

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2017

MENSAGEM DO VICE-PRESIDENTE

No ano de 2017, a EDP Espírito Santo manteve sua estratégia de melhoria na qualidade do serviço, reforço da eficiência, combate às perdas e inadimplência e na execução do seu plano de investimentos, com foco na satisfação do cliente. Esta estratégia foi desenvolvida buscando o equilíbrio entre clientes, fornecedores, colaboradores, acionistas e sociedade em geral.

Foi um ano bastante desafiador, com a retração econômica e degradação dos indicadores sociais foi necessário intensificar as ações com resultados efetivos que podem ser observados com a reversão da tendência de aumento da inadimplência e contenção das perdas e fraudes. Foram realizados investimentos com foco na ampliação da telemedição de clientes, substituição de medidores obsoletos e na construção de redes anti-furto. Como resultado as perdas não técnicas na baixa tensão apresentaram queda de 1,56 p.p. em relação a 2016.

Com sinais de retomada do cenário econômico, registramos um aumento de 1,7% no número de clientes em relação a 2016 representando 26 mil novos clientes conectados à rede de distribuição de energia da companhia. No entanto, a paralização de um grande consumidor induziu a redução do volume de energia distribuída em 0,7% em relação ao consumo de energia de 2016.

Reforçamos os investimentos na rede de Distribuição, no combate às perdas e novas tecnologias. Os investimentos líquidos totalizaram R\$ 298,7 milhões, 27,5% acima dos montantes de 2016, destinados principalmente ao reforço do sistema elétrico, com foco em projetos de redes protegidas e religadores automáticos, os quais garantem maior confiabilidade e eficiência ao fornecimento de energia elétrica. O reconhecimento veio na pesquisa da ABRADÉE de Satisfação do Cliente (ISQP), onde a companhia manteve o mesmo índice de satisfação de 2016.

Na continuidade da busca de eficiência, produtividade e qualidade na execução, a EDP Espírito Santo, de modo pioneiro, iniciou a utilização de robôs de primeira geração que são capazes de automatizar processos manuais e repetitivos. Além disso, manteve as iniciativas de aplicação de metodologias de Orçamento Base Zero buscando a sustentabilidade das ações de aumento da eficiência operacional e da produtividade, permitindo que os custos operacionais e a PDD tenham ficado abaixo da inflação.

Outro fato importante foi o Reajuste Tarifário e em relação a tarifa praticada atualmente, o efeito percebido pelos clientes foi um aumento médio de 9,34%, que considera o maior reconhecimento de perdas e também a redução dos custos de compra de energia. Por fim, todos estes resultados foram obtidos sem acidentes com afastamento pelo segundo ano consecutivo demonstrando uma melhoria dos indicadores e o nosso compromisso com a segurança, que é o nosso valor fundamental.

As conquistas foram importantes mas permanecem os desafios de manutenção da trajetória de mais eficiência, melhoria contínua e excelência na gestão para atender as expectativas de nossos clientes, colaboradores, sociedade e acionistas.

Michel Nunes Itkes
Vice-presidente de Operação da Distribuição da EDP Brasil

A COMPANHIA

A EDP Espírito Santo, empresa de capital aberto, com sede em Vitória, Estado do Espírito Santo e controlada pela EDP - Energias do Brasil S.A. desde novembro de 2002, sendo sua subsidiária integral, a partir de abril de 2005.

A EDP Espírito Santo atende a 70 dos 78 municípios do Estado do Espírito Santo, numa área de 41.241 km², aproximadamente 90% do Estado e a 94% da população total, o que corresponde a 3,8 milhões de habitantes. A concessão tem vigência até 16 de julho de 2025, podendo ser renovada por mais 30 anos, conforme Decreto Executivo de 17 de julho de 1995, outorgada pela União Federal.

CENÁRIO MACROECONÔMICO

Em 2017, a economia do Espírito Santo deu sinais de recuperação após dois anos de crise. A indústria retomou a produção, mesmo que uma de suas principais empresas - do segmento de mineração - tenha permanecido com as atividades paralisadas, após grave acidente ambiental ocorrido no final de 2015. O fim da maior seca em 80 anos no estado trouxe ânimo novo para agricultura, e teve reflexos positivos sobre a atividade econômica do estado.

O Produto Interno Bruto (PIB)¹ capixaba avançou 1,7% no acumulado do ano dos onze meses de 2017, frente a igual período de 2016, e obteve o melhor resultado dos últimos nove períodos neste tipo de comparação.

Após a crise hídrica que impactou a produção agrícola do Espírito Santo, em 2017 houve recuperação de algumas das principais lavouras. De acordo com o INCAPER/IBGE², a produção de café conilon (+18,1%) e pimenta-do-reino (+191,3%) tiveram alta, na comparação com 2016.

A indústria do estado avançou 2,3%³, de janeiro a novembro de 2017 em relação ao mesmo do ano anterior, com quatro dos cinco setores pesquisados mostrando aumento na produção. As principais contribuições positivas foram dadas pelas atividades de produtos alimentícios (13,7%) e indústrias extrativas (2,8%). O único impacto negativo foi assinalado pelo setor de produtos de minerais não-metálicos (-6,7%), sob a influência da desaceleração da construção civil.

O volume de vendas do comércio varejista ampliado cresceu 6,9% no acumulado até novembro/17, na comparação com igual período de 2016, influenciado principalmente pelo setor de veículos, motocicletas, partes e peças, com taxa de 30,7%.

Apesar dos avanços observados na economia em 2017, a criação de empregos formais ainda segue tímida. Segundo o CAGED⁴, o saldo de empregos formais no Espírito Santo - no acumulado até novembro - cresceu 0,5%, com saldo de 3,8 mil vagas. As principais contribuições positivas foram dadas pela indústria de transformação (1,9 mil vagas) e agropecuária (1,7 mil vagas).

AMBIENTE REGULATÓRIO

Alterações Regulatórias

Bandeiras Tarifárias

Instituídas em 2015, as Bandeiras Tarifárias têm como objetivo sinalizar os custos reais da produção de energia elétrica. A bandeira verde indica que o custo de produção de energia está mais baixo, não sendo aplicada nenhuma modificação nas tarifas. As bandeiras amarela e vermelha representam o aumento de custo de produção de energia, ocasião em que é aplicado um valor adicional à tarifa. Em 24 de outubro de 2017, a ANEEL apresentou a proposta de aprimoramento da metodologia das bandeiras tarifárias, com mudanças nos valores cobrados dos consumidores e inclusão de novos critérios no cálculo, como os custos relacionados ao déficit hídrico. Com a hidrôlogia desfavorável, a diretoria da agência reguladora votou, em caráter excepcional, por implementar a mudança prevista para janeiro/fevereiro de 2018 em novembro de 2017. Desta forma, os valores das bandeiras amarela e vermelha sofreram alterações: a bandeira vermelha passou a ter dois patamares, cujos adicionais são de R\$ 3,00 e de R\$ 5,00, aplicados a cada 100 kWh (quilowatt-hora) consumidos, e a bandeira amarela passou a representar custos adicionais de R\$ 1,00, aplicados a cada 100 kWh.

Governança Corporativa

Em novembro de 2017, a ANEEL regulamentou os critérios sobre a avaliação da qualidade dos sistemas de governança corporativa dos agentes de distribuição de energia elétrica. Baseada na regulação por incentivos, a norma estabelece parâmetros nos temas transparência, estrutura da alta administração, relações de propriedade, controle interno e conformidade regulatória, resultando na classificação das distribuidoras em alto, médio ou insuficiente nível de governança conforme a adesão às boas práticas enunciadas no regulamento. Além de incentivar a eficiência da gestão corporativa, a norma atua por meio de sua classificação qualitativa e quantitativa para a melhoria da qualidade do serviço prestado ao consumidor.

Revisão Tarifária Extraordinária

A ANEEL regulamentou os requisitos prévios para admissibilidade dos pedidos de Revisão Tarifária Periódica (RTE) das distribuidoras, além do procedimento administrativo necessário. A edição do normativo foi motivada pelo aumento do número de pedidos de RTE pelos concessionários e a ausência de critérios mais objetivos para a solicitação. A Resolução Normativa define os critérios mínimos de admissibilidade, tais como o fato gerador, evidência do desequilíbrio econômico-financeiro e o nexo de causalidade entre eles. Caso evidenciado os elementos mínimos de admissibilidade, a ANEEL precisaria abrir uma audiência pública específica para colher contribuições da sociedade, antes de sua deliberação.

REVISÕES TARIFÁRIAS E REAJUSTES TARIFÁRIOS

Em julho foi aprovado o reajuste tarifário anual da EDP Espírito Santo de 2017, aplicado a partir de 07 de agosto de 2017. O efeito médio percebido pelos consumidores foi de +9,34%, sendo +10,90% para os consumidores atendidos em alta e média tensão e de +8,53% para os consumidores atendidos em baixa tensão. A parcela B foi ajustada em -2,52 p.p., resultando em R\$ 796,1 milhões. Para o período tarifário, a componente Produtividade (Pd) anual do Fator X foi estabelecida em 1,15%, enquanto a componente T (Trajetória de Custos Operacionais) foi de 0%. Quanto à componente Q, referente à variação dos indicadores de qualidade do serviço DEC e FEC, foi de 0,05%. A parcela A foi definida em R\$ 2.356 milhões e os componentes financeiros, em R\$ 42,5 milhões.

MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Balanco Energético (MWh)

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

1 Fonte: IJSN. Indicador trimestral de PIB do Espírito Santo. 3º Trimestre de 2017
2 Fonte: INCAPER. Boletim da Conjuntura Agropecuária Capixaba. Outubro/2017
3 Fonte: IBGE. Pesquisa Industrial Mensal Produção Física - Regional. Novembro/2017
4 Fonte: CAGED/MTE. Novembro/2017

EDP ESPÍRITO SANTO	2017	2016
Itaipu + Proinfa	1.582.931	1.689.056
Leilão	6.278.249	7.008.546
Outros ¹	307.982	475.186
Energia em Trânsito	3.661.316	3.208.000
Total Energia Recebida	11.830.478	12.380.788
Perdas Transmissão	110.595	121.030
Perdas de Itaipu	81.026	82.620
Vendas C. Prazo	-333.603	-644.859
Ajustes C. Prazo	12.558	-9.963
Total Perdas	512.666	858.471
Energia Requerida	11.317.812	11.522.318
Suprimento	458.610	573.263
Fornecimento	5.730.137	6.141.908
Perdas e Diferenças	1.467.749	1.599.147
Energia em Trânsito	3.661.316	3.208.000
Total Energia Distribuída	11.317.812	11.522.318

(¹) Bilaterais e Compras no Curto Prazo.

Compra de Energia

A compra de energia em 2017 foi de 8.169,1 GWh, inferior em 10,9% à de 2016. Deste montante, as compras compulsórias de Itaipu e do PROINFA representam 19,4%, as compras no ACR (CCEAR e Contrato de Ajuste) 76,9%, os Contratos Bilaterais 3,0% e o Curto Prazo 0,8%.

DESEMPENHO OPERACIONAL

A EDP Espírito Santo vendeu 6.188,7 GWh para os clientes cativos, suprimento e consumo próprio no período findo em 31 de dezembro de 2017, representando uma redução de 7,8% em relação ao mesmo período do ano anterior.

A energia em trânsito, distribuída a clientes livres, totalizou 3.661,3 GWh no período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2017, apresentando um aumento de 14,1% em relação ao mesmo período do ano anterior.

A energia distribuída pela EDP Espírito Santo apresentou uma redução no volume em relação ao ano anterior de 0,7%, totalizando 9.850,0 GWh.

	Janeiro a Dezembro		Consumidores	
	2017	2016	2017	2016
Fornecimento				
Residencial	2.216.441	2.254.981	1.201.006	1.182.668
Industrial	655.462	890.090	11.163	11.470
Comercial	1.254.150	1.380.566	124.253	122.213
Rural	778.227	798.807	187.394	181.478
Outros (¹)	818.346	809.709	13.540	13.326
Consumo próprio	7.511	7.755	222	208
Total Fornecimento	5.730.137	6.141.908	1.537.578	1.511.363
Suprimento	458.610	573.263	1	1
Total Fornecimento e suprimento	6.188.747	6.715.171	1.537.579	1.511.364
Disponibilização do Sistema de Distribuição	3.661.316	3.208.000	282	230
Total Energia Distribuída	9.850.063	9.923.171	1.537.861	1.511.594
Energia de curto prazo	333.603	644.111		
Receita Operacional Líquida	10.183.666	10.567.282	1.537.861	1.511.594

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

QUALIDADE

Os indicadores DEC e FEC, apresentam-se em total conformidade com os padrões estabelecidos pela ANEEL, sendo em 2017 registradas 8,42 horas e 5,20 interrupções, respectivamente, refletindo os investimentos realizados para ações de manutenção preventiva, obras de melhoria, inovações nos ativos do sistema elétrico de distribuição e melhoria constante nos processos adotados por todas as áreas envolvidas com a operação do sistema.

Indicador	Unidade	2014	2015	2016	2017
		DEC	10,37	8,89	8,80
FEC	Horas	10,38	10,17	9,93	9,81
	Vezes	6,44	4,98	5,40	5,20
	Meta Aneel Regulatória	8,11	7,85	7,65	7,65

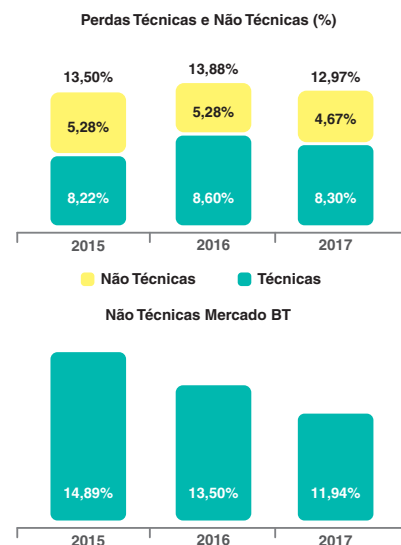
DEC = Duração Equivalente de interrupções por Clientes (horas - média cliente/ano).

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

Nota: O DEC e FEC das distribuidoras divulgados no trimestre são prévios, uma vez que o indicador final é divulgado até 30 dias após o fechamento do mês.

PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS

As perdas totais em 2017 foram de 12,97%, redução de 0,91 p.p. em relação a 2016. As perdas técnicas reduziram 0,30 p.p., passando de 8,60% para 8,30% e as perdas não técnicas fecharam o ano em 4,67%.



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2017

O desenvolvimento do projeto foi dividido em quatro etapas - 1-) Criação dos princípios e propósito com a participação de mais de 1.600 colaboradores, 2-) Campanha de comunicação e alinhamento de todos os colaboradores da EDP, 3-) A Disseminação com a realização de sessões de Multiplicação dos 12 princípios e 4-) Internalização dos Princípios nas nossas ações do dia a dia e em nossos processos. Intensificamos nosso olhar para a segurança e usamos em aplicar um novo modelo de medição dos resultados e metas, criando em todas as áreas da empresa um sentimento de responsabilidade pelo todo. Temos avançado rumo ao nosso alvo que é estar entre as empresas mais agradáveis do Mundo.

Cuidado com as pessoas

O quadro de pessoal próprio da EDP Espírito Santo, ao final de 2017, foi de 949 colaboradores e 3 colaboradores da alta direção em regime estatutário, totalizando 952. Adicionalmente contou com a participação de 2 conselheiros, 49 estagiários e 39 aprendizes. A taxa de rotatividade da EDP Espírito Santo em 2017 foi de 7,32%.

Diversidade - Igualdade na justiça e na diferença

Em 2017, o Projeto de Diversidade continuou a desenvolver iniciativas em gestão de pessoas para fomentar a igualdade entre gêneros, nacionalidades, gerações e deficientes, com objetivos e metas claras para melhorias dos indicadores relacionados a estes temas.

Desenvolvimento

O processo de capacitação é contínuo, com treinamentos que envolvem alinhamento estratégico, gestão do conhecimento e desenvolvimento individual, além de diversos cursos *on-line* e palestras de acesso livre. Todas as iniciativas nesse âmbito são alinhadas pela Universidade Corporativa EDP, que defini os temas para sustentar o crescimento da Companhia.

Universidade EDP

Promove a Educação Continuada como prática de disseminação da estratégia, fazendo a construção compartilhada do conhecimento pessoal e profissional do colaborador EDP Brasil, aperfeiçoando suas habilidades, seu desenvolvimento intelectual e estimulando seu alto desempenho, realizando a gestão do conhecimento e impulsionando assim uma cultura transformadora e inovadora, com um olhar para o humano de forma completa. A Universidade é composta pelas escolas:

- Escola de Liderança: que tem como objetivo desenvolver líderes transformadores que atuem de maneira dinâmica e inovadora explorando seu potencial e de sua equipe. Ampliando e fortalecendo a capacidade cognitiva e social do líder, desenvolvendo-o como ser humano em todas as suas dimensões.
- Escola EDP: auxilia a adaptação dos colaboradores à cultura EDP, deixando-os mais alinhados à cultura EDP e o atendimento das áreas transversais às áreas de negócio. Formação voltada a ferramentas administrativas para trabalhos do dia a dia.
- Escolas de Negócio (Distribuição, Geração, Comercialização, Transmissão e Novos Negócios): desenvolve as capacidades específicas de cada negócio, melhorando a competência técnica e retendo o conhecimento técnico e os talentos.

Carreira EDP

São bate-papos sobre carreira, conduzidos por profissional especializado de mercado e tem como objetivo de desenvolver os conceitos de carreira, junto aos colaboradores, abordando temas:

- Empoderar o colaborador como protagonista de sua carreira;
- Incentivar os colaboradores ao desenvolvimento;
- Desmistificar o tema Carreira X Tempo de Casa X Senioridade;
- Trabalhar o tema carreira de forma ampla, orientando o colaborador a pensar no tema de forma completa.
- Dar visibilidade e transparência ao tema e carreira e oportunidades internas.
- Gestores envolvidos para ajudar os colaboradores nessa jornada.

Escolas de Eletricista

Programa de qualificação profissional para formação de Eletricistas de Redes de Distribuição de Energia Elétrica, que capacita profissionais das comunidades da área de concessão da EDP. Criando-se um banco de candidatos para contratação tanto na EDP com em seus parceiros.

Programa de Estágio

É um programa de desenvolvimento para estagiários, tendo como objetivo prepará-los para o mercado de trabalho, para que possam assumir um cargo de efetivo no Grupo EDP ou qualquer outra empresa. Esse programa é composto por uma sequência de ações, que buscam desenvolver o conhecimento sobre o setor de energia, a cultura da EDP, estimulando uma visão holística e estratégica no estagiário.

Em 2017, a EDP Espírito Santo destinou R\$ 791.682 para atividades de capacitação e desenvolvimento de colaboradores, um total de 41.190 horas de treinamento, com a média de 48 horas por colaborador próprio.

Recrutamento e Seleção

Em 2017, a EDP Espírito Santo recrutou 62 novos colaboradores e também manteve em âmbito global o programa de mobilidade interna (SWITCH) para promover a mobilidade dos colaboradores entre áreas, empresas e geografias onde a EDP está presente.

Entre os principais objetivos da iniciativa estão:

- Reforçar a cultura e a partilha de conhecimento, ao promover a interação entre colaboradores com experiências pessoais e profissionais distintas;
- Aumentar a satisfação e os resultados;
- Valorizar o colaborador e reforçar as suas competências, para que possam assumir novos desafios e responsabilidades.

Programa de Incentivo à Aposentadoria

Como forma de reconhecer os colaboradores que trabalharam durante muito tempo na EDP Espírito Santo, em 2017 a EDP manteve o Plano de Incentivo à Aposentadoria criado em 2015. O objetivo é reconhecer financeiramente os colaboradores que desejam e irão se aposentar, com base nos anos trabalhados na empresa. Em 2017 referente ao programa de 2016, estes colaboradores foram

acompanhados pelo Programa Viver Bem, que incluía workshops sobre os temas: orientações motivacionais; saúde financeira e relacionamento afetivo, familiar e amigos; tornando realidade "meu" projeto de vida; e depoimentos de outros profissionais. O Programa Viver Bem continuará a ser oferecido aos colaboradores que aderiram ao PIA de 2017.

Segurança do Trabalho

Na EDP Espírito Santo a Segurança do trabalho, qual está presente no Planejamento Estratégico da EDP. Focada em seu princípio número um "A vida sempre em primeiro lugar", a Empresa possui uma Cultura totalmente engajada em segurança que busca alcançar o "zero acidente". Mais do que um conceito, segurança é uma questão de atitude na EDP Espírito Santo. Cujo a ambição é torna-se referência nacional em Segurança com Acidente Zero de colaboradores próprios, contratados e população.

A EDP Espírito Santo atua com o foco nas seguintes vertentes:

- Colaboradores próprios: visa desenvolver uma cultura de segurança que resulte no comportamento seguro e atender as legislações e normas em segurança e saúde.
- Prestadores de Serviço: gera o comprometimento dos colaboradores e gestores das empresas prestadoras de serviços com a segurança do trabalho, visando resultar no comportamento seguro e atendimento das legislações e normas pertinentes visando gerar uma consciência.
- Segurança População: promove ações que visem a segurança da população que interage na área de concessão da EDP Espírito Santo.

Desempenho

Na EDP Espírito Santo no ano de 2017, não ocorreram acidentes com afastamento, resultando nas taxas de frequência e gravidade zero.

Quanto aos prestadores de serviços no mesmo ano, aconteceram 08 acidentes com prestadoras de serviços, sendo um acidente fatal e as taxas de frequência e gravidade de 1,38 e 947 respectivamente, cuja a metodologia de cálculo adotada atende a NBR 14280.

Com a população os registros de acidentes com a população oriundos do contato com o sistema elétrico de potência, ocorreram um total de nove acidentes, sendo quatro fatais, na área de concessão da EDP no estado do Espírito Santo.

Iniciativas preventivas

A EDP Espírito Santo realiza diversas iniciativas com programas e padrões específicos com o intuito de promover atitudes preventivas que priorizem o respeito à vida na execução das atividades operacionais e administrativas. Destacamos: Diálogo de Segurança (DDS) e Reuniões Semanais - são encontros que visam contribuir com o conhecimento e compartilhamento de informações de segurança para os colaboradores;

Ações de Segurança (Inspeções de Segurança/*Safety Walk*) - foram realizadas 28.945 ações de segurança entre inspeções de segurança e *Safety Walk*.

Treinamentos Obrigatórios e Procedimentos Operacionais - 340 colaboradores operacionais passaram pelas reciclagens dos POPs e treinamentos obrigatórios.

