão de debêntures foram utilizados para refinanciamento parcial da 1ª emissão de debêntures da companhia, e (iv) os recursos resultantes da 1ª emissão de notas promissórias foram utilizados para liquidação de parte das debêntures da 2ª emissão de debêntures, e para investimentos em projetos da emissora.

Os investimentos citados foram principalmente os vinculados à construção da UHE Santo Antônio do Jari, UHE Cachoeira Caldeirão e UHE São Manoel.

b. se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

Nossos Diretores entendem que não houve qualquer desvio entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação.

c. caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Não aplicável.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

10.8. Os diretores devem descrever os itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia

(valores apresentados em milhares de Reais)

a) os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial

Os Diretores destacam que os valores apresentados abaixo referem-se ao montante Consolidado do Grupo EDP – Energias do Brasil., atualizados com as respectivas taxas projetadas e ajustados ao valor presente pela taxa de 8,90% que representa o custo médio de capital (WACC) do Grupo EDP – Energias do Brasil.

i. arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos;

Os Diretores apresentam os seguintes montantes:

	30/06/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
Arrendamentos operacionais passivos	84.431	6.291	54.180	71.337

ii. carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos

Os Diretores salientam que não existem carteiras de recebíveis não registradas nas Demonstrações Financeiras da Companhia e de suas controladas para o período findo em 30 de junho de 2015 e para os exercícios findos em 2014, 2013 e 2012.

iii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços

Os Diretores apresentam os seguintes montantes:

	30/06/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
Obrigações de compra com: (i) materiais; (ii) serviços; (iii) energia; (iv) encargos de conexão e transporte de energia; e (v) comercialização de energia	41.951.123	39.729.488	39.418.701	38.909.303

iv. contratos de construção não terminada

Os Diretores salientam que não existem contratos de construção não terminados não registrados nas Demonstrações Financeiras da Companhia e de suas controladas para o período findo em 30 de junho de 2015 e para os exercícios findos em 2014, 2013 e 2012.

v. contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Os Diretores salientam que não existem contratos de recebimento futuro de financiamentos não registrados nas Demonstrações Financeiras da Companhia e de suas controladas para o período findo em 30 de junho de 2015 e para os exercícios findos em 2014, 2013 e 2012.

b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Os Diretores destacam que, adicionalmente aos montantes destacados acima, a Companhia e suas controladas possuem montantes de Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures conforme demonstrado abaixo:

	30/06/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	1.612.244	619.693	1.060.761	4.280.828

10. Comentários dos diretores / 10.9 - Outros fatores com influência relevante**10.9. Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.8.****a. como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor**

Os Diretores destacam que os montantes apresentados no item 10.8 são compromissos futuros assumidos junto à fornecedores, prestadores de serviços, instituições financeiras e etc. e, quando houver a realização do serviço, recebimento dos produtos ou mercadorias, ou a competência dos juros, os montantes em questão serão registrados nas demonstrações financeiras do emissor afetando, principalmente, os custos e despesas operacionais e as despesas financeiras.

b. natureza e o propósito da operação

Os Diretores destacam que os montantes mencionados no item 10.8 refletem essencialmente acordos e compromissos necessários para o decurso normal da atividade operacional da Companhia e suas controladas, inclusive aqueles compromissos contratuais que ultrapassam a data final da concessão.

c. natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação

Os montantes envolvidos e as naturezas das operações encontram-se destacados no item 10.8.