Projeto Cultura EDP

Em 2017 a cultura EDP que possui os 12 princípios passou a fazer parte do plano de desenvolvimento dos prestadores de serviços, incorporando se aos negócios da empresa contratada, sendo que em 2017 foram treinados aproximadamente 2.160 colaboradores das empresas contratadas.

Segurança com a População - visando a prevenção de acidentes envolvendo a população foram adotadas diversas ações, como utilização de carro de som, veiculação de informações nas rádios, mensagens nas redes sociais, aplicação de banners nas frentes de trabalho, mensagens na conta de luz, criação de cartazes, mensagens nos ônibus e parcerias com CREA e hospitais.

Observações de Segurança - Foram reportados no ano de 2017 na EDP Espírito Santo 193 relatos de incidentes/situações de risco. Em consonância com valores da Cultura EDP, como responsabilidade pelo todo, a Companhia subscreve voluntariamente iniciativas nacionais e internacionais que incluem o Pacto Global; o Pacto Empresarial pela Integridade e contra a Corrupção; o Pacto Nacional pela Erradicação do Trabalho Escravo no Brasil; o *Programa Brasileiro GHG Protocol*; e o *Carbon Disclosure Project*.

Pelo 12º ano consecutivo, a EDP Espírito Santo contribuiu para manter o reconhecimento da EDP Energias do Brasil no Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&F da Bovespa (ISE Bovespa). Garantindo a melhoria contínua no desempenho Socioambiental no índice, a EDP elaborou planos de ação junto às diferentes áreas da Companhia, cuja implementação continuou ao longo de 2017. As iniciativas envolvem temas como gestão de resíduos, biodiversidade, certificações, gestão de fornecedores e relacionamento com a comunidade.

Em 2017 a EDP Espírito Santo através do IEDP investiu cerca de R\$ 2,1 milhões de reais em iniciativas com a comunidades. Um exemplo, de programa desenvolvido durante o ano foi "Voluntariado da EDP", com participação dos colaboradores da EDP Espírito Santo, promoveu diversas ações de cidadania, beneficiando cerca de mil pessoas atendidas por organizações sociais. Destaque para os projetos "Desafio do Bem", "Parte de Nós Ambiente" e "Parte de Nós Natal", totalizando 1.638 horas de voluntariado.

Meio Ambiente

Seguindo sua Política de Inovação e Sustentabilidade, a EDP Espírito Santo direciona esforços para promover a ecoeficiência e a proteção ambiental, questões que analisa de maneira pragmática. Para isso, atua com transparência e responsabilidade, assumindo compromissos de gestão ambiental e metas de melhoria.

A Empresa adota processos e procedimentos que avaliam, mitigam e compensam os impactos socioeconômicos e ambientais de seus projetos e atividades, com destaque para os recursos hídricos e mudanças climáticas, adequando-se a normas nacionais e internacionais de responsabilidade social corporativa, gestão ambiental e saúde e segurança operacional.

A EDP Espírito Santo conta com três subestações certificadas pela ISO 14.001. E realizou investimento em ações de meio ambiente no total de R\$ 5,96 milhões durante o ano.

BALANÇO SOCIAL ANUAL | FORMULÁRIO IBASE

1 - Base de Cálculo	2017 (R\$ mil)			2016 (R\$ mil)		
Receita líquida (RL)	2.953.118,00			2.776.522,00		
Resultado operacional (RO)	292.749,00			275.370,00		
Folha de pagamento bruta (FPB)	109.235,00			101.142,00		
2 - Indicadores Sociais Internos	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL
Alimentação	14.044,72	13%	0%	13.336,12	13,19%	0,48%
Encargos sociais compulsórios	27.211,09	26%	1%	26.051,94	25,76%	0,94%
Previdência privada	3.774,79	4%	0%	4.412,51	4,36%	0,16%
Saúde	10.106,88	9%	0%	8.791,72	8,69%	0,32%
Segurança e saúde no trabalho	686,03	1%	0%	710,28	0,70%	0,03%
Educação	91,95	0%	0%	36,33	0,04%	0,00%
Cultura	-	0%	0%	-	0,00%	0,00%
Capacitação e desenvolvimento profissional	627,74	0%	0%	327,69	0,32%	0,01%
Creches ou auxílio-creche	400,10	0%	0%	346,25	0,34%	0,01%
Participação nos lucros ou resultados	11.965,32	11%	0%	11.085,20	10,96%	0,40%
Programa de Desligamento Voluntário - PDV	-	0%	0%	-	0,00%	0,00%
Outros	849,72	1%	0%	977,36	0,97%	0,04%
Total - Indicadores sociais internos	69.758,32	65%	2%	66.198,78	65,45%	2,38%
3 - Indicadores Sociais Externos	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL
Educação	917,00	0%	0%	885,00	0,32%	0,03%
Cultura	992,40	0%	0%	1298,00	0,47%	0,05%
Saúde e saneamento	150,00	0%	0%	77,00	0,03%	0,00%
Esporte	100,00	0%	0%	244,10	0,09%	0,01%
Combate à fome e segurança alimentar	-	0%	0%	0,00	0,00%	0,00%
Outros	39,30	0%	0%	305,10	0,11%	0,01%
Total das contribuições para a sociedade	2.198,70	1%	0%	2809,20	1,02%	0,10%
Tributos (excluídos encargos sociais)						
Total - Indicadores sociais externos						
4 - Indicadores Ambientais	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL
Investimentos relacionados com a produção/ operação da empresa	2.689,00	1%	0%	7.295,49	3%	0%
Investimentos em programas e/ou projetos externos		0%	0%		0%	0%
Total dos investimentos em meio ambiente*	2.689,00	1%	0%	7.295,49	3%	0%
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa	<input type="checkbox"/> não possui metas <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50% <input type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%			<input type="checkbox"/> não possui metas <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50% <input type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%		

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2017

5 - Indicadores do Corpo Funcional	2017			2016		
Nº de empregados(as) ao final do período	952			956		
Nº de admissões durante o período	68			99		
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	3312			2861		
Nº de estagiários(as)	49			47		
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	ND			ND		
Nº de mulheres que trabalham na empresa	231			225		
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	14%			15%		
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	44			45		
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	0,30%			4%		
Nº de pessoas com deficiência ou necessidades especiais	28			27		
6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial	2017			2016		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	24,65			6%		
Número total de acidentes de trabalho	0			3		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	() direção	(x) direção e gerências	() todos empregados	() direção	(x) direção e gerências	() todos empregados
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	(x) direção e gerências	() todos empregados	() todos + Cipa	(x) direção e gerências	() todos empregados	() todos + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	() não se envolve	(x) segue as normas da OIT	() incentiva e segue a OIT	() não se envolve	(x) segue as normas da OIT	() incentiva e segue a OIT
A previdência privada contempla:	() direção	() direção e gerências	(x) todos empregados	() direção	() direção e gerências	(x) todos empregados
A participação dos lucros ou resultados contempla:	() direção	() direção e gerências	(x) todos empregados	() direção	() direção e gerências	(x) todos empregados
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	() não são considerados	() são sugeridos	(x) são exigidos	() não são considerados	() são sugeridos	(x) são exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	() não se envolve	() apoia	(x) organiza e incentiva	() não se envolve	() apoia	(x) organiza e incentiva
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (na empresa, no procon, na justiça)	na empresa:	no Procon:	na Justiça:	na empresa:	no Procon:	na Justiça:
	47.610	412	4.355	44.829	3.622	4.355
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa:	no Procon:	na Justiça:	na empresa:	no Procon:	na Justiça:
	99,00%	100,00%	28,13%	99,34%	100,00%	48,23%
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	2.254.967,00			2.324.694,00		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	governo: 78,3% acionistas: 3,5% colaboradores: 5,5% retido: 2,2% terceiros: 10,5%			governo: 77,2% acionistas: 2,7% colaboradores: 4,6% retido: 6,4% terceiros: 9,1%		

7 - Outras Informações

N/A - Não Aplicável.

*Nota: Os investimentos em programas e/ou projetos externos são contabilizados de forma integrada aos investimentos de operação/produção

AUDITORES INDEPENDENTES

Nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia firmou contrato com a PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes (PwC), em fevereiro de 2016, para prestação de serviços de auditoria de suas demonstrações contábeis, bem como a revisão de informações contábeis intermediárias relativas aos exercícios de 2016 e 2017. A PwC iniciou a prestação de serviços em abril de 2016.

Em 2016, a PwC e suas afiliadas não prestaram nenhum serviço adicional à auditoria independente que superasse em 5% o valor contratado.

A política de atuação da Companhia, bem como das demais empresas do Grupo EDP, quanto à contratação de serviços não-relacionados à auditoria junto à empresa de auditoria, se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor independente. Estes princípios consistem, de acordo com princípios internacionalmente aceitos, em: (a) o auditor não deve auditar

o seu próprio trabalho; (b) o auditor não deve exercer funções gerenciais no seu cliente; e (c) o auditor não deve promover os interesses de seu cliente.

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Conforme requerido pelo artigo 25 da instrução CVM nº 480/09, e posteriores alterações, declaramos que revisamos e concordamos com as demonstrações financeiras e também com os Relatórios dos Auditores Independentes emitidos sobre as respectivas Demonstrações Financeiras para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016. Estas foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e o *International Financial Reporting Standards* ("IFRS") emitidas pelo *International Accounting Standards Board* ("IASB").

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM

(Em milhares de reais)

	Nota	31/12/2017	31/12/2016		Nota	31/12/2017	31/12/2016
ATIVO				PASSIVO			
Circulante				Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	185.371	237.848	Fornecedores	14	385.501	303.323
Consumidores e concessionárias	6	658.063	583.153	Impostos e contribuições sociais	8	142.599	107.220
Ativos financeiros setoriais	7	53.429	57.517	Dividendos	15	67.680	53.598
Impostos e contribuições sociais	8	142.985	48.208	Debêntures	16	43.612	16.671
Tributos diferidos	9		2.566	Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	172.681	146.771
Cauções e depósitos vinculados	11	73	80	Benefícios pós-emprego	18	37.042	33.095
Outros créditos	12	59.290	46.329	Encargos Setoriais	19	97.532	96.651
Total do Ativo Circulante		1.099.211	975.701	Provisões	20	5.782	3.197
Não circulante				Passivos financeiros setoriais	7	22.597	36.816
Consumidores e concessionárias	6	38.672	42.573	Outras contas a pagar	12	55.506	61.235
Ativos financeiros setoriais	7	44.208	12.701	Total do Passivo Circulante		1.030.532	858.577
Ativo financeiro indenizável	13.1	1.177.831	1.027.840	Não circulante			
Impostos e contribuições sociais	8	39.080	29.898	Impostos e contribuições sociais	8	115.624	18.045
Tributos diferidos	9	259.113	212.522	Tributos diferidos	9	6	
Cauções e depósitos vinculados	11	81.000	84.264	Debêntures	16	449.501	295.469
Outros Créditos	12	2.996	4.491	Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	317.782	397.557
		1.642.900	1.414.289	Benefícios pós-emprego	18	733.592	587.869
Propriedades para investimentos		908	909	Encargos Setoriais	19		3.603
Imobilizado		470	378	Provisões	20	103.347	77.006
Intangível	13.2	844.049	816.336	Passivos financeiros setoriais	7	43.862	17.380
		845.427	817.623	Outras contas a pagar	12	1.392	467
Total do Ativo Não circulante		2.488.327	2.231.912	Total do Passivo Não circulante		1.765.106	1.397.396
TOTAL DO ATIVO		3.587.538	3.207.613	PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
				Capital social	21.1	650.572	650.572
				Reservas de capital	21.3	20.615	20.615
				Reservas de lucros	21.3	497.004	585.551
				Outros resultados abrangentes	21.4	(376.291)	(305.098)
				Total do Patrimônio líquido		791.900	951.640
				TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		3.587.538	3.207.613

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

	Nota	2017	2016
Receitas	22	2.953.118	2.776.522
Custo do serviço de energia elétrica	23		
Custo com energia elétrica		(1.810.333)	(1.658.105)
Custo de operação		(352.095)	(331.150)
Custo do serviço prestado a terceiros		(299.688)	(235.257)
		(2.462.116)	(2.224.512)
Lucro bruto		491.002	552.010
Despesas e Receitas operacionais	23		
Despesas com vendas		(42.642)	(41.821)
Despesas gerais e administrativas		(101.733)	(95.232)
Outras despesas e receitas operacionais		(53.878)	(52.063)
		(198.253)	(189.116)
Lucro antes do resultado financeiro e tributos		292.749	362.894
Resultado financeiro	24		
Receitas financeiras		84.699	119.191
Despesas financeiras		(227.939)	(206.715)
		(143.240)	(87.524)
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		149.509	275.370
Tributos sobre o lucro	25		
Imposto de renda e contribuição social correntes		(31.291)	(69.678)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		10.348	7.798
		(20.943)	(61.880)
Lucro líquido do exercício		128.566	213.490
Resultado por ação atribuível aos acionistas	26		
Resultado básico/diluído por ação (reais/ações)			
ON		21,87985	36,33254

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)

	2017	2016
Geração do valor adicionado	4.840.374	4.662.982
Receita operacional	4.560.533	4.295.588
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD	(42.642)	(41.821)
Receita de construção	298.718	234.302
Atualização do Ativo financeiro indenizável	13.816	169.202
Outras receitas	9.949	5.711
(-) Insumos adquiridos de terceiros	(2.577.187)	(2.338.288)
Custos da energia comprada	(1.732.132)	(1.671.320)
Encargos de uso da rede elétrica	(256.688)	(148.378)
Materiais	(14.585)	(12.836)
Serviços de terceiros	(177.567)	(176.681)
Custo com construção da infraestrutura	(298.718)	(234.302)
Outros custos operacionais	(97.497)	(94.771)
Valor adicionado bruto	2.263.187	2.324.694
Retenções		
Depreciações e amortizações	(106.446)	(98.111)
Valor adicionado líquido produzido	2.156.741	2.226.583
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	98.226	119.199
Valor adicionado total a distribuir	2.254.967	2.345.782
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal		
Remuneração direta	86.740	76.298
Benefícios	28.878	25.506
FGTS	8.111	7.084
Impostos, taxas e contribuições		
Federais	843.269	866.008
Estaduais	921.355	942.883
Municipais	1.651	1.353
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	232.527	209.657
Aluguéis	3.870	3.503
Remuneração de capital próprio		
Juros sobre capital próprio	79.623	63.057
	2.206.024	2.195.349
Lucros retidos	48.943	150.433
	2.254.967	2.345.782

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

(Em milhares de reais)

	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2015	650.572	20.615	508.845	(213.844)	-	966.188
Dividendo adicional aprovado - AGO de 13/04/2016			(73.727)			(73.727)
Lucro líquido do exercício					213.490	213.490
Destinação do lucro:						
Constituição de reserva legal			10.674		(10.674)	-
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE			2.269		(2.269)	-
Dividendos intermediários (JSCP)					(63.057)	(63.057)
Lucros retidos a deliberar			137.490		(137.490)	-
Outros resultados abrangentes						
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego				(138.264)		(138.264)
Imposto de renda e contribuição social diferidos				47.010		47.010
Saldos em 31 de dezembro de 2016	650.572	20.615	585.551	(305.098)	-	951.640
Saldos em 31 de dezembro de 2016	650.572	20.615	585.551	(305.098)	-	951.640
Dividendo adicional aprovado - AGO de 11/04/2017			(137.490)			(137.490)
Lucro líquido do exercício					128.566	128.566
Destinação do lucro:						
Constituição de reserva legal			6.428		(6.428)	-
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE			3.736		(3.736)	-
Dividendos intermediários (JSCP)					(79.623)	(79.623)
Lucros retidos a deliberar			38.779		(38.779)	-
Outros resultados abrangentes						
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego				(107.869)		(107.869)
Imposto de renda e contribuição social diferidos				36.676		36.676
Saldos em 31 de dezembro de 2017	650.572	20.615	497.004	(376.291)	-	791.900

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

1 Contexto operacional

A EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. (Companhia ou EDP Espírito Santo), anteriormente denominada Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. - ESCELSA, é uma sociedade anônima de capital aberto, concessionária de serviço público de energia elétrica, controlada integral da EDP - Energias do Brasil S.A. (EDP - Energias do Brasil), com sede no município de Vitória - ES. A Companhia detém o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica nº 001/95 - ANEEL, pelo prazo de 30 anos, válido até julho de 2025, e atua em 70 dos 78 municípios no Estado do Espírito Santo (90% da área total do Estado), sendo que, dentro dos 41.241 km² da área de concessão, a Companhia atende a 94% dos consumidores do Estado, tendo suas atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

A alteração da denominação social de "Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. - ESCELSA" para "EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A." foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária - AGE da Companhia realizada em 17 de março de 2017.

2 Concessão

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

Concedente: fiscalização do cumprimento do contrato; garantir a prestação do serviço de forma adequada; prorrogar o prazo do contrato, se for necessário, para garantir a qualidade do atendimento a custos adequados; reajustar as tarifas para garantir o equilíbrio econômico-financeiro do contrato; e quando receber a concessão deverá indenizar, conforme disposto na lei, as

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)

	2017	2016
Lucro líquido do exercício	128.566	213.490
Outros resultados abrangentes		
Perdas atuariais - Benefícios pós-emprego	(107.869)	(138.264)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	36.676	47.010
Resultado abrangente do exercício	57.373	122.236

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)

	Nota	2017	2016
Fluxo de caixa das atividades operacionais			
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		149.509	275.370
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais			
PIS e COFINS diferidos		2.999	(24.021)
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		42.642	41.821
Valor justo do ativo financeiro indenizável		(13.816)	(169.202)
Depreciações e amortizações		100.182	93.203
Ganhos e perdas na alienação de bens e direitos		34.858	34.735
Ativos e passivos financeiros setoriais		(1.413)	(12.581)
Fornecedores - atualização monetária - Energia livre		4.913	6.118
Encargos de dívidas e variações monetárias sobre empréstimos, financiamentos e debêntures		92.255	112.896
Provisão para plano de benefícios pós-emprego		76.188	59.563
Provisões (reversões) e atualizações monetárias cíveis, fiscais e trabalhistas		44.473	28.109
Provisões para licenças ambientais - atualização monetária			8
Ajuste a valor presente		(862)	7.690
Encargos setoriais - provisão e atualização monetária		17.604	13.020
Cauções e depósitos vinculados a litígios - atualização monetária		(5.042)	(2.916)
Impostos e contribuições sociais - atualização monetária		4.800	(1.093)
Outros			50
		549.290	462.770

(Aumento) diminuição de ativos operacionais

Consumidores e concessionárias	(112.789)	24.862
Ativos financeiros setoriais	(5.471)	223.491
Impostos e contribuições sociais compensáveis	(54.233)	62.108
Cauções e depósitos vinculados	8.313	(4.062)
Outros ativos operacionais	(20.187)	59.163
	(184.367)	365.562

Aumento (diminuição) de passivos operacionais

Fornecedores	77.265	(127.289)
Passivos financeiros setoriais	(8.272)	37.036
Outros tributos e contribuições sociais	89.724	(104.330)
Benefícios pós-emprego	(34.387)	(33.770)
Encargos Setoriais	(20.326)	(37.365)
Provisões	(15.547)	(16.023)
Outros passivos operacionais	(5.427)	(24.651)
	83.030	(306.392)

Caixa proveniente das atividades operacionais

Imposto de renda e contribuição social pagos

Caixa líquido proveniente das atividades operacionais

Fluxo de caixa das atividades de investimento

Adições ao Intangível

Alienação de bens e direitos

Caixa líquido aplicados nas atividades de investimento

Fluxo de caixa das atividades de financiamento

Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos

Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures

Amortização do principal de empréstimos, financiamentos e debêntures

Pagamentos de encargos de dívidas

Caixa líquido aplicados nas atividades de financiamento

(Redução) aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício

Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado - DVA, preparada de acordo com o CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações financeiras. A Administração avaliou a capacidade da Companhia em continuar operando normalmente e está convencida de que ela possui recursos para dar continuidade a seus negócios no futuro. Adicionalmente, a Administração da Companhia não tem conhecimento de nenhuma incerteza material que possa gerar dúvidas significativas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, estas demonstrações financeiras foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

A Administração da Companhia afirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas e que correspondem às utilizadas por ela na sua gestão.

A Diretoria da Companhia autorizou a emissão das demonstrações financeiras em 24 de janeiro de 2018.

3.2 Práticas contábeis

As práticas contábeis relevantes da Companhia estão apresentadas nas notas explicativas próprias aos itens a que elas se referem.

3.3 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor e determinados ativos e passivos financeiros foram mensurados ao valor justo.

3.4 Uso de estimativa e julgamento

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

Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em exercícios subsequentes, podem diferir dessas estimativas, devido a imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Companhia revisa as estimativas e premissas pelo menos trimestralmente, exceto quanto ao Plano de benefícios pós-emprego que é revisado semestralmente e a redução ao valor recuperável que é revisada conforme critérios detalhados na nota 3.6.

As principais estimativas que representam risco significativo com probabilidade de causar ajustes materiais ao conjunto das demonstrações financeiras, nos próximos exercícios, referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de: Análise da redução ao valor recuperável (Nota 3.6); Fornecimento não faturado (Nota 6); Transações realizadas no âmbito da CCEE (Notas 6 e 14.2); Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD (Nota 6.3); Ativos e passivos financeiros setoriais (Nota 7); Recuperação do imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais, bases negativas e diferenças temporárias (Nota 9); Ativo financeiro indenizável (Nota 13.1); Planos de benefícios pós-emprego (Nota 18); Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas (Nota 20.1); e Mensuração a valor justo de instrumentos financeiros (Nota 27.1.2).

3.5 Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o Real e as demonstrações financeiras estão sendo apresentadas em reais, arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

3.6 Redução ao valor recuperável

A Administração da Companhia revisa o valor contábil líquido de seus ativos com objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas para determinar se há alguma indicação de que tais ativos sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante dessa perda, sendo a mesma reconhecida em contrapartida do resultado.

Uma perda do valor recuperável anteriormente reconhecida é revertida caso tiver ocorrido uma mudança nos pressupostos utilizados para determinar o valor recuperável do ativo, sendo a mesma também reconhecida no resultado.

Ativo financeiro

São avaliados quando há evidências de perdas não recuperáveis e ao final de cada exercício, exceto para Consumidores e concessionárias (Nota 6.3) 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. A Companhia considera evidências de perda de valor recuperável por classe de consumidor e, dependendo da relevância, a nível individual.

Ativo não financeiro

O teste de recuperabilidade dos ativos é efetuado pelo menos anualmente, ou com maior periodicidade se a Administração da Companhia identificar que houve indicações de perdas não recuperáveis no valor contábil líquido dos ativos não financeiros, ou que ocorreram eventos ou alterações nas circunstâncias que indicassem que o valor contábil pode não ser recuperável.

O valor recuperável é determinado com base no valor em uso dos ativos, sendo calculado com recurso das metodologias de avaliação, suportado em técnicas de fluxos de caixa descontados, considerando as condições de mercado, o valor temporal e os riscos de negócio.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2017, após proceder ao teste de recuperabilidade dos ativos não financeiros, a Administração concluiu que o valor contábil líquido registrado dos ativos é recuperável e, portanto, não houve necessidade de registro de provisão para redução ao valor recuperável.

3.7 Adoção às normas de contabilidade novas e revisadas

Mantendo o processo permanente de revisão das normas de contabilidade o IASB e, conseqüentemente, o CPC emitiram novas normas e revisões às normas já existentes.

3.7.1 Normas e interpretações novas já emitidas pelo IASB e ainda não adotadas pela Companhia**IFRIC 23 - Imposto de Renda - Contabilização de Incertezas sobre tratamentos fiscais (com efeito a partir de 1º de janeiro de 2019)**

O IFRS emitiu em junho de 2017 a IFRIC 23, que procura esclarecer a contabilização de posições fiscais que ainda não foram aceitas pelas autoridades fiscais. Muitas vezes não é claro como uma legislação tributária aplica-se a uma transação ou a uma circunstância específica. Neste contexto surge a questão de como os impactos fiscais deveriam ser reconhecidos nas demonstrações financeiras se existir incertezas em relação a opção do tratamento fiscal feito na declaração de imposto de renda. Para essa análise é necessário avaliar se é provável que a autoridade fiscal aceitará o tratamento fiscal escolhido pela entidade: (i) se sim, a mesma deverá reconhecer o valor nas demonstrações financeiras conforme a declaração de imposto de renda e considerar a divulgação de informações adicionais sobre a incerteza do tratamento fiscal escolhido; (ii) se não, a entidade deverá reconhecer um valor diferente em suas demonstrações financeiras em relação à declaração de imposto de renda de forma a refletir a incerteza do tratamento fiscal escolhido.

A Administração da Companhia está avaliando os possíveis impactos quando da adoção da referida norma.

3.7.2 Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas pelo CPC e ainda não adotadas pela Companhia**CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente (com efeito a partir de 1º de janeiro de 2018)**

Em dezembro de 2016 foi emitido o CPC 47 em correlação à norma IFRS 15. Esta norma introduziu um novo modelo para o reconhecimento de receitas provenientes dos contratos com clientes. A mesma enfatiza o reconhecimento da receita como a transferência do controle de bens ou serviços aos clientes, em lugar do princípio da transferência de riscos e benefícios, considerando qual montante espera ser capaz de trocar por aqueles bens ou serviços e quando a receita deve ser reconhecida. O CPC 47, em geral, deverá ser aplicado retrospectivamente a partir de 1º de janeiro de 2018 e substituirá o CPC 30 (R1) - Receitas (IAS 18), o CPC 17 (R1) - Contratos de Construção (IAS 11) e as interpretações relacionadas.

A Companhia identificou a necessidade de reclassificação de determinadas penalidades por *performance* que, atualmente, são classificadas na demonstração do resultado como despesas operacionais e passarão a ser classificadas como itens redutores das receitas no exercício de 2017, com efeito estimado no valor de R\$4.809 quando apresentado de forma comparativa com as demonstrações financeiras para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2018.

Não há expectativa de outros impactos significativos devido a adoção desta norma para reconhecimento da receita considerando que as vendas de energia são registradas na CCEE no momento em que ocorrem e são consumidas pelos Clientes instantaneamente.

CPC 48 - Instrumentos Financeiros (com efeito a partir de 1º de janeiro de 2018)

Em dezembro de 2016 foi emitido o CPC 48 em correlação à norma IFRS 9. Esta norma substituirá o CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração (IAS 39) e traz como principais modificações: (i) requerimentos de *impairment* para ativos financeiros passando para o modelo híbrido de perdas esperadas e incorridas, em substituição ao modelo atual de perdas incorridas; (ii) novos critérios de classificação e mensuração de ativos financeiros; e (iii) torna os requisitos para contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) menos rigorosos. O CPC 48, em geral, deverá ser aplicado retrospectivamente, a partir de 1º de janeiro de 2018.

A administração revisou seus ativos e passivos financeiros e espera o seguinte impacto da adoção da nova norma a partir de 1º de janeiro de 2018:

(i) No que se refere ao novo modelo de *impairment* para ativos financeiros, a Administração espera um aumento de cerca de 7% na PECLD e uma redução de cerca de 2% na rubrica Consumidores e Concessionárias.

(ii) Em relação à classificação e mensuração dos ativos financeiros, a Companhia identificou a alteração de classificação nas rubricas relacionadas abaixo. A Administração acredita que a alteração na classificação não impactará a mensuração dos itens não havendo, assim, impacto nos lucros acumulados.

	<u>Classificação CPC 38</u>	<u>Classificação CPC 48</u>
Ativo financeiro indenizável	Disponível para venda	Valor justo por meio do resultado
Cauções e depósitos vinculados	Ativos mantidos até o vencimento	Custo amortizado
Bancos conta movimento		
(Caixa e Equivalentes de caixa)	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Consumidores e concessionárias	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Partes relacionadas (Outros créditos)	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Ativos financeiros setoriais	Disponível para venda	Custo amortizado

(iii) Em relação à contabilidade de *hedge*, as novas regras não impactarão a Companhia devido a ausência desta modalidade de instrumento financeiro.

CPC 06 (R2) - Operações de Arrendamento Mercantil (com efeito a partir de 1º de janeiro de 2019)

Em dezembro de 2017 foi emitido o CPC 06 (R2), em correlação à norma IFRS 16, que introduziu novas regras para as operações de arrendamento mercantil. O objetivo é garantir que arrendatários e arrendadores forneçam informações relevantes de modo que representem fielmente essas transações. O CPC 06 (R2) requer que os arrendatários passem a reconhecer o passivo dos pagamentos futuros e o direito de uso do ativo arrendado para praticamente todos os contratos de arrendamento mercantil, incluindo os operacionais, porém foram criadas isenções opcionais para arrendamentos de curto prazo e de baixo valor. Os critérios de reconhecimento e mensuração dos arrendamentos nas demonstrações financeiras dos arrendadores ficam substancialmente mantidos. O CPC 06 (R2), em geral, deverá ser aplicado retrospectivamente a partir de 1º de janeiro de 2019 e substituirá o CPC 06 (R1) - Operações de Arrendamento Mercantil (IAS 17) e correspondentes interpretações.

Esta norma irá impactar o registro das operações de arrendamento mercantil operacional que a Companhia possui em aberto. Conforme descrito na nota 29.1, a Companhia possui R\$29.333, ajustados a valor presente, em compromissos com arrendamento mercantil operacional, que estão contemplados no escopo da referida norma. No entanto, a Administração ainda

não avaliou quais outros ajustes, se houver, são necessários, por exemplo, com o tratamento diferente de pagamentos de arrendamento variável e de opções de extensão e rescisão. Por conseguinte, ainda não é possível estimar o montante dos ativos de direito de utilização e os passivos de locação que terão de ser reconhecidos na adoção da nova norma e como isso pode afetar o resultado das demonstrações financeiras e a classificação dos fluxos de caixa futuros.

Revisão de Pronunciamentos Técnicos do CPC nº 12/17 (com efeito a partir de 1º de janeiro de 2018)

O documento estabelece alterações a Interpretações e Pronunciamentos Técnicos, principalmente, em relação a: (i) Edição do CPC 47; (ii) Edição do CPC 48; (iii) Alteração na classificação e mensuração de transações de pagamento baseado em ações do CPC 10; (iv) Alteração na transferência da propriedade para investimento do CPC 28; e (v) Alterações anuais procedidas pelo IASB do Ciclo 2014 - 2016. A Administração acredita que esta revisão não gerará efeitos relevantes nos montantes reportados nas demonstrações financeiras.

ICPC 21 - Transação em Moeda Estrangeira e Adiantamento (com efeito a partir de 1º de janeiro de 2018)

Esta interpretação esclarece que a data da transação, para determinar a taxa de câmbio a utilizar no reconhecimento inicial do item relacionado ao pagamento ou adiantamento, deve ser a data em que a entidade reconhece inicialmente o ativo ou passivo não monetário decorrente da contraprestação antecipada. Caso haja múltiplos pagamentos ou adiantamentos, a entidade deve determinar a data da transação para cada pagamento ou recebimento. A Administração acredita que esta interpretação não gerará efeitos relevantes nos montantes reportados nas demonstrações financeiras.

3.7.3 Normas e interpretações revisadas, já emitidas pelo CPC, adotadas pela Companhia a partir de 1º de janeiro de 2017**Revisão de Pronunciamento Técnico do CPC nº 10/16**

A revisão estabeleceu alterações ao CPC 03 (R2) - Demonstração dos Fluxos de Caixa e CPC 32 - Tributos sobre o Lucro, em decorrência de esclarecimentos feitos pelo IASB sobre passivos decorrentes de atividade de financiamento e o reconhecimento de ativos fiscais diferidos sobre perdas não realizadas, respectivamente. Em relação ao CPC 03 (R2), a Companhia introduziu uma divulgação adicional que permite uma avaliação sobre as mudanças ocorridas nos passivos decorrentes das atividades de financiamento (Nota 28.1). Em relação ao CPC 32, a revisão não refletiu impactos relevantes nas demonstrações financeiras.

4 Eventos significativos no exercício**4.1 Captações e liberações de recursos**

Durante o exercício de 2017 a Companhia obteve os seguintes recursos:

Fonte	Data da liberação	Vencimento	Valor	Custo da dívida	Finalidade
BNDES - FINEM (Liberação)	fev/17	dez/24	684	IPCA + TR + 3,05% a.a. / TJLP + 3,05% a.a., Pré 6% a.a. e TJLP.	Financiamento de obras de infraestrutura da concessão
BNDES - FINEM (Liberação)	nov/17	jun/25	86.000	TJLP + 2,96% a.a. / IPCA + 3,23% a.a.	Financiamento de obras de infraestrutura da concessão
Debêntures - 5ª Emissão	abr/17	abr/22	190.000	108,75% do CDI	Capital de giro e refinanciamento para alongar o prazo médio da dívida
Debêntures - 6ª Emissão	dez/17	jan/21	120.000	107,50% do CDI	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.
			396.684		

Para mais informações sobre os recursos recebidos acima, vide notas 16 e 17.

4.2 Ministério de Minas e Energia - MME abre consultas públicas para remodelagem do setor elétrico

Em 03 de julho de 2017 o MME abriu para processo de consulta pública (nº 32/17), o relatório "Princípios para Reorganização do Setor Elétrico Brasileiro". O documento apresenta princípios para o aprimoramento da estrutura legal, institucional e regulatória do setor. Adicionalmente, em 05 de julho de 2017, o MME disponibilizou a consulta pública nº 33/17 em que apresenta diversas medidas das quais destacam-se: o ajuste legal na autoprodução, ajustes na formação de preço, redução dos limites para acesso ao mercado livre, redução de custo na transmissão e geração, separação do lastro de energia, novas diretrizes para fixação de tarifas, e medidas para afastar a judicialização no setor.

As referidas consultas públicas receberam contribuições até os dias 2 e 17 de agosto, respectivamente, sendo o Grupo EDP - Energias do Brasil elaborador de profundos estudos e simulações, que contaram com a participação de mais de 60 colaboradores, universidades, centros de pesquisa e ainda uma consultoria externa, Bain & CO, para atuar de maneira propositiva e abrangente, resultando em oito volumes de contribuições, compostos pela visão do Grupo para a reforma do setor elétrico brasileiro, seis notas técnicas temáticas e um caderno jurídico.

Com as mudanças propostas, espera-se um ambiente de negócios mais dinâmico, com expansão do mercado livre e liberdade de escolha dos clientes, sinais de preço que induzam eficiência, inserção da tecnologia na gestão dos equipamentos de rede e de produção, a expansão da oferta com mecanismo sustentável e paga por todos os agentes, e mais racionalidade econômica aos subsídios. Todos esses resultados tendem a trazer eficiência e agregar valor ao Grupo EDP - Energias do Brasil.

O Governo Federal está trabalhando na preparação de uma Medida Provisória ou de um Projeto de Lei, com vistas a implementar as alterações propostas na consulta pública.

4.3 Reajuste tarifário anual - 2017

Em 31 de julho de 2017, por meio da Resolução Homologatória ANEEL nº 2.283, a ANEEL homologou o resultado do reajuste tarifário anual aplicado pela Companhia a partir de 7 de agosto de 2017.

O efeito médio percebido pelos consumidores foi de 9,34%, sendo 10,90% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e 8,53% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão.

Durante o processo de reajuste tarifário, a ANEEL atualiza os custos regulatórios passíveis de gerenciamento pela distribuidora (Parcela "B"), enquanto os custos não gerenciáveis (Parcela "A") e os itens financeiros são atualizados com base na variação de preços verificada nos doze meses anteriores e da projeção para os doze meses subsequentes. A Parcela "B" foi reajustada em -2,52%, resultando em um saldo atualizado de R\$796.155. O IGP-M apurado para o período tarifário é de -1,33% e o Fator X de 1,20%. O Fator X é composto das parcelas "Pd" (ganhos de produtividade) de 1,15%, "T" (trajetória para adequação dos custos operacionais) de 0,00% e "Q" (incentivo à qualidade) de 0,05%.

O ajuste dos itens financeiros reconhecido pela ANEEL neste processo é de R\$42.508, referente à diferença entre os custos não gerenciáveis (energia, transporte e encargos) homologados e os efetivamente incorridos pela Companhia no período tarifário de 2016 a 2017.

Cabe destacar que neste reajuste houve um incremento de R\$200.254 nos custos de transporte referente aos novos valores de tarifas de uso do sistema de transmissão homologados por meio da Resolução Homologatória ANEEL nº 2.259/17. O custo de transporte representa 6,68 p.p. do total de 9,34% do efeito médio percebido pelo consumidor.

4.4 Reconhecimento dos tributos incidentes sobre os ativos e passivos setoriais

A partir de dezembro de 2014, a Companhia passou a reconhecer em suas demonstrações financeiras os montantes relativos aos ativos e passivos setoriais em contrapartida da Receita na rubrica de "Resultados de ativos e passivos financeiros setoriais". A Companhia, amparada por opiniões legais de consultores independentes, entendeu que o fato gerador para os tributos (IRPJ, CSLL, PIS e COFINS) relativos aos referidos ativos e passivos, verificava-se somente quando a energia sobre a qual se daria o repasse de tarifa (via reajuste anual ou revisão tarifária) fosse consumida. Esse entendimento estava em linha com o entendimento da própria Receita Federal do Brasil - RFB exarado por meio da solução de consulta COSIT nº 26/02, quando se analisou o momento da tributação das receitas no Regime de Tributação Extraordinária - RTE aplicado no ano de 2001.

Ocorre que, em 30 de junho de 2016, a RFB, por meio do parecer COSIT nº 101/16, de forma diferente, concluiu que os valores de ativos e passivos financeiros setoriais, registrados na rubrica Conta de Compensação e Variação de Itens Parcela "A" - CVA, integram a base de cálculo dos tributos no momento do reconhecimento contábil, de acordo com o regime de competência. Em função desse evento, foram atualizadas as opiniões legais junto aos consultores independentes, sendo que os consultores jurídicos mantiveram a posição tributária já adotada pela Companhia.

Em 2017, o tema novamente foi retomado, com a conclusão jurídica de que, embora o posicionamento anterior ainda continuava aceitável, a nova forma trazida pelo COSIT é mais conservadora e, considerando ainda o Programa Especial de Regularização Tributária - PERT introduzido em 2017, que objetiva proporcionar às entidades condições especiais para a negociação de suas dívidas, a Administração concluiu que esse conjunto de elementos deveria levar à alteração da forma de apuração de seus tributos do atual sistema de tributação, pelo consumo efetivo da energia, para o regime de competência, recalculando todos os tributos desde o reconhecimento inicial dos ativos e passivos setoriais, ou seja, dezembro de 2014.

Por conseqüência, a Companhia constituiu os débitos relativos à nova apuração e aderiu, em agosto de 2017, ao PERT que foi instituído pela Medida Provisória nº 783/17, convertida na Lei nº 13.496/17, e regulamentado pela Instrução Normativa RFB nº 1.711/17 e alterações posteriores. Segundo suas regras, os contribuintes poderão liquidar dívidas perante a RFB e a Procuradoria Geral da Fazenda Nacional - PGFN vencidas até o dia 30 de abril de 2017 além dos tributos envolvidos em discussão administrativa ou judicial.

Adicionalmente à apuração dos débitos, a Companhia também reconheceu créditos decorrente da apuração anterior pelo consumo efetivo da energia.

Os efeitos no resultado do exercício estão demonstrados a seguir:

Resultado financeiro	
Receita financeira	10.994
Despesa financeira	(16.326)
	(5.332)
Tributos sobre o lucro	
Imposto de renda e contribuição social correntes	10.418
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(8.201)
	2.217
Efeito total no resultado exercício	(3.115)

Os demais efeitos decorrentes da nova apuração estão demonstrados na nota 8.

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

5 Caixa e equivalentes de caixa

	31/12/2017	31/12/2016
Bancos conta movimento	60.663	91.616
Aplicações financeiras		
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	124.708	146.232
Total	124.708	146.232
	185.371	237.848

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários e os investimentos de curto prazo com liquidez imediata, que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa, com baixo risco de variação no valor de mercado, sendo demonstrados ao custo acrescido de juros auferidos até a data do balanço que equivalem ao valor justo. As aplicações financeiras possuem opção de resgate antecipado dos referidos títulos, sem penalidades ou perda de rentabilidade.

Essas aplicações financeiras estão remuneradas a taxas que variam de 90,00% a 96,00% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

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

Conforme políticas da Administração, as aplicações são consolidadas por contraparte e por *rating* de crédito de modo a permitir a avaliação de concentração e exposição de risco de crédito. Esta exposição máxima ao risco também é medida em relação ao Patrimônio líquido da Instituição Financeira.

A exposição da Companhia a riscos de taxas de juros e uma análise de sensibilidade para ativos e passivos financeiros são divulgadas na nota 27.

6 Consumidores e concessionárias

	Valores correntes						PECLD (Nota 6.3)	Valores renegociados				PECLD (Nota 6.3)	Saldo líquido em 31/12/2017	Saldo líquido em 31/12/2016
	Nota	A vencer		Vencida				A vencer		Vencida				
		Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias		Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias			
Circulante														
Consumidores														
Fornecimento faturado														
Residencial		76.019	82.620	11.023	739	1.224	(13.318)	6.909	17.947	6.364	46.881	(55.495)	180.913	165.874
Industrial		35.212	6.864	2.774	1.661	5.609	(5.663)	11.947	3.270	1.747	4.319	(7.035)	60.705	50.299
Comércio, serviços e outras atividades		60.437	19.733	2.854	1.428	1.998	(3.884)	8.861	5.531	1.124	7.974	(13.760)	92.296	82.274
Rural		22.919	15.735	3.001	166	394	(559)	2.685	4.148	938	4.775	(6.580)	47.622	39.176
Poder público														
Federal		5.207	1.242	21			(3)	536	149	7	9	(5)	7.163	5.084
Estadual		5.389	133	82			(6)	67	1				5.666	5.078
Municipal		10.411	1.500	145		27	(114)	807	38	58	51	(458)	12.465	13.660
Iluminação pública		17.929	2.718		6		(1)	3.080	6.570	321	262	(132)	30.753	27.376
Serviço público		10.001	770	156	144	98		165	191	6	2	(34)	11.499	9.807
Serviços Cobráveis		117	270	127	14	3	(108)						423	655
Fornecimento não faturado		146.097											146.097	139.614
(-) Arrecadação em processo de reclassificação		(2.860)											(2.860)	(512)
(-) Ajuste a valor presente	6.1							(962)					(962)	(1.656)
Outros créditos	6.2	28.574											28.574	28.585
Total Circulante		415.452	131.585	20.183	4.158	9.353	(23.656)	35.057	36.883	10.565	64.273	(83.499)	620.354	565.314
Concessionárias														
Suprimento de energia elétrica		12.034											12.034	12.282
Encargos de uso da rede elétrica		2.624											2.624	1.997
Outros créditos		23.051											23.051	3.560
Outros créditos		37.709											37.709	17.839
Total Concessionárias		453.161	131.585	20.183	4.158	9.353	(23.656)	35.057	36.883	10.565	64.273	(83.499)	658.063	583.153

	Nota	Correntes a vencer		Renegociados a vencer		Saldo PECLD líquido em 31/12/2017	Saldo PECLD líquido em 31/12/2016
		Mais de 360 dias	PECLD (Nota 6.3)	Mais de 360 dias	PECLD (Nota 6.3)		
Não circulante							
Consumidores							
Fornecimento faturado							
Residencial				27.706	(9.801)	17.905	19.301
Industrial		693	(693)	2.236	(265)	1.971	2.864
Comércio, serviços e outras atividades				9.550	(973)	8.577	7.952
Rural				3.605	(968)	2.637	3.876
Poder público							
Municipal						-	268
Iluminação pública				15.910		15.910	15.641
Serviço público				213		213	518
(-) Ajuste a valor presente	6.1			(9.016)		(9.016)	(9.183)
Total Consumidores		693	(693)	50.204	(12.007)	38.197	41.237
Concessionárias							
Outros créditos		475	-	-	-	475	1.336
Total Concessionárias		475	-	-	-	475	1.336
Total Não circulante		1.168	(693)	50.204	(12.007)	38.672	42.573

Os saldos de Consumidores e concessionárias são reconhecidos ao valor justo, pelo valor faturado ou a ser faturado, e subsequentemente mensurados pelo custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, ajustados ao valor presente e deduzidas das reduções ao valor recuperável, quando aplicável, incluindo os respectivos impostos diretos de responsabilidade tributária da Companhia.

O saldo de Concessionárias refere-se à: (i) concessionárias revendedoras e empresas comercializadoras, bem como a receita referente à energia consumida e não faturada; e (ii) valores a receber relativos à energia comercializada e encargos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

6.1 Ajuste a valor presente

Os saldos renegociados estão reconhecidos a valor presente, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto.

O ajuste a valor presente, regulamentado pelo CPC 12, foi calculado com base na taxa de remuneração de capital, aplicada pela ANEEL nas revisões tarifárias da Companhia. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado. Em 31 de dezembro de 2017 a taxa corresponde a 12,26% a.a. (12,26% a.a. em 31 de dezembro de 2016), afetando positivamente o resultado do exercício em R\$862 (negativamente em R\$7.690 em 2016) (Nota 24).

6.2 Outros créditos - Consumidores

Do saldo em 31 de dezembro de 2017 de R\$28.574 (R\$28.585 em 31 de dezembro de 2016), R\$27.415 (R\$27.415 em 31 de dezembro de 2016) refere-se ao saldo de Encargos de capacidade emergencial - ECE, vigente de março de 2002 a janeiro de

2006, e Encargos de aquisição de energia elétrica emergencial - EAEEL, vigente em janeiro e fevereiro de 2004, que estão sob discussão judicial. Considerando que estes valores constituem um montante a repassar à Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE, a Companhia possui um passivo em 31 de dezembro de 2017 no valor de R\$28.442 (R\$28.641 em 31 de dezembro de 2016) (Nota 19).

6.3 Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD

	Reversão						Saldo em 31/12/2017			
	Saldo em 31/12/2016		Provisões		Recebimentos			Parcelamentos	Perdas	Saldo em 31/12/2017
	Saldo em 31/12/2016	Provisões	Recebimentos	Parcelamentos	Perdas					
Consumidores										
Residencial	(68.601)	(98.586)	20.949	25.179	42.445	(78.614)				
Industrial	(12.152)	(3.376)	291	1.273	308	(13.656)				
Comércio, Serviços e Outras Atividades	(16.634)	(10.434)	784	5.341	2.326	(18.617)				
Rural	(6.237)	(6.480)	1.209	2.874	527	(8.107)				
Poder Público	(628)	(86)	112	16	(586)					
Iluminação Pública	(1.221)	(1.403)	4	2.487	(133)					
Serviço Público	(34)	(80)	80	80	(34)					
Serviços Cobráveis	(423)	65	77	58	115	(108)				
Outros	-	(375)	204	171	-					
Total	(105.930)	(120.755)	23.630	37.479	45.721	(119.855)				
Circulante	(93.724)					(107.155)				
Não circulante	(12.206)					(12.700)				
Total	(105.930)					(119.855)				

Conforme requerido pelo CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, é efetuada uma análise criteriosa do saldo de Consumidores e concessionárias e, quando necessário, é constituída uma PECLD, para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos. O cálculo da PECLD está em conformidade, também, à Instrução Contábil 6.3.2 do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico.

A exposição da Companhia a riscos de crédito está divulgada na nota 27.2.3.

6.3.1 Critérios PECLD - Valores Correntes

Para os faturamentos, a Companhia adota os seguintes critérios:

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

6.3.2 Critérios PECLD - Valores Renegociados

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

- Cientes baixa tensão: parcela vencida há mais de 90 dias é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento;
- Cientes média e alta tensão: parcela vencida há mais de 60 dias é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento; e
- Poder público: parcela vencida há mais de 60 dias é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento, deduzida dos valores cobertos por meio de apresentação de Nota de Empenho.

7 Ativos e passivos financeiros setoriais

	Saldo em 31/12/2016	Apropriação	Amortização	Atualização monetária	Recebimento CCRBT (Nota 19) (**)	Saldo em 31/12/2017	Circulante	Não circulante	Valores em	Valores em	IRT (*)
									amortização	constituição	
CVA											
Compra de energia (i)	(87.467)	371.578	113.817	5.816	(132.500)	271.244	115.855	155.389	7.488	260.078	3.678
Custo da Energia de Itaipu	146.260	19.098	(132.691)	5.332		37.999	23.482	14.517	13.114	24.885	
PROINFA	6.964	(5.593)	(4.552)	(274)		(3.455)	(3.276)	(179)	(3.148)	(307)	
Transporte Rede Básica	7.113	29.122	(5.668)	1.385		31.952	16.235	15.717	5.008	26.944	
Transporte de Energia - Itaipu	1.178	3.665	(859)	158		4.142	2.029	2.113	520	3.622	
Encargos de Serviço do Sistema - ESS / Encargos de Energia de Reserva - EER (ii)	(59.582)	(136.520)	43.226	(8.293)		(161.169)	(92.234)	(68.935)	(42.995)	(118.174)	
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (iii)	17.873	(94.865)	3.794	(5.532)		(78.730)	(64.493)	(14.237)	(54.324)	(24.406)	
	32.339	186.485	17.067	(1.408)		(132.500)	101.983	(2.402)	104.385	(74.337)	172.642
Itens financeiros											
Sobrecontratação de energia (iv)	(6.656)	(78.384)	13.960	(153)		(71.233)	(23.950)	(47.283)	6.032	(77.265)	
Neutralidade da Parcela A	64.939	41.385	(54.349)	2.465		54.440	47.139	7.301	41.924	12.516	
Devolução tarifária	(103.827)	39.803	65.887	(1.863)		-	-	-	-	-	
Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativos (Nota 22.1)	(18.496)	(22.393)	(876)	(876)		(41.765)		(41.765)		(41.765)	
Outros	2.277	(25.595)	(1.796)	131		(24.983)	(2.691)	(22.292)	3.765	(20.497)	(8.251)
	(61.763)	(45.184)	23.702	(296)		(83.541)	20.498	(104.039)	51.721	(85.246)	(50.016)
PIS e COFINS											
PIS/ COFINS Nota Técnica nº 115/04	48.445	(38.826)		3.117		12.736	12.736			12.736	
PIS/ COFINS sobre Ativos financeiros setoriais	(2.999)		2.999								
	45.446	(38.826)	2.999	3.117		-	12.736	12.736	-	12.736	-
Total	16.022	102.475	43.768	1.413		(132.500)	31.178	30.832	346	(22.616)	100.132
Ativo Circulante	57.517					53.429	53.429				
Ativo Não circulante	12.701					44.208	</				

**NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

A receita da Companhia é, basicamente, composta pela venda da energia elétrica e pela entrega (transporte) da mesma por meio do uso da infraestrutura (rede) de distribuição. As receitas das concessionárias são afetadas pelo volume de energia entregue e pela tarifa. A tarifa de energia elétrica é composta por duas parcelas que refletem a composição da sua receita:

- Parcela "A" (custos não gerenciáveis): esta parcela deve ser neutra em relação ao desempenho da entidade, ou seja, os custos incorridos pelas distribuidoras, classificáveis como Parcela "A", são integralmente repassados ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente; e
- Parcela "B" (custos gerenciáveis): é composta pelos gastos na infraestrutura de distribuição e respectivo retorno pelo investimento e gastos com a operação e a manutenção. Essa parcela é aquela que efetivamente afeta o desempenho da entidade, pois possui risco intrínseco do negócio por não haver garantia de neutralidade tarifária.

Os ativos e passivos financeiros setoriais referem-se aos valores originados da diferença entre os custos previstos pela ANEEL e incluídos na tarifa no início do período tarifário (Parcela "A"), e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber pela Companhia nos casos em que os custos previstos são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos previstos são superiores aos custos efetivamente incorridos. São segregados entre ativo e passivo de acordo com a expectativa de homologação nas tarifas pela ANEEL nos próximos processos tarifários.

São homologados anualmente pela ANEEL e incorporados à tarifa de energia por meio de Reajustes ou Revisões Tarifárias que, na Companhia, ocorrem em 7 de agosto.

O processo de amortização se dá de forma mensal e corresponde ao recebimento/devolução por meio da aplicação das tarifas vigentes, homologadas nos últimos eventos tarifários. Para os Itens financeiros, os valores de amortização mensais correspondem a 1/12 avos dos montantes totais homologados pela ANEEL. Para a CVA, a amortização mensal é efetuada de acordo com a curva de mercado. Os valores em constituição referem-se à diferença entre os custos incorridos e os constantes na tarifa até a data do fechamento do mês de referência, a serem homologados nos próximos processos tarifários.

Os valores que compõem os ativos e passivos financeiros setoriais são:

- **Conta de Compensação de Variação dos Valores de Itens da Parcela "A" - CVA:** É composta da variação dos custos com a aquisição da energia elétrica, de conexão e de transmissão, além dos encargos setoriais. A CVA deve ser neutra em relação ao desempenho da Companhia, ou seja, as variações apuradas são integralmente repassadas ao consumidor ou suportadas pelo Poder Concedente; e
- **Itens financeiros:** Referem-se a outros componentes financeiros que se constituem em direitos ou obrigações que também integram a composição tarifária, dentre eles: Sobrecontratação de energia; Neutralidade dos encargos setoriais; e a Exposição financeira no mercado de curto prazo por diferença de preços entre Submercados.

7.1 Efeitos relevantes no exercício

O total de ativos setoriais líquidos dos passivos, em 31 de dezembro de 2016, montava a R\$16.022, sendo que o total de ativos setoriais líquido dos passivos em 31 de dezembro de 2017 montava em R\$31.178. A variação total positivo no exercício no montante de R\$15.156 foi causada, substancialmente, pelos seguintes motivos:

(i) Compra de energia: A variação no referido item deve-se a realização do custo de energia dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs estar distinto do custo de energia reconhecido no reajuste tarifário, principalmente, na modalidade de disponibilidade, impactada pelo aumento do despacho termoelétrico, pelo elevado repasse do risco hidrológico. Adicionalmente, quando da composição da cobertura tarifária, foi considerado um Preço de Liquidação das Diferenças - PLD superior ao realizado no período de apuração da CVA, conforme regras estabelecidas pela ANEEL e CCEE respectivamente.

(ii) ESS/EER: As projeções de custos de ESS realizadas pela ANEEL no processo tarifário de 2017 concedidas como cobertura tarifária se mostraram superiores aos custos realizados pela Companhia desde então. Adicionalmente, o segundo semestre de 2017 foi marcado por altos valores do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD no mercado curto prazo, principalmente para os meses de agosto, setembro, outubro e novembro. Como a receita da energia de reserva é valorada à PLD, no segundo semestre de 2017 houve um excedente de receita na Conta de Energia de Reserva - CONER, que foi revertido como receita para os consumidores, por meio das distribuidoras. Dessa forma, a cobertura tarifária deste item da Parcela A se mostrou superior aos custos no segundo semestre de 2017, o que explica a constituição de um passivo regulatório de R\$118.174, até o momento, a devolver para o consumidor no processo tarifário de 2018.

Adicionalmente, dentre a previsão de custos realizados no processo tarifário de 2016 incluí-se a receita referente ao EER da Usina Nuclear de Angra III. A usina de Angra III estava prevista inicialmente para entrar em operação a partir de janeiro de 2016, o que não se realizou devido à atrasos no empreendimento. Dessa forma, a ANEEL decidiu pela antecipação da devolução dos custos de Angra III majorados na tarifa dos consumidores por meio do EER, e recolhidos desde os processos tarifários de 2016, uma vez que a usina não entrou em operação. Essa antecipação está sendo realizada desde abril de 2017 por meio de um valor redutor aplicado nas tarifas de energia dos consumidores, gerando uma devolução, até dezembro de 2017, de R\$33.392 os quais, R\$25.119 foram homologados no reajuste tarifário de 2017 e R\$8.273 serão repassados à tarifa no próximo reajuste tarifário.

(iii) CDE: Em abril de 2017 houve redução das quotas da CDE - Conta ACR pagas pelas distribuidoras (Nota 19.1). Este recurso é destinado para amortização dos empréstimos realizados pelo fundo, nos anos de 2014 e 2015, para honrar os custos das distribuidoras no mercado de curto prazo relativos à época em questão. Dessa forma, os custos da Companhia relativos a este item ficaram inferiores ao coberto pela tarifa. Apesar de parte deste efeito já ter sido contemplado no processo tarifário de 2017, ainda existe uma parcela que será considerada no processo tarifário de 2018. A CDE - Encargo de Uso também contribui para formação do passivo regulatório, uma vez que a formação da CVA do processo tarifário de 2018 contempla parcelas do encargo, cuja cobertura tarifária, definida no reajuste de 2016, é maior que o valor da quota do encargo definida para o ano civil de 2017. Portanto, o passivo regulatório a ser considerado no processo tarifário de 2018, formado até o momento, é de R\$24.406.

(iv) Sobrecontratação de energia: A Companhia mostrou-se sobrecontratada no exercício de 2017, enquanto que o PLD mostrou-se bastante superior ao preço médio de energia comprada, principalmente no 3º trimestre. Dessa forma, como a sobre de energia é líquida no mercado curto prazo, verificou-se ganho que, conforme regulamentado pela ANEEL, energeticamente até 105% da carga regulatória, deve ser repassado ao consumidor no reajuste tarifário subsequente.

8 Impostos e contribuições sociais

	Saldo em			Atualização			Transfe- rência	Saldo em
	Nota	31/12/2016	Adição	monetária	Adianta- mentos	Compensação de tributos		
Ativo - compensáveis								
Imposto de renda e contribuição social	8.1	28.545	6.423	10.176	48.256	(62.658)	39.783	70.525
ICMS	8.2	40.318	14.136				(3.135)	51.319
PIS e COFINS	8.1	470	196.894	4.480		(12.414)	(139.071)	50.359
IRRF sobre aplicações financeiras		5.024	2.278	(1.569)				5.733
Outros		3.749	217	74	89			4.129
Total		78.106	219.948	(1.569)	14.730	48.345	(75.072)	(102.423)
Circulante		48.208						142.985
Não circulante		29.898						39.080
Total		78.106						182.065

	Saldo em			Atualização			Transfe- rência	Saldo em
	Nota	31/12/2016	Adição	monetária	Compensação de tributos	Reclas-sificação (Nota 8.4.2)		
Passivo - a recolher								
Imposto de renda e contribuição social		-	31.291	8.848	(832)	26	(92.514)	53.368
ICMS	8.3	73.790	933.360		(921.634)		(3.135)	82.381
PIS e COFINS		16.911	415.158	7.939	(121.879)	(75.098)	(86.675)	(124.871)
Tributos sobre serviços prestados por terceiros		2.476	13.325		(13.527)			2.274
IRRF sobre juros s/ capital próprio		9.459	11.943		(9.459)			11.943
Parcelamentos	8.4	18.045		2.743	(46.900)		179.189	(27.785)
Encargos com pessoal		4.544	1.395		(1.284)			4.655
Outros		40	92		(126)			6
Total		125.265	1.406.564	19.530	(1.115.641)	(75.072)	-	(102.423)
Circulante		107.220						142.599
Não circulante		18.045						115.624
Total		125.265						258.223

Conforme requerido pelo CPC 32 - Tributos sobre o Lucro, a Companhia apresenta os impostos e contribuições sociais correntes ativos e passivos, pelo seu montante líquido quando: (i) compensáveis pela mesma autoridade tributária; e (ii) a legislação tributária permitir que a Companhia pague ou compense o tributo em um único pagamento ou compensação.

8.1 Imposto de renda, contribuição social, PIS e COFINS - Ativos Compensáveis

Em decorrência do recálculo dos tributos sobre os ativos e passivos setoriais (Nota 4.4) a Companhia apurou créditos dos referidos tributos entre a antiga apuração pelo consumo efetivo da energia e a atual apuração pelo regime de competência. Em relação ao Imposto de renda e contribuição social, a Companhia apurou um crédito de R\$113.001, sendo líquido das compensações até 31 de dezembro de 2017 o montante de R\$37.332.

Em relação ao PIS e COFINS, a Companhia apurou um crédito de R\$57.074, sendo líquido das compensações até 31 de dezembro de 2017 o montante de R\$34.036.

8.2 ICMS - Ativo Compensável

Do saldo a compensar de R\$51.319 (R\$40.318 em 31 de dezembro de 2016), R\$15.879 (R\$14.060 em 31 de dezembro de 2016) são Circulante e R\$35.440 (R\$26.258 em 31 de dezembro de 2016) são Não circulante. Do montante total, R\$39.462 (R\$29.439 em 31 de dezembro de 2016) referem-se a créditos de ICMS decorrente de aquisição de bens que, de acordo com o parágrafo 5º do artigo 20 da Lei Complementar nº 87/96, são compensados à razão de 1/48 avos por mês.

8.3 ICMS - Passivo a Recolher

O montante em 31 de dezembro de 2017 de R\$82.381 (R\$73.790 em 31 de dezembro de 2016) refere-se ao ICMS a recolher incidente sobre as faturas de energia elétrica.

8.4 Parcelamentos

8.4.1 REFIS

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

Parcelamentos - REFIS	Principal	Multa	Juros	Encargos	Total de Parcelamento	Conversão em renda	Valor de adesão - REFIS
COFINS	2.925	585	2.681		6.191		6.191
CSSL	4.442	888	4.093	1.885	11.308	3.742	15.050
INSS	8.548	3.021	10.256	670	22.495	10.822	33.317
IRPJ/IRRF	4	1	8		13	5.257	5.270
Multa		223	192		415	190	605
Total	15.919	4.718	17.230	2.555	40.422	20.011	60.433

Redução Programa Refis
Utilização Base Negativa/ Prejuízo Fiscal

Total

8.4.2 Programa Especial de Regularização Tributária - PERT

Conforme descrito na nota 4.4, em decorrência da apuração de débitos originados do recálculo dos tributos sobre os ativos e passivos setoriais, a Companhia aderiu, em agosto de 2017, ao PERT.

Dentre as opções oferecidas para o parcelamento, a Companhia aderiu à opção de pagamento à vista e em espécie de 20% do valor da dívida consolidada, sem redução, em 5 parcelas mensais e sucessivas, vencíveis de agosto a dezembro de 2017, e o restante parcelado em 145 parcelas mensais e sucessivas, vencíveis a partir de janeiro de 2018, com redução de 80% dos juros de mora e de 50% das multas de mora, de ofício ou isoladas. As parcelas serão atualizadas mensalmente pela SELIC acrescidas de 1%.

Na conversão da Medida Provisória nº 783/17 na Lei nº 13.496/17, a modalidade de parcelamento escolhida pela Companhia foi alterada, sendo a redução do percentual de multas de mora majorado de 40% para 50%. Esta majoração resultou em uma redução do débito inicial de R\$1.975, passando de R\$151.404 para R\$149.429.

Segue abaixo o montante e a relação dos tributos parcelados:

Parcelamentos - PERT	Principal	Multa	Juros	Parcelamento	Total de
PIS	9.572	1.914	2.610		14.096
COFINS	50.465	10.093	12.050		72.608
CSSL	19.606	3.921	5.198		28.725
IRPJ/IRRF	43.788	8.758	11.214		63.760
Total	123.431	24.686	31.072		179.189

Redução Programa PERT

Total

8.4.3 Movimentação dos parcelamentos

	REFIS (*)	PERT	Total
Valor de adesão	36.756	149.429	186.185
Diferença REFIS IR/CS			
Atualização de Juros - Consolidação 2011		2.715	2.715
Ativo a compensar		3.640	3.640
Depósito Judicial a favor da Companhia		17.284	17.284
Conversão em renda a favor da União		(18.175)	(18.175)
Amortização		(36.079)	(36.375)
Atualização		5.404	3.585
Reversão de atualização da conversão em renda		(2.892)	(2.892)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	8.653	116.639	125.292

(*) O saldo do REFIS em 31 de dezembro de 2017 de R\$8.653 (R\$18.045 em 31 de dezembro de 2016) possui depósitos judiciais no montante de R\$22.100 (R\$40.811 em 31 de dezembro de 2016), os quais aguardam conversão em renda da União (conforme artigo 32 da Portaria PGFN/RFB nº 06/09), ocasião em que será efetivada a baixa deste passivo e respectivo levantamento da diferença entre o depósito judicial atualizado e a obrigação.

9 Tributos diferidos

	Nota	Ativo				Passivo Circulante
		Circulante		Não Circulante		
		31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	
PIS e COFINS	9.1		2.566		433	6
Imposto de renda e contribuição social	9.2			259.113	212.089	
Total		-	2.566	259.113	212.522	6

9.1 PIS e COFINS

O montante em 31 de dezembro de 2016 referia-se a PIS e COFINS diferidos reconhecidos sobre receita relativa aos ativos e passivos financeiros setoriais, calculados, até então, pelo consumo efetivo da energia. Devido ao recálculo de tais tributos pelo regime de competência (Nota 4.4) a Companhia não mais apresenta PIS e COFINS diferidos sobre ativos e passivos setoriais.

9.2 Imposto de renda e contribuição social

O Imposto de renda e contribuição social diferidos são registrados sobre prejuízos fiscais, base negativa de contribuição social e diferenças temporárias, considerando as alíquotas vigentes dos citados tributos, de acordo com as disposições da Deliberação CVM nº 599/09, e consideram o histórico de rentabilidade e a expectativa de geração de lucros tributáveis futuros fundamentada em estudo técnico de viabilidade. São reconhecidos de acordo com a transação que os originou, seja no resultado ou no patrimônio líquido.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos ativos e passivos são apresentados pela sua natureza e o valor total é apresentado pelo montante líquido após as devidas compensações, conforme requerido pelo CPC 32.

9.2.1 Composição

Natureza dos créditos Prejuízos Fiscais	Nota	Ativo Não circulante		Passivo Não circulante		Patrimônio Líquido	
		31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	2017	2016
Base Negativa da Contribuição Social		7.866	11.802	-	-	(3.936)	(8.386)
Total		19.755	34.623	-	(14.868)	(31.681)	-

Diferenças Temporárias

Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD	Nota	Ativo Não circulante		Passivo Não circulante		Resultado		2017	2016
		31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	2017	2016		
Benefício pós-emprego		68.244	54.121			14.123	8.916		
Provisão para riscos tributários, civis e trabalhistas		36.675	26.801			9.874	3.681		
Ativos e passivos financeiros setoriais	9.2.1.1		(5.447)			5.447	84.302		
PIS e COFINS sobre ativos e passivos financeiros setoriais	9.2.1.1		(1.020)			1.020	(8.167)		
Consumidores - ajuste a valor presente		3.393	3.685			(292)	2.614		
Valor justo do Ativo Financeiro Indenizável - ICP1 01 (R1)				106.181	102.796	(3.385)	(57.529)		
Benefício pós-emprego - Outros resultados abrangentes		193.847	157.171					36.676	47.010
Outras		1.905	428	3.867		(2.390)	335		
Total diferenças temporárias		335.589	264.292	110.048	102.796	27.369	41.741	36.676	47.010
Crédito fiscal do ágio incorporado	9.2.1.2	13.817	15.970			(2.153)	(2.262)		
Total bruto		369.161	314.885	110.048	102.796	10.348	7.798	36.676	47.010
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos		(110.048)	(102.796)	(110.048)	(102.796)	-	-		
Total		259.113	212.089	-	-	-	-	-	-

9.2.1.1 Ativos e passivos financeiros setoriais e PIS e COFINS

O montante em 31 de dezembro de 2016 referia-se a realização dos tributos diferidos sobre os ativos e passivos financeiros setoriais decorrente da amortização e constituição da CVA e dos componentes financeiros do IRT 2016 a 2019. Devido ao recálculo de tais tributos pelo regime de competência (Nota 4.4) a Companhia não mais apresenta tributos diferidos sobre ativos e passivos setoriais.

9.2.1.2 Crédito fiscal do ágio incorporado

O crédito fiscal do ágio é proveniente da incorporação, em abril de 2005, da parcela cindida da controladora EDP - Energias do Brasil, representada pelo ágio pago pelas incorporadas EDP 2000 Participações Ltda. e EDP Investimentos Ltda. na aquisição de ações da IVEN, na época controladora da EDP Espírito Santo, o qual foi contabilizado de acordo com as Instruções CVM nº 319/99 e 349/99 e conforme determinação da ANEEL. Está sendo amortizado pela curva entre a expectativa de rentabilidade da exploração e o prazo de concessão da Companhia, o que resulta em realização anual média do crédito fiscal de R\$1.727 até o ano de 2025 (Nota 13.2.1.2).

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

9.2.2 Resultados tributáveis futuros

Os tributos diferidos ativos são revisados a cada encerramento do exercício e são reduzidos da medida em que sua realização não seja mais provável.

A Administração da Companhia elaborou a projeção de resultados tributáveis futuros, inclusive considerando seus descontos a valor presente, demonstrando a capacidade de realização desses créditos tributários nos exercícios indicados, a qual é aprovada pelo Conselho da Administração e pela Diretoria respectivamente. Com base no estudo técnico das projeções de resultados tributáveis, a Companhia estima recuperar o crédito tributário nos seguintes exercícios:

2018	2019	2020	2021	2022	2023 a 2025	2026 a 2027	Total
49.798	57.383	55.611	34.559	34.526	84.187	53.097	369.161

10 Partes relacionadas

Além dos valores de dividendos a pagar para sua Controladora (Nota 15), os demais saldos de ativos e passivos, bem como as transações da Companhia com sua Controladora, profissionais chave da Administração e outras partes relacionadas, que influenciaram o resultado do exercício, são apresentados como segue:

Relacionamento	Preço praticado (R\$/MWh)	Duração	Ativo				Passivo				Receitas (Despesas)						
			Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		Operacionais		Financeiras				
			31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	2017	2016	2017	2016			
Consumidores e concessionárias (Nota 6)																	
Ressarcimento por insuficiência de geração																	
Porto do Pecém	Controle Comum	01/01/2012 a 31/12/2026	905	983	475	1.336					564	(201)					
Uso do sistema de distribuição																	
Energest	Controle Comum	01/08/2005 a 17/07/2025	458	334							4.852	5.077					
Santa Fé	Controle Comum	23/03/2009 a 17/07/2025	36	27							327	299					
EDP PCH	Controle Comum	01/04/2016 a 17/07/2025	222	221							2.678	1.914					
			1.621	1.565	475	1.336	-	-	-	-	8.421	7.089	-	-			
Fornecedores (Nota 14)																	
Suprimento de energia elétrica																	
Enerpeixe	Controle Comum	216,64	23/12/2002 a 31/01/2016										(8.688)				
Enerpeixe	Controle Comum	156,24	01/01/2016 a 31/12/2018			7	11				(91)	(144)					
Energest	Controle Comum	221,40	01/08/2001 a 28/02/2016										(6.501)				
Energest	Controle Comum	238,39	01/11/2002 a 28/02/2016										(1.106)				
Energest	Controle Comum	220,67	01/11/2007 a 28/02/2016										(5.249)				
Energest	Controle Comum	221,58	01/01/2008 a 31/12/2037					57	66		(566)	(533)					
Energest	Controle Comum	154,64	01/01/2016 a 31/12/2018			2	4				(30)	(47)					
Lajeado	Controle Comum	219,67	01/01/2008 a 31/12/2037			4	5				(49)	(46)					
Lajeado	Controle Comum	221,58	01/01/2009 a 31/12/2038			6	8				(88)	(83)					
Lajeado	Controle Comum	206,33	01/01/2009 a 31/12/2038			29	33				(288)	(272)					
Santa Fé	Controle Comum	235,18	01/01/2009 a 31/12/2038			46	53				(458)	(432)					
Porto do Pecém	Controle Comum	Parcela fixa (*) + Custo variável	01/01/2012 a 31/12/2026					5.358	3.420		(33.201)	(26.716)					
EDP Comercializadora	Controle Comum		01/05/2014 a 31/12/2019					21	32		(231)	(369)					
EDP Comercializadora	Controle Comum		01/01/2016 a 31/12/2018								(8)	(94)					
EDP Comercializadora	Controle Comum		01/01/2016 a 31/12/2018								(20)	(241)					
EDP Comercializadora	Controle Comum		01/01/2016 a 31/12/2018								(32)	(379)					
ECE Participações	Controle Comum	157,63	01/01/2015 a 31/12/2044					519	605		(5.195)	(4.895)					
EDP PCH	Controle Comum	247,26	01/04/2016 a 17/07/2025					2.345	3.497		(26.819)	(29.111)					
EDP PCH	Controle Comum	266,12	01/04/2016 a 17/07/2025								(1.546)	(5.018)					
EDP PCH	Controle Comum	242,25	01/04/2016 a 17/07/2025					2.198	3.650		(30.749)	(23.804)					
EDP PCH	Controle Comum	234,17	01/04/2016 a 31/12/2041								(2)	(1)					
								10.592	12.206	-	-	(99.373)	(113.729)	-	-		
Outros créditos e Outras contas a pagar (Nota 12)																	
Compartilhamento de atividades e alocação de gastos (a)																	
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/07/2012 a 31/12/2017							1.305	383	(12.080)	(1.227)				
Convênio de arrecadação																	
EDP GRID	Controle Comum		24/08/2015 a 30/06/2023					35	125								
Devolução - Prêmio de seguro																	
EDP - Energias do Brasil	Controladora		31/12/2016										742	333			
Compartilhamento dos serviços de infraestrutura (b)																	
EDP - Energias do Brasil	Controladora		29/07/2015 a 29/07/2019			1	2			81	78	(1.357)	(1.565)				
Energest	Controle Comum		29/07/2015 a 29/07/2019			18	62					122	189				
EDP GRID	Controle Comum		29/07/2015 a 29/07/2019			1	1				6	7	10				
Santa Fé	Controle Comum		29/07/2015 a 29/07/2019				1					7	10				
EDP Renováveis	Controle Comum		29/07/2015 a 29/07/2019			18	18										
Cachoeira Caldeirão	Controle Comum		29/07/2015 a 29/07/2019			1	1					7	10				
ECE Participações	Controle Comum		29/07/2015 a 29/07/2019			1	1					7	10				
EDP PCH	Controle Comum		01/11/2016 a 31/10/2019			1						6	1				
Opções de ações outorgadas da controladora (Nota 10.3.1)																	
EDP - Energias do Brasil	Controladora		19/06/2017 a 18/06/2022							6		(6)					
Indenização lucros cessantes																	
EDP Comercializadora	Controle Comum		30/04/2017									122					
						-	-	41	1.715	35	125	1.392	467	(13.165)	(1.820)	-	333
						1.621	1.565	516	3.051	10.627	12.331	1.392	467	(104.117)	(108.460)	-	333

(*) A parcela fixa é de R\$1.428 por mês.

As operações com partes relacionadas foram estabelecidas em condições compatíveis com as de mercado.

As garantias recebidas do controlador estão descritas na nota de Garantias (Nota 29.2).

Os contratos de compartilhamento entre as partes relacionadas são divididos em dois tipos: Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos e Contratos de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura. As operações realizadas com as contrapartes informadas abaixo ocorreram no curso normal dos negócios, sem acréscimo de qualquer margem de lucro. Em 26 de janeiro de 2016 foi emitida a Resolução Normativa ANEEL nº 699 que apresentou novos critérios para os atos jurídicos entre partes relacionadas. Considerando a publicação da referida Resolução, que revogou a Resolução Normativa ANEEL nº 334/08, o Contrato de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura poderá sofrer alterações quando da sua renovação.

a) Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos:

A partir de 1º de janeiro de 2017, a EDP - Energias do Brasil, controladora da Companhia, é responsável pela contratação do novo Contrato de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos que contemplam as atividades das áreas corporativas. O contrato foi anuído pela ANEEL por meio do Despacho nº 3.278, publicado em 23 de dezembro de 2016, e aprova o compartilhamento de recursos humanos entre a EDP - Energias do Brasil e as partes relacionadas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, EDP Comercializadora, Energest, Investco, Lajeado, Santa Fé, EDP PCH e Porto do Pecém.

O novo contrato tem data de vigência a partir de 1º de janeiro de 2017, com prazo de vigência de 12 meses, e foi implementado utilizando o critério regulatório definido na Resolução Normativa ANEEL nº 699/16. O novo critério aloca os gastos com pessoal de maneira proporcional ao Ativo Imobilizado Bruto (AIB), ponderada por um fator definido para cada segmento (transmissão, distribuição e geração), excluídos os gastos da holding e da comercializadora, que são compartilhados de forma preditiva.

Considerando a proximidade do fim da vigência do contrato supracitado, em 22 de novembro de 2017 foi protocolado pedido de anuência prévia junto à ANEEL para o novo Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos a ser pactuado entre as mesmas partes relacionadas já participantes. Tal contrato possuirá vigência para os períodos de 2018 e 2019 e, atualmente, encontra-se em análise pela ANEEL.

b) Contratos de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura:

O instrumento tem por objetivo o rateio dos gastos com a locação do imóvel, gastos condominiais e gastos de telecomunicações. Em 16 de janeiro de 2015 o Grupo EDP - Energias do Brasil solicitou à ANEEL anuência para firmar o "Contrato de Cessão de Espaço e Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura" nas localidades: (i) Sede em São Paulo - SP, tendo como Contratada a EDP - Energias do Brasil e Contratantes a EDP Espírito Santo, EDP São Paulo e Energest; e (ii) Centro Operativo em Carapina - ES, tendo como Contratada a EDP Espírito Santo e Contratantes a Energest, EnerPrev, Santa Fé, EDP GRID, Cachoeira Caldeirão, ECE Participações e Investco.

Em 28 de julho de 2015, por meio do Despacho nº 2.430, a ANEEL anuiu o pedido e estipulou a vigência de 48 meses a partir da data da publicação do Despacho, entretanto, a Companhia foi autorizada a realizar o compartilhamento somente a partir de agosto de 2015. Em 16 de setembro de 2015, a EDP Espírito Santo solicitou à ANEEL anuência para os Termos de Quitação e Outras Avenças, objetivando aprovar os pagamentos referentes ao período de janeiro a julho, dos Contratos de Cessão de Espaço e Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura, uma vez que foram anuídos sem retroatividade. O pedido foi anuído pela ANEEL em 25 de abril de 2016, por meio do Despacho nº 987/16.

Em novembro de 2016 a EDP Espírito Santo celebrou este mesmo contrato com a EDP PCH, utilizando o mesmo critério de rateio anuído pelo Despacho nº 2.430/15, com prazo de 36 meses, sem necessidade da anuência prévia ANEEL, conforme dispensa prevista na Resolução ANEEL nº 699/16.

Os percentuais de rateio devem ser revistos anualmente e, em caso de alterações, os termos aditivos devem ser submetidos à anuência prévia da ANEEL.

10.1 Controladora direta

A controladora direta da Companhia é a EDP - Energias do Brasil, sendo esta controlada pela EDP - Energias de Portugal S.A.

10.2 Compromissos contratuais

A Companhia possui contrato de compra de energia no Ambiente de Contratação Regulada - ACR junto a Empresa de Energia São Manoel S.A. (controlada em conjunto da EDP - Energias do Brasil) no montante de 1,445 MWh com início de suprimento em 1º de maio de 2018 e término em 31 de dezembro de 2047, com preço de venda de R\$83,49/MWh, estipulado em abril de 2014, atualizável pelo IPCA até a data do suprimento da energia. (Nota 29.1).

10.3 Remuneração dos administradores**10.3.1 Opções de ações outorgadas da controladora**

Em julho de 2017, a controladora EDP - Energias do Brasil instituiu o segundo plano de remuneração baseado em ações o qual concede outorga futura de suas ações aos seus beneficiários. Dentre os contemplados, encontram-se gestores da Companhia, sendo estimado no resultado de 2017 da mesma o montante de R\$6 a ser reembolsado para a controladora no momento da outorga.

A outorga das ações serão concedidas quando do cumprimento de determinadas condicionantes no prazo estimado de 3 ou 5 anos a partir do início de cada plano.

10.3.2 Remuneração total do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária pagas pela Companhia referente ao exercício findo em 31 de dezembro

	2017			2016		
	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Total	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Total
Remuneração (a)	2.871	70	2.941	2.566	70	2.636
Benefícios de curto prazo (b)	79		79	51		51
Benefícios - Previdência Privada	11		11	53		53
Total	2.961	70	3.031	2.670	70	2.740

(a) É composta pela remuneração fixa e variável (bônus e participação nos resultados), além dos respectivos encargos sociais.

(b) Representa os benefícios com assistência médica e odontológica, subsídio medicamento, vales alimentação e refeição e seguro de vida.

10.3.3 Remuneração individual máxima, mínima e média do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária referente ao exercício findo em 31 de dezembro

	2017		2016	
	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração
Número de membros	5,00	2,00	3,42	2,00
Valor da maior remuneração individual	791	35	1.244	35
Valor da menor remuneração individual	443	35	452	35
Valor médio da remuneração individual	592	35	781	35

11 Cauções e depósitos vinculados

Nota	Circulante		Não circulante	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Depósitos judiciais			80.562	83.845
Cauções e depósitos vinculados	73	80	438	419
Total	73	80	81.000	84.264

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

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

	Nota	Circulante		Não circulante	
		31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Outros créditos - Ativo					
Descontos tarifários	12.1	27.995	20.481		
Benefícios pós-emprego	18.1.1.1			496	43
Bens destinados à alienação	12.2	8.570	228		
Serviços em curso		1.747	1.856		
Serviços prestados a terceiros		2.978	4.733	2.284	2.733
Ressarcimento de custos - CCRBT	19		6.513		
Convênios de arrecadação		3.049	4.095		
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	10			41	1.715
Estoques	12.3	7.773	4.587		
Outros		7.178	3.836	175	
Total		59.290	46.329	2.996	4.491
Outras contas a pagar - Passivo					
Contribuição de iluminação pública	12.4	13.426	16.021		
Credores diversos - consumidores e concessionárias		4.896	5.290		
Folha de pagamento		2.048	2.077		
Arrecadação de terceiros a repassar		4.098	4.272		
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	10	35	125	1.392	467
Obrigações Sociais e Trabalhistas	12.5	27.178	28.188		
Outros		3.825	5.262		
Total		55.506	61.235	1.392	467

12.1 Descontos tarifários

Refere-se a descontos aplicados a clientes nas tarifas de unidades consumidoras, conforme regulamentação da ANEEL, por meio de resoluções específicas. Os descontos são aplicados de acordo com a classificação da atividade de cada unidade consumidora e procuram contemplar residências de famílias com baixa renda inscritas no Cadastro Único do Governo Federal, estímulo à melhoria da produção agrícola, assim como descontos para serviços públicos essenciais, como é o caso das unidades de água, esgoto e saneamento.

Ao mesmo tempo em que determina o percentual de desconto a ser aplicado nos faturamentos mensais das unidades consumidoras, a regulamentação também estabelece o direito da Companhia de ser ressarcida dos respectivos montantes por meio do mecanismo da subvenção econômica, com recursos originários da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, conforme Lei nº 10.438/02.

Até abril de 2017, a responsabilidade pela administração dos recursos da CDE e os respectivos repasses era da Eletrobras. Por meio da Lei nº 13.360/16, a partir de maio de 2017, a gestão e o repasse dos recursos passou a ser de responsabilidade da CCEE.

A ANEEL homologou os valores a serem repassados para a Companhia, por meio das seguintes Resoluções Homologatórias:

Resolução Homologatória	Competências	Valor mensal
ANEEL nº 2.118/16	Ago/16 a Jul/17	18.660
ANEEL nº 2.283/17	Ago/17 a Jul/18	18.991

Segue abaixo a composição dos descontos tarifários:

	Saldo em 31/12/2016	Descontos tarifários	Ressarcimento	Compensação CDE	Saldo em 31/12/2017
Subsídio Baixa Renda	5.714	24.935	(19.516)	(6.030)	5.103
Subsídio Carga Fonte Incentivada - Res. nº 77/2004	10.681	68.124	(42.513)	(9.521)	26.771
Subsídio Geração Fonte Incentivada - Res. nº 77/2004	892	4.395	(3.148)	(972)	1.167
Subsídio Rural	10.253	103.168	(75.758)	(27.018)	10.645
Subsídio Irrigante/Aquicultor - Res. nº 207/2006	(3.022)	37.389	(32.505)	(15.611)	(13.749)
Subsídio Água/Esgoto/Saneamento - Despacho nº 3.629/2011	1.744	12.318	(8.475)	(2.816)	2.771
Subsídio Distribuição - TUSD fio B	(5.781)	1.621	(512)	(41)	(4.713)
	20.481	251.950	(182.427)	(62.009)	27.995

12.2 Bens destinados à alienação

Do saldo de R\$8.570 (R\$228 em 31 de dezembro de 2016), R\$8.342 refere-se a alienação de imóvel cujo valor de venda foi R\$11.123, tendo sido recebido, até 31 de dezembro de 2017, o montante de R\$2.781.

12.3 Estoques

Os estoques estão demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor, deduzidos de eventual perda no valor recuperável. O método de avaliação dos estoques é efetuado com base na média ponderada móvel.

O saldo de estoques refere-se aos materiais utilizados na operação e manutenção da prestação dos serviços. Os materiais utilizados na construção da infraestrutura da concessão, estão classificados no Intangível pelo montante, em 31 de dezembro de 2017, de R\$26.784 (R\$32.621 em 31 de dezembro de 2016).

12.4 Contribuição de iluminação pública

Refere-se à Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública - CIP que tem por finalidade os serviços de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública. É cobrada dos consumidores, em conformidade com o estabelecido por lei municipal, arrecadada pelas distribuidoras e repassadas mensalmente às Prefeituras, conforme previsto no artigo 149-A da Constituição Federal.

12.5 Obrigações Sociais e Trabalhistas

Referem-se aos montantes de provisão e gratificação de férias, provisão de participação nos lucros e resultados e seus respectivos INSS e FGTS.

13 Ativo financeiro indenizável e Intangível

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

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

De acordo com a ICPC 01 (R1), os ativos da infraestrutura enquadrados nesta interpretação não podem ser reconhecidos como ativo imobilizado uma vez que se considera que o concessionário não controla os ativos subjacentes, sendo reconhecidos de acordo com um dos modelos contábeis previstos na interpretação, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do concessionário assumido junto ao concedente, que são o modelo do ativo financeiro, do ativo intangível e o bifurcado.

• Modelo do ativo financeiro

Este modelo é aplicável quando o concessionário tem o direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização da infraestrutura da concessão.

• Modelo do ativo intangível

Este modelo é aplicável quando o concessionário, no âmbito da concessão, é remunerado em função do grau de utilização da infraestrutura pelos usuários por meio da prestação de serviço.

• Modelo bifurcado

Este modelo aplica-se quando a concessão inclui, simultaneamente, compromissos de remuneração garantidos pelo concedente e compromissos de remuneração dependentes do nível de utilização das infraestruturas da concessão, cobrados dos usuários. Como a Companhia é remunerada: (i) pelo Poder Concedente, no tocante ao valor residual da infraestrutura ao final do contrato de concessão; e (ii) pelos usuários, pela parte que lhes cabe dos serviços de construção e pela prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica, então, aplica-se o modelo bifurcado.

Devido à implementação da ICPC 01 (R1), os ativos de infraestrutura de distribuição foram bifurcados da seguinte forma: (i) Ativo financeiro indenizável (Nota 13.1) - composto pela parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final do contrato de concessão, e que serão objeto de indenização pelo Poder Concedente; e (ii) Intangível (Nota 13.2) - compreendendo o direito ao uso, durante o período da concessão, da infraestrutura construída ou adquirida pela Companhia e, consequentemente, ao direito de cobrar dos usuários pelos serviços prestados de fornecimento de energia elétrica ao longo do contrato de concessão.

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

A Resolução ANEEL nº 691/15 regulamenta a desvinculação dos ativos vinculados à concessões do Serviço Público de Energia Elétrica concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à doação de interesse social ou alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, para aplicação na concessão.

13.1 Ativo financeiro indenizável

A Companhia apresenta saldo no ativo não circulante referente a crédito a receber do Poder Concedente ao final da concessão, a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da prestação de serviços outorgados, originados da bifurcação requerida pelo ICPC 01 (R1). Estes ativos financeiros são avaliados a valor justo com base no Valor Novo de Reposição - VNR dos ativos vinculados à concessão, revisado a cada quatro anos por meio do laudo de avaliação da Base de Remuneração Regulatória - BRR, conforme estabelecido no Contrato de concessão.

O Ativo financeiro indenizável é ajustado: (i) por atualização do IPCA de acordo com a Resolução Normativa nº 686/15; e (ii) por adições e baixas de valores itens da infraestrutura conforme regulamentação da ANEEL.

Estes ativos serão reversíveis ao Poder Concedente no final da concessão e os efeitos da mensuração a valor justo são reconhecidos diretamente no resultado do exercício.

Nesse sentido, a avaliação é validada mediante fiscalização da ANEEL e ocorre a partir de inspeções em campo da infraestrutura da concessão, seguindo metodologia e critérios de avaliação de bens, considerados elegíveis, das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, com o objetivo restabelecer o nível eficiente dos custos operacionais e da base de remuneração regulatória das concessionárias.

A movimentação no exercício é a seguinte:

	Saldo em 31/12/2016	Transferências do Intangível	Valor Justo		Saldo em 31/12/2017
			Baixas	31/12/2016	
Ativo financeiro indenizável	1.027.840	150.352	13.816	(14.177)	1.177.831
	1.027.840	150.352	13.816	(14.177)	1.177.831

13.2 Intangível

Os ativos intangíveis estão mensurados pelo custo total de aquisição/construção deduzidos da amortização acumulada. A amortização é reconhecida no resultado baseando-se no método linear de acordo com a vida útil dos ativos, já que esse método é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo.

Em função do disposto nas Instruções Contábeis do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico e na Deliberação CVM nº 672/11, que aprova o pronunciamento técnico CPC 20 (R1), os encargos financeiros relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no intangível em curso, estão registrados neste subgrupo como custo das respectivas obras. A taxa média mensal aplicada no exercício para determinar o montante dos encargos financeiros passíveis de capitalização foi de 1,7629%, que representa a taxa efetiva do empréstimo conforme regras previstas do PRORET submódulo 2.4. e Resolução Normativa ANEEL nº 648/15.

13.2.1 Composição do intangível

	Nota	31/12/2017				31/12/2016			
		Taxas anuais médias de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Taxas anuais médias de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de concessão - Infraestrutura	13.2.1.1								
Em serviço		4,47	2.044.809	(1.364.447)	680.362	4,01	1.994.450	(1.295.855)	698.595
Em curso			163.687		163.687		117.741		117.741
Atividades não vinculadas à concessão									
Ágio na incorporação de sociedade controladora	13.2.1.2	7,08	103.963	(63.324)	40.639	7,08	103.963	(56.993)	46.970
(-) Provisão para manutenção de dividendos		7,08	(103.963)	63.324	(40.639)	7,08	(103.963)	56.993	(46.970)
			2.208.496	(1.364.447)	844.049		2.112.191	(1.295.855)	816.336

13.2.1.1 Direitos de Concessão - Infraestrutura

Referem-se ao direito da concessionária de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia elétrica e pelo uso de infraestrutura, originados da bifurcação requerida pelo ICPC 01 (R1). Estão registrados ao seu valor de custo acrescido de encargos financeiros, quando aplicável.

A amortização é registrada com base na vida útil estimada de cada bem, limitada ao prazo final da concessão. As taxas de amortização utilizadas são as determinadas pela ANEEL, responsável por estabelecer a vida útil dos ativos de distribuição do setor elétrico, e estão previstas no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico.

13.2.1.1.1 Bens totalmente amortizados

O saldo líquido do ativo intangível compreende itens que encontram-se totalmente amortizados. O custo histórico destes itens está demonstrado abaixo:

	31/12/2017		31/12/2016	
	Valor líquido	Custo histórico	Valor líquido	Custo histórico
Direito de concessão - Infraestrutura				
Edificações, obras civis e benfeitorias			6.252	7.553
Máquinas e equipamentos			434.960	396.903
Veículos			9.799	11.762
Móveis e utensílios			6.549	4.779
Outros			192.222	186.094
Total			649.782	607.091

Os itens totalmente depreciados são deduzidos da BRR, ou seja, no momento da apuração dos valores relativos à infraestrutura que irão compor a tarifa de energia a ser cobrada dos consumidores, é considerado o total do ativo bruto em serviço deduzido da amortização acumulada e incluindo os bens totalmente amortizados.

13.2.1.2 Ágio - Incorporação de sociedade controladora e Provisão para manutenção de dividendos

Refere-se à parcela cindida do ágio incorporado decorrente da aquisição de ações, o qual foi contabilizado de acordo com as Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/99 e ICPC 09 e, conforme determinação da ANEEL, está sendo realizado pela curva entre a expectativa de resultados futuros e o prazo de concessão da Companhia. Consequentemente ao registro, foi reconhecido um crédito fiscal (Nota 9.2.1.2).

A constituição da provisão para manutenção dos dividendos visa ajustar o valor do ágio pago ao valor do benefício fiscal esperado por sua amortização e, consequentemente, ajustar o fluxo de dividendos futuros da Companhia, para que este não seja afetado negativamente pela despesa incorrida na amortização contábil do ágio.

A provisão tem o objetivo de reduzir o valor do ágio ao seu montante líquido (representativo do efetivo benefício fiscal), parcela que possui substância econômica que lhe permite ser considerada um ativo da Companhia em contrapartida da Reserva Especial de Ágio, no Patrimônio Líquido (Nota 21.3).

13.2.2 Movimentação do intangível

	Valor líquido em 31/12/2016	Ingressos (Nota 13.2.1)	Juros capitalizados	Transf. para intangível em serviço	Transf. para ativo financeiro indenizável	Amortizações	Reclassificação		Valor líquido em 31/12/2017
							Baixas	Reclassificação	
Intangível em serviço									
Direito de concessão - Infraestrutura	698.595	-	-	253.809	(150.352)	(106.194)	(15.496)	-	680.362
Total do intangível em serviço	698.595	-	-	253.809	(150.352)	(106.194)	(15.496)	-	680.362
Intangível em curso									
Direito de concessão - Infraestrutura	117.741	294.130	4.588	(253.809)	-	-	(633)	1.670	163.687
Total do intangível em curso	117.741	294.130	4.588	(253.809)	-	-	(633)	1.670	163.687
Total intangível	816.336	294.130	4.588	-	(150.352)	(106.194)	(16.129)	1.670	844.049

13.2.2.1 Ingressos

Os investimentos da Companhia no exercício de 2017 seguem a estratégia de fortalecer sua base de ativos e os indicadores de qualidade. Os principais investimentos ocorridos são: (i) a construção de 16 novos alimentadores e demais obras de redes de distribuição associadas (R\$14.817); (ii) construção de uma nova linha de distribuição denominada LD Ramal Lameirão com 5,9 Km de extensão (R\$1.814); (iii) a recapitação da LD Viana-Guarapari com 29,5 km de extensão (R\$2.695); (iv) construção de duas novas subestações denominadas Guriri e Atílio Vivacqua com 12,5 MVA de potência cada (R\$11.623); e (v) ampliação de 6 subestações (R\$27.662).

13.3 Conciliação dos saldos entre Ativo financeiro indenizável e Ativo Intangível comparados à BRR

	31/12/2017	31/12/2016
BRR Homologada em 2 de agosto de 2016	2.015.191	2.015.191
BAR Homologada em 2 de agosto de 2016	102.866	102.866
Movimentações de base	(106.874)	(3.433)
Investimento Incremental	317.944	62.715
Bases Regulatórias	2.329.127	2.177.339
Ativo financeiro indenizável	1.177.831	1.027.840
Intangível em serviço	681.782	698.595
Total do Balanço patrimonial VNR do Intangível não registrado	1.859.613	1.726.435
	469.514	450.904

O montante de R\$469.514 não registrado no Balanço patrimonial é decorrente do fato da ANEEL avaliar os ativos a VNR e o saldo apresentado nas demonstrações financeiras estar mensurado pelo custo de aquisição/construção, deduzido de amortização acumulada.

14 Fornecedores

	Nota	Circulante	
		31/12/2017	31/12/2016
Suprimento de energia elétrica		178.715	180.417
Energia livre	14.1	54.488	49.575
Encargos de uso da rede elétrica	14.2	39.768	17.016
Operações CCEE	14.3	32.536	20.465
Materiais e serviços	14.4	79.994	35.850
Total		385.501	303.323

São reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, são medidos pelo custo amortizado por meio do método dos juros efetivos, quando aplicável.

14.1 Energia livre

A Energia livre refere-se a valores a pagar a geradoras de energia elétrica referente as perdas ocorridas no período de racionamento de energia entre junho de 2001 a fevereiro de 2002, no qual ocorreu a comercialização de energia elétrica que não estava contratada. A Companhia passou a efetuar a restituição aos geradores a partir de fevereiro de 2003, com base nas regulamentações existentes a época.

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

**NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

No Despacho ANEEL nº 2.517/10, foi divulgado o valor a ser liquidado entre os agentes de distribuição e geração, atualizados pela taxa SELIC mensal. Tal liquidação deveria ter ocorrido até 30 de setembro de 2010. Com o objetivo de suspender o referido ato, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE, representando as distribuidoras do país, dentre elas a Companhia, impetrou Mandado de Segurança (Processo nº 91.2010.4.01.3400 - 15ª Vara Federal do Distrito Federal) com pedido de liminar que foi concedido.

Em 9 de maio de 2013, porém, foi proferida sentença julgando extinto o feito, sem resolução de mérito, pela inadequação da via eleita (Mandado de Segurança). Entretanto, os pagamentos por parte da Companhia permanecem suspensos, tendo em vista a interposição de recurso de apelação contra a referida sentença, à qual foi atribuída efeito suspensivo (suspensos, portanto, os efeitos da sentença desfavorável às distribuidoras).

Por oportuno, importante salientar que as distribuidoras, paralelamente, ajuizaram ação ordinária com o mesmo objetivo do Mandado de Segurança, porém tal demanda também foi extinta, sob o argumento de que já havia outro feito com as mesmas partes, mesmo pedido e mesmos fundamentos de fato e de direito (litispendência). Em face de tal decisão, também foi interposto recurso de Apelação ao Tribunal Regional Federal da 1ª Região, o qual pendente de julgamento.

O passivo é atualizado mensalmente pela variação da taxa SELIC, tendo sido registrado no exercício findo em 2017 o valor de R\$4.913 (R\$6.118 em 2016) em contrapartida a despesa financeira.

14.2 Encargos de uso da rede elétrica

A variação do exercício é decorrente do aumento do repasse dos encargos de uso da rede elétrica relativos à indenização das transmissoras, conforme mencionado na nota 4.3. O montante adicional que está sendo repassado às transmissoras é decorrente do processo de redução tarifária de 20%, ocorrida no ano de 2013, onde as empresas de transmissão, mediante negociação com o Governo Federal, concordaram que deixariam de ser remuneradas por meio da tarifa, recebendo em troca uma indenização. Como esta indenização não foi efetivada pelo Governo Federal, os referidos custos foram incluídos no processo tarifário das distribuidoras, tendo a Companhia apresentado o reflexo nos valores a pagar de encargos de uso da rede elétrica.

14.3 Operações CCEE

O saldo refere-se às transações de energia comercializada e encargos no âmbito da CCEE. Do saldo em 31 de dezembro de 2017 de R\$32.536, R\$77.034 referem-se às faturas a liquidar dos meses de novembro e dezembro de 2017 que foram impactadas pelo elevado repasse de risco hidrológico associados às usinas comprometidas com contratos de Cotas de Garantia Física, à usina de Itaipu e às usinas hidrelétricas cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada - ACR e que firmaram o termo de repactuação do risco hidrológico, sendo o restante da variação decorrente da provisão dos montantes a receber da CCEE no âmbito da Resolução ANEEL nº 693/15, visando a redução da sobrecontratação da Companhia.

14.4 Materiais e serviços

A variação no exercício deve-se, substancialmente, aos fornecedores dos investimentos que a Companhia vem realizando no decorrer do exercício (Nota 13.2.2.1).

15 Dividendos

Os dividendos e os Juros sobre o capital próprio - JSCP são reconhecidos como passivo nas seguintes ocasiões: (i) JSCP imputados aos dividendos: quando aprovados pelo Conselho de Administração; (ii) dividendos mínimos obrigatórios: quando do encerramento do exercício, conforme previsto no estatuto social da Companhia, eventualmente deduzidos do JSCP já declarados no exercício; (iii) dividendos adicionais: quando da sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária - AGO; e (iv) dividendos intermediários e de exercícios anteriores: quando da aprovação pelo Conselho de Administração ou Assembleia Geral.

Os créditos de juros sobre o capital próprio são inicialmente registrados em despesas financeiras para fins fiscais e, concomitantemente, revertidos dessa mesma rubrica contra o patrimônio líquido. A redução dos tributos por eles gerados é reconhecida no resultado do exercício quando do seu crédito.

Foi aprovada em AGO, realizada em 11 de abril de 2017, a destinação do lucro líquido referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016 com a destinação de JSCP no valor bruto de R\$63.057, sendo R\$53.598 líquido de Imposto de Renda, e dividendos no valor de R\$137.490. Deste montante, já haviam sido contabilizados em 31 de dezembro de 2016 o montante relativo ao JSCP, de modo que a diferença de R\$137.490 foi complementada na referida data como dividendos adicionais. O JSCP foi integralmente pago em 15 de maio de 2017 e os dividendos adicionais foram pagos da seguinte forma: (i) R\$47.000 em 11 de outubro de 2017; e (ii) R\$90.490 em 22 de dezembro de 2017.

Em 21 de dezembro de 2017, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de JSCP do exercício de 2017 no montante bruto de R\$79.623, sendo R\$67.680 líquido de Imposto de Renda, imputáveis aos dividendos a serem distribuídos pela Companhia em data de pagamento a ser deliberada.

Segue abaixo a movimentação do saldo de dividendos no exercício:

Passivo	31/12/2016	Dividendos adicionais	JSCP	Pagamentos	31/12/2017
EDP - Energias do Brasil	53.598	137.492	67.680	(191.090)	67.680
	53.598	137.492	67.680	(191.090)	67.680

16 Debêntures

16.1 Composição do saldo de Debêntures

Tipo de	Quantidade	Valor nominal	Valor	Data da	Vigência do	31/12/2017			31/12/2016							
						Encargos	Principal	Total	Encargos	Principal	Total					
Agente Fiduciário	emissão	de títulos	unitário	total	emissão	contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	17.680	10 176.800	27/08/2014	27/08/2020	3ª emissão em 27/08/2014 a 27/08/2020	Alongamento da dívida e capital de giro.	CDI + 1,50% a.a. até 25/02/2016 CDI + 1,80% a.a. a partir de 26/02/2016 (i)	Principal semestral a partir de 27/08/2018 e juros semestral	5.539	35.360	141.440	182.339	9.062	176.800	185.862
(-) Custos de emissão			(599)						Amortização mensal		(111)	(87)	(198)		(315)	(315)
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Instrução CVM nº 476/09	12.000	10 120.000	05/02/2016	05/02/2020	4ª emissão em 05/02/2016 a 05/02/2020	Alongamento da dívida e capital de giro.	CDI + 2,30% a.a.	Principal semestral a partir de 05/02/2018 e juros semestral				-	7.609	120.000	127.609
(-) Custos de emissão			(1.461)						Amortização mensal				-		(1.016)	(1.016)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	19.000	10 190.000	07/04/2017	07/04/2022	5ª emissão em 07/04/2017 a 07/04/2022	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	108,75% do CDI a.a.	Principal semestral a partir de abril/2020 e juros semestral	3.254		190.000	193.254			-
(-) Custos de emissão			(1.301)						Amortização mensal			(1.061)	(1.061)			-
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Instrução CVM nº 476/09	12.000	10 120.000	20/12/2017	20/01/2021	6ª emissão em 20/12/2017 a 20/01/2021	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	107,50% do CDI a.a.	Principal anual a partir de janeiro/2020 e juros semestral.	68		120.000	120.068			-
(-) Custos de emissão			(1.438)						Amortização mensal		(498)	(791)	(1.289)			-
Total										8.861	34.751	449.501	493.113	16.671	295.469	312.140

(i) Conforme cláusula 4.2.3.2. da escritura da emissão, que prevê um aumento de 0,3% na taxa anual face um rebaixamento de pelo menos dois níveis no *rating* da emissora frente ao da data da emissão. Em 25 de fevereiro de 2016 o *rating* da Companhia foi rebaixado pela agência Moody's da nota "Aa1.br" em escala local e "Baa3" em escala global para a nota "Aa2.br" em escala local e "Ba2" em escala global.

As debêntures estão demonstradas pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado usando o método da taxa de juros efetiva.

As debêntures não possuem garantias.

16.2 Movimentação das debêntures

	Valor líquido em		Juros	Amortização do custo de transação	Valor líquido em
	31/12/2016	Ingressos			
Circulante					
Principal	-	(120.780)	780	155.360	35.360
Juros	16.671	(56.066)	48.256	8.861	8.861
Custo de transação	-	(498)		1.373	(609)
	16.671	(498)	49.036	153.876	43.612
Não circulante					
Principal	296.800	310.000		(155.360)	451.440
Custo de transação	(1.331)	(2.092)		1.484	(1.939)
	295.469	307.908	-	(153.876)	449.501

16.3 Vencimento das parcelas

	Vencimento
Circulante	
2018	43.612
	43.612
Não circulante	
2019	69.514
2020	206.163
2021	135.840
2022	37.984
	449.501
Total	493.113

As emissões de Debêntures feitas pela Companhia não são conversíveis em ações e foram emitidas de acordo com a Instrução CVM nº 476/09, ou seja, referem-se a ofertas públicas distribuídas com esforços restritos.

As principais cláusulas dos contratos prevendo rescisão estão descritas abaixo. A totalidade das cláusulas pode ser consultada nas escrituras das respectivas emissões.

• Para todas as emissões:

(i) descumprimento, pela Emissora, da manutenção do índice financeiro Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado na data de apuração, 31 de dezembro de cada ano, sendo não superior a 3,5. 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) falência formulada pela Emissora;

(iii) decretação de falência da Emissora, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial;

(iv) se a Emissora propuser plano de recuperação extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; ou se a Emissora ingressar em juízo com requerimento de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; e

(v) perda da concessão para distribuição de energia elétrica.

• Específicas para a 3ª emissão:

(i) descumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura, não sanada em 5 dias úteis contados da data do recebimento pela Emissora de notificação para pagamento enviada pelo Agente Fiduciário; e

(ii) protesto cambiário contra a Emissora que não tenha sido contestado de boa fé em valor individual igual ou superior a R\$75.000 e/ou não tenha sido sanado em 30 dias, contados da sua intimação.

• Específicas para a 5ª e 6ª emissão:

(i) falta de pagamento, pela Emissora de qualquer obrigação pecuniária relativa às debêntures e/ou à Escritura de Emissão na respectiva data de pagamento prevista na escritura, não sanado no prazo de 2 dias úteis contados da data do respectivo vencimento;

(ii) declaração de vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária da Emissora no mercado local ou internacional, nos termos de um ou mais instrumentos financeiros, em montante superior a R\$75.000 ou seu equivalente em outras moedas;

(iii) celebração de contratos de mútuo pela Emissora, na qualidade de mutuante, sem prévia e expressa anuência dos Debenturistas que representem, no mínimo, 2/3 das debêntures em circulação, com quaisquer sociedades nacionais ou estrangeiras, integrantes do seu grupo econômico, em valor individual ou agregado superior a R\$100.000, ou o seu equivalente em outras moedas;

(iv) protesto de títulos contra a Emissora, cujo valor individual ou global ultrapasse R\$75.000 ou o seu equivalente em outras moedas, salvo se no prazo de 10 dias contados do conhecimento pela Emissora de referido protesto a Emissora tiver tomado medidas cabíveis e comprovado ao Agente Fiduciário que: a) o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro ou era ilegítimo; b) o protesto seja cancelado, ou, ainda, c) o protesto tenha a sua exigibilidade suspensa por medida judicial cabível;

(v) se a EDP - Energias do Brasil deixar de ser a controladora da Emissora, exceto se a operação tiver sido previamente aprovada pelos Debenturistas representando, no mínimo, 2/3 das debêntures em circulação;

(vi) distribuição de dividendos acima do mínimo obrigatório sempre que a Emissora estiver em descumprimento com qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura de Emissão, no Contrato de Distribuição e/ou nos demais documentos da Oferta; e

(vii) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e não devidamente solucionado por meio de depósito judicial e/ou elidido no prazo legal e/ou contestado pela Emissora de boa-fé no prazo legal, nas hipóteses para as quais a Lei não exija depósito elisivo.

• Específicas para a 6ª emissão:

(i) transformação da Emissora em sociedade limitada.

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia encontra-se em pleno atendimento de todas as cláusulas restritivas previstas nos contratos de debêntures.

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

17 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

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

	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2017			31/12/2016			Total	
										Encargos Circulante	Principal Circulante	Não Circulante	Encargos Circulante	Principal Circulante	Não Circulante		
Moeda nacional																	
					Programas de investimentos nos segmentos de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica.	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) 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 mensais	a. Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil; b. Depósito caucionado.	13	2.337	1.169	3.519	56	12.471	3.468	15.995
BNDES - BB/CALC	177.468	29/01/2009	155.228	17/02/2010 a 17/06/2019													
(-) Custo de transação		29/01/2009	(205)	17/02/2010 a 15/05/2017				Amortização mensal do custo de transação					-		(1)		(1)
					Programa de investimentos de 2013 a 2015	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5.	TJLP a TJLP + 3,05% a.a., IPCA + TR(iii) + 3,05% a.a. e Pré desegre 6,00% a.a.	Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal. Principal e juros anuais. (iv)	a. Depósitos caucionados; b. Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil	4.284	39.220	172.579	216.083	16.118	38.526	208.477	263.121
BNDES - FINEM	270.924	28/12/2014	248.957	28/12/2014 a 16/12/2024													
(-) Custo de transação		28/12/2014	(1.390)	16/12/2024				Amortização mensal do custo de transação			(259)	(671)	(930)			(514)	(514)
Eletrobras LPT - ECFS 106/05	50.304	20/11/2005	37.114	30/05/2008 a 30/04/2018	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis.	8	1.563		1.571		3.439	1.563	5.002
Eletrobras LPT - ECFS 181/07	75.764	25/06/2007	44.821	30/04/2010 a 30/04/2020	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis.	55	4.907	6.039	11.001		4.152	10.946	15.098
Eletrobras LPT - ECFS 258/09	56.737	28/08/2009	20.687	30/01/2012 a 30/12/2021	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis.	35	1.844	5.106	6.985		1.560	6.950	8.510
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	200.000	08/05/2014	200.000	08/05/2014 a 14/05/2018	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	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/2016 e Juros trimestrais	Nota Promissória	694	66.667		67.361	2.482	66.666	66.667	135.815
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	100.000	29/05/2015	100.000	29/05/2015 a 29/05/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	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	684	50.000	50.000	100.684	1.302		100.000	101.302
BNDES - FINEM/ N° 17.2.0296.1	354.078	05/09/2017	86.000	05/09/2017 a 15/06/2025	Programa de investimentos no triênio de 2016 a 2018	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	TJLP + 2,96% a.a. IPCA + 3,23% a.a.	a) Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal; b) Principal e juros anuais.	a. Cessão fiduciária de no mínimo 130% do valor da prestação vincenda do mês subsequente; b. Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil.	629		86.146	86.775				-
(-) Custo de transação		05/09/2017	(1.540)	15/06/2025				Amortização mensal do custo de transação				(2.586)	(2.586)				-
Total										6.402	166.279	317.782	490.463	19.958	126.813	397.557	544.328

(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) Equivalerá ao resultado da interpolação linear das taxas internas de retorno observadas no mercado secundário das Notas do Tesouro Nacional Série B (NTN-B), aplicável ao prazo médio de amortização de cada parcela dos Subcréditos B e D.

(iv) Os subcréditos A, C, E e F possuem juros e amortizações mensais, e os subcréditos B e D possuem juros e amortizações anuais.

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

17.2 Movimentação dos empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

	Valor líquido em 31/12/2016	Ingressos	Encargos	Juros provisionados	Transfêrências	Amortização do custo de transação	Variação monetária	Valor líquido em 31/12/2017
Circulante								
Principal	126.814		(127.278)		166.387		615	166.538
Juros	19.958		(56.359)	42.476			327	6.402
Custo de transação	(1)				(603)	345	(259)	
	146.771	-	(183.637)	42.476	165.784	345	942	172.681
Não circulante								
Principal	398.071	86.684			(166.387)		2.671	321.039
Custo de transação	(514)	(3.346)			603		(3.257)	
	397.557	83.338	-	-	(165.784)	-	2.671	317.782

17.3 Vencimento das parcelas

Vencimento	Nacional
Circulante	
2018	172.681
Não circulante	
2019	99.928
2020	56.115
2021	54.725
2022	46.149
2023 até 2025	60.865
Total	317.782

18 Benefícios pós-emprego

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

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 a mensuração dos planos do tipo benefício definido, a Companhia contratou atuários independentes, para realização de avaliação atuarial, segundo o Método do Crédito Unitário Projetado.

A Companhia reconhece as obrigações dos planos de benefício definido se o valor presente da obrigação na data do balanço é maior que o valor justo dos ativos do plano. Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de benefício definido são reconhecidos no exercício em que ocorrem diretamente no Patrimônio líquido na rubrica Outros resultados abrangentes. Os custos com serviços passados são reconhecidos no exercício 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.

Para os casos em que o plano se torne superavitário e exista a necessidade de reconhecimento de um ativo, tal reconhecimento é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos ou reduções futuras nas contribuições ao plano, conforme legislação vigente e regulamento do plano.

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

	Nota	Circulante		Não circulante	
		31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Auxílio Incentivo à Aposentadoria - AIA	18.2	753	687	463	531
Assistência médica e seguro de vida	18.2	36.289	32.217	733.129	587.338
Contribuição definida	18.1.2		191		
		37.042	33.095	733.592	587.869

18.1 Planos de suplementação de aposentadoria e pensão

São administrados pela EnerPrev, entidade fechada de previdência complementar patrocinada pelas empresas do Grupo EDP - Energias do Brasil e cadastrados no Cadastro Nacional dos Planos de Benefícios - CNPB na Superintendência Nacional de

Previdência Complementar - PREVIC. Tem por finalidade gerir e administrar um conjunto de planos de benefícios previdenciários em favor dos colaboradores e ex-colaboradores da Companhia, sendo assegurados os direitos e deveres dos participantes, assistidos e pensionistas, previstos nos regulamentos.

18.1.1 Planos de Benefício definido e Contribuição variável

• Plano Escelsos I estruturado na modalidade de Benefício definido (vigente para adesões até 31 de maio de 1998): O Plano de custeio é sustentado por contribuições da patrocinadora, que correspondem ao dobro das contribuições dos participantes limitado a 7% da folha de salários. Concede renda vitalícia reversível em pensão, na base de até 100% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade.

• Plano Escelsos II estruturado na modalidade de Contribuição variável (vigente para adesões até 1º de novembro de 2006): O Plano de custeio é sustentado paritariamente por contribuições da patrocinadora e do participante, conforme o regulamento do plano. É um plano previdenciário que, até a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, é do tipo Contribuição variável, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, se for essa a escolha do participante, é que o plano previdenciário pode passar a ser do tipo Benefício definido e, portanto, gerando responsabilidade atuarial à Companhia. O participante pode escolher também a opção de renda financeira, não gerando responsabilidade atuarial para a Companhia. No exercício, a Companhia ficou superavitária e abateu suas contribuições em R\$3.032.

18.1.1.1 Avaliação atuarial

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

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

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

A avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2017 demonstrou que, nos Planos do tipo Benefício definido, o valor presente das obrigações atuariais, líquido do valor justo dos ativos, apresenta-se superavitário.

18.1.1.2 Conciliação dos ativos e passivos atuariais

	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrições de reconhecimento do ativo	Ativo reconhecido (Nota 12)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	(162.821)	266.869	(105.664)	43
Custo do serviço corrente	(106)			(106)
Custo dos juros (Nota 24)	(22.899)	36.541	(13.798)	(156)
Ganhos/(perdas) atuariais	11.835	(8.088)	(3.032)	715
Benefícios pagos pelo plano	22.075	(22.075)		
Saldo em 31 de dezembro de 2017	(151.916)	273.247	(122.494)	496

As contribuições da Companhia esperadas para este plano para o exercício de 2018 são de R\$2.518.

Para estes planos o saldo de perda atuarial líquido de imposto de renda e contribuição social em 31 de dezembro de 2017 é de R\$1.161 (perda atuarial de R\$1.633 em 31 de dezembro de 2016).

18.1.1.3 Vencimentos dos planos de benefício

Os vencimentos dos planos de benefício, calculado nas avaliações atuariais, consideram o seguinte fluxo futuro de pagamentos de benefícios para os próximos 10 anos:

Vencimento	Plano I	Plano II
Circulante		
2018	11.736	5.180
	11.736	5.180
Não circulante		
2019		12.012
2020		5.630
2021		12.505
2022		12.174
2023 a 2027		65.700
		114.660
Total		56.503

**NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

18.1.1.4 Despesas líquidas

Os efeitos da revisão das avaliações atuariais reconhecidos no resultado e em outros resultados abrangentes, ambos em contrapartida a rubrica de Benefícios pós-emprego são os seguintes:

	2017	2016
Custo do serviço		
Custo do serviço corrente	134	166
Custo dos juros	156	102
Contribuições esperadas dos empregados	(28)	(16)
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado	262	252
Remensuração do valor líquido do passivo de benefício definido		
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em despesa financeira líquida)	8.088	(25.432)
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência	(23.492)	9.426
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras	11.657	10.430
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido	3.032	5.850
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(715)	274
Total	(453)	526

18.1.1.5 Classes de ativos

As principais classes de ativos dos planos estão segregadas conforme a seguir:

Classe de ativo	Mercado ativo	2017	2016
Títulos de dívida	Cotado	94,12%	95,50%
Ações	Cotado	4,89%	3,31%
Imóveis	Cotado	0,57%	0,69%
Outros	Não cotado	0,42%	0,50%
Total		100,00%	100,00%

Os títulos de dívida incluem debêntures emitidas pela Controladora que, avaliados pelo valor justo, representam os seguintes montantes:

	31/12/2017	31/12/2016
Debêntures não conversíveis	388	840
Total	388	840

18.1.1.6 Participantes

Estes planos têm a seguinte composição de participantes:

	2017		2016	
	Plano I	Plano II	Plano I	Plano II
Participantes ativos	1	426	1	503
Participantes assistidos				
Com benefícios diferidos				10
Aposentados e pensionistas	667	185	683	223
Total	667	185	683	233
	668	611	684	736

18.1.1.7 Análise de sensibilidade

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

Análise de sensibilidade	Obrigações dos planos	
	Plano I	Plano II
Pressupostos Centrais	119.678	64.672
Taxa de desconto		
Aumento na taxa de desconto em 0,5%	115.279	61.873
Redução na taxa de desconto em 0,5%	124.408	67.709
Mortalidade		
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real	122.776	65.802

18.1.1.8 Premissas

As principais premissas utilizadas nas avaliações atuariais foram as seguintes:

Econômicas	2017		2016	
	Plano I	Plano II	Plano I	Plano II
Taxa de desconto - nominal	10,34% a.a.	10,34% a.a.	12,00% a.a.	12,00% a.a.
Crescimentos salariais futuros	5,14%	5,14%	6,06%	6,06%
Crescimento dos planos de benefícios	4,65% a.a.	4,65% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.
Inflação	4,65% a.a.	4,65% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.
Demográficas				
Tábua de mortalidade	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Muller	Muller	Muller	Muller

18.1.2 Plano de Contribuição definida

A Companhia e as demais empresas do Grupo EDP - Energias do Brasil são patrocinadoras do Plano Energias do Brasil administrado pela Enerprev, o qual encontra-se aberto para adesão de novos participantes. Neste plano, o participante pode contribuir com o percentual fixo de 1% até 7% do salário de contribuição, sendo que o percentual da contribuição das patrocinadoras em seu favor no referido plano também ocorrerá na mesma proporção, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia e as demais patrocinadoras. Os participantes poderão ainda participar com contribuições voluntárias mensais, que equivalem a um percentual de sua livre escolha aplicado sobre o seu salário de contribuição, ou anuais, por meio de um valor único a escolha do participante. Este tipo de contribuição é feita adicionalmente à contribuição básica, sem a proporcional contribuição das patrocinadoras.

Na qualidade de patrocinadora, a Companhia contribuiu no exercício com R\$1.255 (R\$1.060 em 2016).

Em 31 de dezembro de 2017 esses planos têm a adesão de 484 colaboradores (437 em 31 de dezembro de 2016).

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

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

18.2.7 Premissas

As principais premissas utilizadas nas avaliações atuariais foram as seguintes:

Econômicas	2017		2016	
	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
Taxa de desconto - nominal	10,34% a.a.	10,34% a.a.	10,34% a.a.	10,34% a.a.
Crescimentos salariais futuros	5,14%	n/a	n/a	n/a
Crescimento dos planos de benefícios	4,65%	n/a	4,65%	4,65%
Inflação médica de longo prazo	n/a	10,92% a.a. em 2018, reduzindo linearmente para 6,74% a.a. até 2027	n/a	n/a
Inflação	4,65%	4,65% a.a.	4,65%	4,65%
Fator de envelhecimento	n/a	3,50% a.a.	n/a	n/a
Demográficas				
Tábua de mortalidade	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1

19 Encargos Setoriais

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

	Saldo em Nota		Atualização Monetária		Pagamentos/ Recebimentos		Ressarcimento Transfe- rências CCRBT (Nota 7)		Saldo em Nota	
	31/12/2016	Adições	Monetária	Recebimentos	CCRBT (Nota 7)	rências	31/12/2017			
Conta de desenvolvimento energético - CDE	19.1 e 22	44.594	427.074		(436.005)					35.663
Encargos tarifários (ECE/ EAEEE)	6.2	28.641			(199)					28.442
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (P&D e PEE)	19.2 e 22	26.735	26.107	1.941	(32.811)					21.972
Bandeiras tarifárias (CCRBT)	7, 19.3 e 22	-	123.526		27.026	(132.852)	(6.512)			11.188
Outros encargos		284	3.314		(3.331)					267
Total		100.254	580.021	1.941	(445.320)	(132.852)	(6.512)			97.532
Circulante		96.651								97.532
Não circulante		3.603								-
		100.254								97.532

• Assistência médica, seguro de vida e outros benefícios a aposentados (vigente aos empregados admitidos até 31 de dezembro de 1990 e aposentados na Companhia): Cobertura vitalícia com despesas de assistência médica, odontológica, medicamentos, seguro de vida e, nos casos comprovados de existência de dependente especial, correspondente a 50% do piso salarial da Companhia.

18.2.1 Avaliação atuarial

Uma série de premissas podem ter sua realização diferente da calculada na avaliação atuarial devido a fatores como mudanças nas premissas econômicas ou demográficas e mudanças nas disposições dos benefícios ou da legislação aplicável a estes. A maior parte das obrigações dos benefícios consistem na concessão de benefícios vitalícios aos participantes. Por essa razão, aumentos na expectativa de vida resultarão em aumento nas obrigações dos planos. Estes benefícios são sensíveis à inflação, sendo que uma inflação maior que o previsto nesta avaliação levará a um maior nível de obrigações.

A avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2017 demonstrou uma obrigação presente para estes Planos do tipo Benefício Definido.

18.2.2 Movimentação dos passivos atuariais

	Valor presente das obrigações do plano
Saldo em 31 de dezembro de 2016	(620.773)
Custo do serviço corrente	(2.914)
Custo dos juros (Nota 24)	(73.012)
Ganhos/(perdas) atuariais reconhecidos no PL	(108.584)
Benefícios pagos pela Companhia	34.649
Saldo em 31 de dezembro de 2017	(770.634)

A perda atuarial de R\$108.548 no valor presente das obrigações, apurado na avaliação atuarial efetuada em 31 de dezembro de 2017, foi decorrente, principalmente, da revisão das premissas, onde observou-se uma redução na taxa de desconto. Para estes planos o saldo de perda atuarial líquido de imposto de renda e contribuição social em 31 de dezembro de 2017 é de R\$375.130 (perda atuarial de R\$303.465 em 31 de dezembro de 2016).

As contribuições esperadas da Companhia para estes benefícios para o exercício de 2018 são de R\$31.348.

18.2.3 Vencimentos dos planos de benefício

Os vencimentos dos planos de benefício, calculado nas avaliações atuariais, consideram o seguinte fluxo futuro de pagamentos de benefícios para os próximos 10 anos:

Vencimento	Assistência Médica e Seguro de Vida	AIA
Circulante		
2018	30.595	753
	30.595	753
Não circulante		
2019	30.077	135
2020	37.855	139
2021	41.961	120
2022	46.448	253
2023 a 2027	303.228	
Total	459.569	647
	490.164	1.400

18.2.4 Despesas líquidas

Os efeitos da revisão das avaliações atuariais reconhecidos no resultado e em outros resultados abrangentes, ambos em contrapartida a rubrica de Benefícios pós-emprego são os seguintes:

	2017	2016
Custo do serviço		
Custo do serviço corrente	2.914	2.649
Custo dos juros	73.012	56.663
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado	75.926	59.312
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência	8.578	26.055
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras	100.006	111.935
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes	108.584	137.990
Total	184.510	197.302

18.2.5 Participantes

Estes planos têm a seguinte composição de participantes:

	2017				2016			
	Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados	Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
Participantes ativos	23	288		607	25	336		562
Participantes assistidos								
Dependentes			1.416			1.463		
Aposentados e pensionistas		1.272	1.276	47	1.257	1.255		46
	-	2.688	1.276	47	-	2.720	1.255	46
Total	23	2.976	1.276	654	25	3.056	1.255	608

18.2.6 Análise de sensibilidade

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

Análise de sensibilidade	Auxílio Incentivo à Aposentadoria	Assistência Médica e Odontológica	Benefícios a Aposentados	Seguro de Vida
	Pressupostos Centrais	1.216	698.591	5.352
Taxa de desconto				
Aumento na taxa de desconto em 0,5%	1.211	656.205	4.879	62.458
Redução na taxa de desconto em 0,5%	1.222	745.550	5.898	68.772
Mortalidade				
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real	1.216	726.184	5.471	66.302

19.1 Conta de desenvolvimento energético - CUDE

Referem-se aos valores a repassar à CDE, auídos pela ANEEL, conforme demonstrado na tabela abaixo. Até abril de 2017, a responsabilidade pela administração dos recursos era da Eletrobras. Por meio da Lei nº 13.360/16, a partir de maio de 2017, a gestão da CDE passou a ser de responsabilidade da CCEE.

	Montante total	Valor cota mensal	Competência
Resolução Homologatória - ANEEL nº 1.863/15			
CDE - Energia (Recomposição Conta ACR) (*)	252.560	12.628	Agosto de 2015 a Março de 2017
Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.231/17			
CDE - Energia (Recomposição Conta ACR) (*)	444.216	10.270	Abril de 2017 a Março de 2018
		13.374	Abril de 2018 a Março de 2020
Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.077/16			
CDE - Energia	85.768	7.147	Agosto de 2016 a Julho de 2017
Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.204/17			
CDE - Encargo de uso	211.068	15.502	Janeiro de 2017
		17.779	Fevereiro de 2017 a Dezembro de 2017
Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.202/17			
CDE - Energia	91.159	7.597	Agosto de 2017 a Julho de 2018

(*) A Resolução Homologatória ANEEL nº 2.231/17 revogou os montantes da Resolução ANEEL nº 1.863/15, a partir da competência de abril de 2017, uma vez que foi apurado pela CCEE que o índice de reserva de liquidez do fundo estava superior ao exigido pelos contratos de financiamento. Assim, em prol da modicidade tarifária, a ANEEL aprovou a redução das quotas mensais do encargo no período de abril de 2017 a março de 2018.

NOTAS EXPLICATIVAS EXERCÍCIOS FIMDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

19.1.1 Liminares de Associações de Consumidores relacionadas à CDE

A Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia Elétrica - ABRACE conseguiu liminar em 03 de julho de 2015, que desobriga suas associadas a pagarem itens específicos do CDE. Após a liminar concedida à ABRACE, houve uma proliferação de processos judiciais que contestavam o encargo da CDE. Diante deste cenário a ANEEL, por meio do Despacho nº 1.576/16 e Nota Técnica nº 174/16 - SGT, decidiu que as distribuidoras estão autorizadas a descontar do pagamento da cota da CDE o valor não arrecadado devido às liminares e também que os cálculos dos reajustes e revisões tarifárias das distribuidoras não seriam afetados pelos efeitos das liminares. A liminar da ABRACE tinha o período de vigência relativo ao reajuste tarifário 2016/2017. Após o reajuste tarifário da Companhia, em agosto de 2017, a ABRACE não entrou com pedido de renovação da liminar, fazendo com que seus associados, a partir do mês de setembro, tivessem os pagamentos dos itens da CDE retomados e, em contrapartida, o respectivo pagamento da cota por parte da Companhia.

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

Os valores das obrigações a serem aplicadas nos programas de P&D e PEE registrados pela Companhia, são apurados nos termos da legislação setorial dos contratos de concessão de energia elétrica. A Companhia tem a obrigação de aplicar 1% da Receita operacional líquida ajustada em conformidade com os critérios definidos pela ANEEL, registrando mensalmente, por competência, o valor da obrigação. Esse passivo é atualizado mensalmente pela variação da taxa SELIC até o mês de realização dos gastos e baixados conforme sua realização. Os programas de P&D são regulamentados por meio das Resoluções Normativas ANEEL nº 316/08, aplicada até setembro de 2012, alterada pela Resolução Normativa nº 504/12, e os programas de PEE são regulamentados por meio das Resoluções nº 300/08, aplicada até maio de 2013, alterada pela Resolução Normativa nº 556/13. O saldo líquido em 31 de dezembro de 2017 no montante de R\$21.972 (R\$26.735 em 31 de dezembro de 2016), contempla a dedução dos gastos efetuados com os serviços em curso referentes à esses programas.

19.3 Bandeiras tarifárias

A partir de 1º de janeiro de 2015, por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 547 de 16 de abril de 2013, entrou em vigor o Sistema de Bandeiras Tarifárias. Este mecanismo tem como objetivo sinalizar aos consumidores os custos da geração de energia elétrica de cada mês, sendo dividido em 3 bandeiras: verde, amarela e vermelha. A cada mês, as condições de operação do sistema são reavaliadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que define a melhor estratégia de geração de energia para atendimento da demanda. A partir dessa avaliação, define-se as térmicas que deverão ser acionadas.

A partir de 1º de fevereiro de 2016, conforme estabelecido pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.016/16, se o custo variável da última usina a ser despachada pelo ONS: (i) for menor que R\$211,28/MWh, então a bandeira é verde; (ii) se estiver entre R\$211,28/MWh e R\$422,56/MWh, a bandeira é amarela; (iii) se estiver entre R\$422,56/MWh e R\$610,00/MWh, a bandeira é vermelha - patamar 1; e (iv) se for maior que R\$610,00/MWh, a bandeira é vermelha - patamar 2. A Resolução Homologatória ANEEL nº 2.203/17, manteve as faixas de acionamento para o exercício de 2017.

A bandeira verde indica que o custo para geração de energia está no patamar normal, não sendo necessário nenhum acréscimo no valor das tarifas de energia. Já as bandeiras amarela e vermelha sinalizam que o custo da geração de energia está aumentado, sendo aplicado um adicional ao valor da tarifa de energia.

Os acréscimos, até 31 de janeiro de 2017, foram os seguintes: (i) para a bandeira amarela de R\$1,50 por 100 kWh; (ii) para a bandeira vermelha - patamar 1 de R\$3,00 por 100 kWh; e (iii) para a bandeira vermelha - patamar 2 de R\$4,50 por 100 kWh. Entre 1º de fevereiro de 2017 e 31 de outubro de 2017, conforme estabelecido pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.203/17, os acréscimos foram os seguintes: (i) para a bandeira amarela de R\$2,00 por 100 kWh; (ii) para a bandeira vermelha - patamar 1 de R\$3,00 por 100 kWh; e (iii) para a bandeira vermelha - patamar 2 de R\$3,50 por 100 kWh.

Em 26 de outubro de 2017 a ANEEL apresentou a proposta de aprimoramento da metodologia das bandeiras tarifárias, por meio da audiência pública nº 61/17, propondo mudanças nos valores cobrados dos consumidores e inclusão de novos critérios no cálculo, como os custos que estão relacionados com o déficit hídrico. O período para contribuições foi encerrado em 27 de dezembro de 2017.

Com a hidrologia desfavorável, a diretoria da ANEEL votou por implementar a sistemática proposta na audiência pública, em caráter excepcional, no mês de novembro de 2017, antecipando a alteração no valor das bandeiras tarifárias previsto para ocorrer apenas em janeiro/fevereiro de 2018, diante da relevante perspectiva de aprimoramento nela embutida e de sua potencial repercussão positiva sobre o acionamento das bandeiras tarifárias no curto prazo. Desta forma, a ANEEL elevou o valor adicional cobrado da bandeira vermelha - patamar 2 para R\$5,00 para cada 100 kWh. No caso da bandeira amarela, o adicional de cobrança reduziu para R\$1,00 a cada 100 kWh. Já a bandeira vermelha - patamar 1 manteve a cobrança adicional em R\$3,00 a cada 100 kWh consumidos.

Assim, o saldo relativo à bandeiras tarifárias refere-se aos valores a repassar à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, gerida pela CCEE, provenientes da diferença entre os valores faturados líquidos de ICMS e os valores estimados não faturados, a título de bandeiras tarifárias, deduzidos de parte dos sobrecustos de energia e encargos.

Esses recursos são alocados para a cobertura de custos não previstos nas tarifas das diversas distribuidoras do país. O valor homologado mensalmente pela ANEEL a repassar ou a ressarcir é a diferença entre o montante cobrado dos clientes e os sobrecustos referentes a: (i) Segurança Energética do Encargo de Serviço do Sistema - ESS; (ii) despacho térmico; (iii) risco hidrológico; (iv) cotas de Itaipu; (v) exposição ao mercado de curto prazo; e (vi) excedente da Conta de Energia de Reserva - CONER. Os eventuais custos não cobertos pela receita são considerados no processo tarifário subsequente. As bandeiras tarifárias aplicadas em 2017 foram:

Bandeiras	Meses
Verde	Janeiro, Fevereiro e Junho
Amarela	Março, Julho e Setembro
Vermelha - patamar 1	Abril, Maio, Agosto e Dezembro
Vermelha - patamar 2	Outubro e Novembro

O valor arrecadado pela aplicação das Bandeiras Tarifárias foi de R\$123.526 enquanto o valor homologado pela ANEEL para ressarcimento de custos abrangidos pela CCRBT foi de R\$132.852.

20 Provisões

	Nota	Circulante		Não circulante	
		31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	20.1	5.782	3.197	103.347	76.889
Licenças ambientais					117
Total		5.782	3.197	103.347	77.006

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. As provisões são registradas com base nas melhores estimativas do risco envolvido.

20.1 Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas

A Companhia é parte em ações judiciais e processos administrativos perante diversos tribunais e órgãos governamentais, decorrentes do curso normal das operações, envolvendo questões tributárias, trabalhistas, aspectos cíveis e outros assuntos. As obrigações são mensuradas pela melhor estimativa da Administração para o desembolso que seria exigido para liquidá-las na data das demonstrações financeiras. São atualizadas monetariamente mensalmente por diversos índices, de acordo com a natureza da provisão, e são revistas periodicamente com o auxílio dos assessores jurídicos da Companhia.

20.1.1 Risco de perda provável

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

	Passivo					Ativo		
	Saldo em 31/12/2016	Consti-tuição	Paga-mentos	Rever-sões	Atualizações Monetárias	Saldo em 31/12/2017	31/12/2017	31/12/2016
Trabalhistas	52.532	12.664	(7.737)	(3.268)	20.609	74.800	24.942	22.098
Cíveis	23.093	11.519	(9.503)	(2.674)	4.836	27.271	5.401	6.495
Fiscais	4	7			5	16		
Outros	4.457	6.463	(514)	(3.367)	3	7.042	355	
Total	80.086	30.653	(17.754)	(9.309)	25.453	109.129	30.698	28.593
Circulante	3.197				5.782	30.698		
Não circulante	76.889				103.347	28.593		
Total	80.086				109.129	30.698		28.593

20.1.1.1 Trabalhistas

Referem-se a diversas ações que questionam, entre outros, pagamento de horas extras, adicionais de periculosidade e reintegração.

Em 4 de agosto de 2015, por meio do julgamento do processo de arguição de inconstitucionalidade nº 479-60.2011.5.04.0231, o Pleno do Tribunal Superior do Trabalho decidiu que os débitos trabalhistas devem ser atualizados com base na variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo Especial - IPCA-E, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. O índice será utilizado pelo Conselho Superior da Justiça do Trabalho - CSJT para a tabela de atualização monetária da Justiça do Trabalho (Tabela Única). Desta forma, o índice de correção desses débitos, que era a Taxa Referencial - TR, passa a ser o IPCA-E.

O novo índice deve ser aplicado em todas as ações trabalhistas que envolvem entes públicos e privados que discutem dívidas posteriores a 30 de junho de 2009, que ainda não foram executadas ou houve o trânsito em julgado. Referida mudança resultaria em um aumento significativo na atualização monetária das provisões trabalhistas da Companhia. Em 14 de outubro de 2015, o Ministro do Supremo Tribunal Federal - STF deferiu liminar para suspender os efeitos da decisão proferida pelo Tribunal Superior do Trabalho - TST.

Em ato contínuo, em 05 de dezembro de 2017, a 2ª Turma do STF, por maioria dos votos, julgou improcedente a ação ajuizada pela Federação Nacional dos Bancos - Fenaban contra a decisão do TST nos autos do processo ArgInc-479-60.2011.5.04.0231, que determinava a aplicação do IPCA-E como índice de correção monetária dos débitos trabalhistas. Na decisão questionada pela Fenaban, o TST declarou que o uso da TR como índice de correção na Justiça do Trabalho era inconstitucional, ficando, em consequência, revogada a liminar anteriormente deferida, e determinou a adoção do IPCA-E determinado pelo IBGE, para calcular os débitos.

A decisão foi proferida em dezembro de 2017, todavia, a mesma ainda não foi publicada, impossibilitando a análise de medidas recursais e análises mais profundas. Com base nas análises dos assessores jurídicos, que levaram em consideração as decisões proferidas e publicadas até o momento, a Companhia entendeu que, por hora, a decisão do STF deve ser aplicada a partir de seus efeitos modulatórios e não sobre todo o processo, ou seja, que a correção pelo novo índice deve ocorrer a partir de 25 de março de 2015, resultando em uma correção adicional das causas trabalhistas de R\$8.782.

20.1.1.2 Cíveis

Referem-se a diversas ações questionando cobrança excessiva, danos materiais, entre outros. Dentre as ações destaca-se, principalmente, o montante em 31 de dezembro de 2017 de R\$3.540 (R\$3.071 em 31 de dezembro de 2016) relativo aos pedidos de restituição dos valores pagos a título de majoração tarifária, efetuados pelos consumidores industriais em decorrência da aplicação das Portarias DNAEE nº 38/86 e nº 45/86 - Plano Cruzado, que vigoraram de fevereiro a novembro daquele ano. Os valores originais estão atualizados de acordo com a sistemática praticada no âmbito do Poder Judiciário.

20.1.2 Risco de perda possível

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

	Passivo		Ativo	
	31/12/2017	31/12/2016	Depósito Judicial 31/12/2017	31/12/2016
Trabalhistas	61.423	47.605	4.674	3.756
Cíveis	155.266	271.416	3.356	989
Fiscais	290.419	252.638	15.335	6.206
Total	507.108	571.659	23.365	10.951

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

20.1.2.1 Trabalhistas

Referem-se a diversas ações que questionam, entre outros, pagamento de horas extras, adicionais de periculosidade e reintegração.

A variação do saldo do exercício é decorrente, substancialmente, da atualização do índice de correção dos processos trabalhistas da taxa TR para ICPE-E, conforme detalhado na nota 20.1.1.1.

20.1.2.2 Cíveis

• Ação civil pública nº 26725-92.2009.4.01.3800, em trâmite na 3ª Vara Federal Cível de Belo Horizonte, movida pela Associação de Defesa de Interesses Coletivo - ADIC, que pleiteia indenização por danos materiais em razão de reajuste tarifário (Parcela "A"). Nesta demanda, foi proferida decisão que determinou a exclusão das concessionárias do polo passivo da ação, sendo mantida tão somente a ANEEL. O processo encontrava-se suspenso até que, em 27 de novembro de 2013, o STJ considerou o Juízo da 3ª Vara Federal Cível de Belo Horizonte como competente para julgar todas as demandas coletivas que discutem a questão da Parcela "A". Atualmente aguarda-se julgamento da demanda, a qual tramita apenas em face da ANEEL. O valor estimado em 31 de dezembro de 2017 é de R\$53.631 (R\$46.534 em 31 de dezembro de 2016).

• Mandado de segurança nº 0002173-26.2014.4.01.3400, em trâmite na 22ª Vara Federal do Tribunal Regional Federal da 1ª Região, impetrado por Santo Antônio Energia S.A. - SAESA contra ato da Diretoria da ANEEL, objetivando suspender as obrigações de recomposição de lastro e potência e de pagamento dos encargos pelo uso do sistema de transmissão, bem como a aplicação de eventuais penalidades pelo descumprimento do cronograma da obra. Em 26 de fevereiro de 2014 foi deferido em parte o pedido de antecipação de tutela, que gerou impactos às distribuidoras de energia. Em face da referida decisão, a Companhia, por meio da ABRADÉE, ajuizou o pedido de suspensão da decisão perante o STJ, que foi deferido. Atualmente aguarda-se decisão de recurso. O valor estimado em 31 de dezembro de 2017 é de R\$34.576 (R\$27.741 em 31 de dezembro de 2016).

Adicionalmente, a SAESA propôs ação contra a ANEEL com pedido de liminar para não aplicação, durante o período de motorização da UHE Santo Antônio, do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada - MRA. A liminar não foi concedida em primeira instância. Em sede de agravo, o TRF deferiu o pedido de antecipação de tutela formulado pela SAESA, conferindo efeito retroativo, que passou a ter eficácia desde o início de março de 2012. A Companhia e a ANEEL protocolaram junto ao STJ pedidos de Suspensão de Liminar que foi deferido suspendendo a mesma. Em 18 de março de 2015 o recurso proposto pela SAESA foi rejeitado pela corte especial do STJ. Atualmente aguarda-se decisão de recurso. O valor estimado em 31 de dezembro de 2017 é de R\$2.221 (R\$3.655 em 31 de dezembro de 2016), sendo a redução do período decorrente da atualização dos eventuais impactos financeiros no processo.

• Ação judicial em que um agente do setor requer o reconhecimento pela ANEEL de causas excludentes de responsabilidade por atrasos no cronograma de suas obras. Em maio de 2015 foi proferida sentença de procedência que foi questionada por meio de recurso pela ANEEL. Por meio da ABRADÉE, as distribuidoras propuseram demanda judicial a fim de assegurar os seus direitos. Aguarda-se decisão dos recursos interpostos pela parte adversa. Considerando que eventuais impactos não gerarão reflexos financeiros, a Companhia não mais apresenta o saldo de passivo contingente estimado em 31 de dezembro de 2016 no montante de R\$143.767.

20.1.2.3 Fiscais

• A fiscalização do INSS lavrou notificações de cobrança da contribuição previdenciária versando sobre: (i) a desconsideração de autônomos e também de outras pessoas jurídicas, argumentando a existência de vínculo empregatício entre esses prestadores de serviços e a Companhia; e (ii) a sua incidência sobre pagamentos realizados aos segurados empregados a título de PLR e bolsa de estudos. Essas notificações atualizadas até 31 de dezembro de 2017 importam em R\$8.237 (R\$7.997 em 31 de dezembro de 2016) e atualmente aguardam decisão administrativa.

• Diversas Prefeituras: A Companhia discute administrativa e judicialmente a cobrança de ISSQN supostamente incidente sobre os serviços relacionados à atividade de fornecimento de energia elétrica. Inclui também a exigência do pagamento sobre o espaço ocupado pelo sistema de posteamento das redes de energia elétrica e iluminação pública. Esses processos atualizados até 31 de dezembro de 2017 totalizam o montante de R\$103.516 (R\$100.382 em 31 de dezembro de 2016). Deste montante, destaca-se o valor de R\$86.471 (R\$81.979 em 31 de dezembro de 2016) decorrente da lavratura de 123 autos de infração pelo município de Vitória objetivando a cobrança do ISSQN do período de março de 2011 a fevereiro de 2016. A Companhia apresentou as defesas administrativas e judiciais, as quais aguardam julgamento.

• Discussões administrativas e judiciais relativas às compensações não homologadas pela Receita Federal, com respaldo em créditos reconhecidos judicialmente, bem como de saldo negativo de IRPJ e CSLL, e decorrentes de pagamento a maior de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS efetuados em 2001 em consequência da aplicação do Parecer COSIT 26/02 (impostos sobre RTE), que somam em 31 de dezembro de 2017 o valor de R\$170.336 (R\$136.212 em 31 de dezembro de 2016). Deste montante, destaca-se o valor de R\$29.147 decorrente de um novo processo com ingresso em 2017, no qual houve o encerramento de discussão na esfera administrativa, e início de discussão na esfera judicial, bem como o aumento da contingência em razão dos honorários da Procuradoria. A Companhia apresentou as defesas, as quais aguardam julgamento.

20.1.3 Risco de perda remota

Adicionalmente, existem processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento, cuja perda foi estimada como remota. Para estas ações o saldo de depósitos judiciais em 31 de dezembro de 2017 é de R\$4.399 (R\$3.490 em 31 de dezembro de 2016).

21 Patrimônio líquido

21.1 Capital social

O capital social em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016 é de R\$650.572 e está representado por 5.876.012 ações ordinárias, sem valor nominal, integralmente detidas pela EDP - Energias do Brasil.

As ações ordinárias são classificadas como Capital social e deduzidas de quaisquer custos atribuíveis à emissão de ações, quando aplicável.

A Companhia não possui capital autorizado, conforme estatuto social.

21.2 Destinação do lucro

O lucro líquido apurado em cada exercício será deduzido, antes de qualquer destinação, de prejuízos acumulados e destinado sucessivamente e na seguinte ordem:

- 5% serão aplicados na constituição da Reserva Legal que não excederá 20% do Capital social;
 - constituição de reserva de incentivos fiscais, pelo montante determinado na apuração dos tributos relacionados;
 - 25% serão destinados ao pagamento de dividendos; e
 - o saldo remanescente, após atendidas as disposições anteriores, terá a destinação determinada pela Assembleia Geral.
- Conforme descrito no item (ii) acima, as ações têm direito a dividendos mínimos de 25% do lucro líquido ajustado, na forma da lei, podendo a ele ser imputado o valor dos Juros sobre o capital próprio - JSCP pagos ou creditados, individualmente aos acionistas, a título de remuneração do capital próprio, integrando o montante dos dividendos a distribuir pela Companhia, para todos os efeitos legais e nos termos da Lei nº 9.249/95, e regulamentação posterior.

	Nota	31/12/2017	31/12/2016
Lucro a ser destinado			
Lucro líquido apurado no exercício		128.566	213.490
Constituição da reserva legal - 5%		(6.428)	(10.674)
		122.138	202.816

Destinação do lucro

		3.736	2.269
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE			
Dividendos intermediários - JSCP	15	79.623	63.057
Lucros retidos a deliberar	21.3	38.779	137.490
		122.138	202.816
Dividendos por ação - R\$ - JSCP		13,55052	10,73126

21.3 Reservas

	Nota	31/12/2017	31/12/2016
Reservas de capital			
Ágio na incorporação de sociedade controladora	13.2.1.2	20.615	20.615
		20.615	20.615
Reservas de lucros			
Legal		23.441	17.013
Retenção de lucros	21.3.1	411.143	411.143
Lucros retidos a deliberar	21.2 e 21.3.2	38.779	137.490
Incentivos fiscais	21.3.3	23.641	19.905
		497.004	585.551

21.3.1 Retenção de lucros

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

21.3.2 Lucros retidos a deliberar

Refere-se à parcela do lucro líquido do exercício anterior excedente ao dividendo mínimo obrigatório a ser deliberada em Assembleia Geral ou por outro órgão competente. É constituída conforme ICPC 08 (R1) e poderá ser destinada para pagamento de dividendos, retenção de lucros ou para aumento de capital.

O saldo em 31 de dezembro de 2016 de R\$137.490 foi distribuído como dividendos adicionais (Nota 15) conforme deliberação da AGO realizada em 11 de abril de 2017.

21.3.3 Incentivos fiscais

A Reserva de incentivos fiscais foi constituída por incentivos fiscais da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste - SUDENE referente à redução da alíquota de Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ. O valor dessa subvenção governamental está sendo excluído da base de cálculo dos dividendos, de acordo com o artigo 195-A da Lei nº 6.404/76 alterada pela Lei nº 11.638/07 (Nota 25.1).

21.4 Outros resultados abrangentes

Referem-se à contabilização de passivos oriundos de benefícios pós-emprego relativos a ganhos e perdas atuariais, conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 695/12 e regras estabelecidas no CPC 33 (R1), deduzido do respectivo Imposto de renda e contribuição social diferidos.

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

	Saldo em 31/12/2016	Ganhos	Perdas	Provisão IRPJ/CSSLL	Saldo em 31/12/2017
Ganhos e perdas atuariais - Benefícios pós-emprego	(462.269)	23.492	(131.361)		(570.138)
Imposto de renda e Contribuição social diferidos	157.171			36.676	193.847
	(305.098)	23.492	(131.361)	36.676	(376.291)

22 Receitas

As receitas são mensuradas pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita é reconhecida em bases mensais e quando existe evidência convincente de que: (i) os riscos e benefícios mais significativos foram transferidos para o comprador; (ii) for provável que os benefícios econômicos financeiros fluirão para a entidade; (iii) os custos associados possam ser estimados de maneira confiável; e (iv) o valor da receita possa ser mensurado de maneira confiável. Uma receita não é reconhecida se há uma incerteza significativa na sua realização.

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

(i) As receitas com fornecimento de energia são medidas por meio da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela Companhia. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário, sendo a receita de serviços registrada na medida em que as faturas são emitidas;

(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 considerando-se como base a carga real de energia disponibilizada no mês e o índice de perda anualizado;

(iii) 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 (Nota 23);

(iv) 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 previstos na tarifa vigente pela ANEEL; e

(v) A receita de Subvenção é reconhecida quando da efetiva aplicação de descontos nas tarifas de unidades consumidoras beneficiadas por subsídios governamentais (Nota 12.1) pela diferença entre a tarifa de referência da respectiva classe de consumo daquela efetivamente aplicada a consumidores beneficiários desses subsídios.

	Nº de consumidores (*)		MWh (*)		R\$	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Fornecimento - Faturado						
Residencial	1.201.006	1.182.668	2.216.441	2.254.981	796.467	800.238
Industrial	11.163	11.470	655.462	890.090	281.332	354.872
Comercial	124.253	122.213	1.254.150	1.380.566	489.542	525.098
Rural	187.394	181.478	778.227	798.807	162.002	151.723
Poder público	11.389	11.228	256.184	269.335	96.073	97.152
Iluminação pública	616	658	379.486	357.119	80.786	70.402
Serviço público	1.535	1.440	182.676	183.255	64.957	61.529
Consumo próprio	222	208	7.511	7.755		
	1.537.578	1.511.363	5.730.137	6.141.908	1.971.159	2.061.014
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - Faturado						
Consumidores cativos						
Residencial					706.232	696.440
Industrial					162.548	210.013
Comercial					390.362	408.245
Rural					136.261	124.265
Poder público					73.420	74.018
Iluminação pública					71.265	61.480
Serviço público					39.243	37.802
Consumidores livres	282	230	3.661.316	3.208.000	364.428	305.203
	282	230	3.661.316	3.208.000	1.943.759	1.917.466
Suprimento - Faturado	1	1	458.610	573.263	96.414	125.352
Energia de curto prazo			333.603	644.111	93.378	99.141
(-) Transferências						
(-) Transferência para obrigações especiais AIC - Ultrapassagem Demanda						(1.425)
(-) Transferência para obrigações especiais AIC - Excedente de reativos						(2,188)
						(3,613)
Não faturado						
Fornecimento					457	3.427
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição					6.026	5.140
					6,483	8,567
Resultados de ativos financeiros setoriais	7					
CVA					203.904	(310.608)
Itens financeiros - RTE					83.297	116.058
Itens financeiros - Outros					(104.779)	18.365
PIS/COFINS					(35.827)	(12.279)
					146,595	(188,464)
Receita de construção	23				298.718	234.302
Valor justo do ativo financeiro indenizável	13.1				13.816	169.202
Serviços cobráveis					5.883	7.630
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	12.1				251.950	237.113
Arrendamentos e alugueis					17.524	15.828
Outras receitas operacionais					27.388	15.554
Receita operacional bruta	1.537.861	1.511.594	10.183.666	10.567.282	4.873.067	4.699.092
(-) Deduções à receita operacional						
Tributos sobre a receita						
ICMS					(920.488)	(942.280)
PIS/COFINS					(405.816)	(390.753)
ISS					(291)	(246)
					(1.326,595)	(1.333,279)
Encargos do consumidor						
P&D e PEE	19.2				(26.107)	(26.531)
CDE	19.1				(427.074)	(485.479)
PROINFA - Consumidores Livres					(13.333)	(19.106)
Bandeiras tarifárias (CCRBT)	19.3				(123.526)	(54.938)
Outros encargos					(3.314)	(3.237)
					(593,354)	(589,291)
					(1.919,949)	(1.922,570)
Receita	1.537.861	1.511.594	10.183.666	10.567.282	2.953.118	2.776.522

(*) Não auditado pelos auditores independentes.

23 Gastos operacionais

Os gastos operacionais são reconhecidos e mensurados: (i) em conformidade com o regime de competência, apresentados líquidos dos respectivos créditos de PIS e COFINS, quando aplicável; (ii) com base na associação direta da receita; e (iii) quando não resultarem em benefícios econômicos futuros.

Conforme requerido no artigo 187 da Lei nº 6.404/76, a Companhia classifica seus gastos operacionais na Demonstração do Resultado por função, ou seja, os gastos são segregados entre custos e despesas conforme sua origem e função desempenhada na Companhia.

Na segregação entre custos e despesas, são considerados os seguintes critérios: (i) Custo do serviço: contempla os gastos diretamente vinculados à prestação do serviço de energia elétrica vinculados a concessão, tais como, compra de energia elétrica para revenda, encargos de transmissão, amortização do direito de concessão da infraestrutura e os gastos relacionados ao atendimento comercial e operação e manutenção da concessão; e (ii) Despesas operacionais: são os gastos relacionados à administração da Companhia representando diversas atividades gerais atribuíveis às fases do negócio tais como pessoal administrativo, remuneração da administração, perda estimada com créditos de liquidação duvidosa e provisões judiciais, regulatórias e administrativas.

Segue abaixo o detalhamento dos gastos operacionais, de acordo com a sua natureza, conforme requerido pelo CPC 26 (R1):

	Nota	2017				2016	
		Custo do serviço		Despesas operacionais		Total	Total
		Com energia elétrica	De Prestado a terceiros	Com adminis-trativas	Outras		
Não gerenciáveis							
Energia elétrica comprada para revenda	23.1	1.575.616	-	-	-	1.575.616	1.522.712
Encargos de uso da rede elétrica		233.751	-	-	-	233.751	135.393
Outras		966	-	-	-	966	
		1.810.333	-	-	-	1.810.333	1.658.105
Gerenciáveis							
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada	23.2	104.541	135	38.268	142.944	126.131	
Material		8.466	221	5.142	13.829	12.269	
Serviços de terceiros	23.3	123.189	614	45.747	169.550	168.989	
Depreciação		252	-	-	252	163	
Amortização		96.427	-	3.503	99.930	93.040	
PECLD/perdas líquidas		-	-	42.642	42.642	41.821	
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	20.1.1	-	-	-	19.020	19.020	
Alugueis e arrendamentos		796	-	3.035	3.831	3.493	
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens		-	-	-	34.858	34.858	
Custo com construção da infraestrutura	22	-	298.718	-	298.718	234.302	
Outras (i)		18.424	-	6.038	24.462	23.302	
		- 352.095	299.688	42.642	101.733	53.878	850.036
		1.810.333	352.095	299.688	42.642	101.733	53.878
Total		1.810.333	352.095	299.688	42.642	101.733	53.878
						2.660.369	2.413.628

(i) Em atendimento às melhores práticas de mercado, conforme o Índice de Sustentabilidade Empresarial - ISE da BM&FBOVESPA, apresentamos o investimento social da Companhia que é dividido em: educação, cultura, saúde e saneamento e esporte. Do valor total de R\$24.462 da rubrica de Outras (R\$23.302 em 2016), R\$832 (R\$1.094 em 2016) referem-se ao montante de doações para investimento social. Adicionalmente, a Companhia também efetuou doações incentivadas utilizadas como benefício fiscal no montante de R\$1.894 (R\$915 em 2016), apresentadas líquidas dos montantes a recolher de Imposto de Renda e Contribuição social.

23.1 Energia elétrica comprada para revenda

	Nota	2017	2016
Contratos de compra de energia por disponibilidade	23.1.1	581.989	490.322
Contratos de compra de energia por quantidade	23.1.2	454.703	562.171
PROINFA		47.240	51.684
Contratos de compra de energia por cotas	23.1.3	483.421	205.326
Energia de curto prazo	23.1.4	(54.096)	3.618
Energia de Itaipu Binacional		269.750	271.965
Encargo de Energia de Reserva - EER		(8.375)	21.442
Encargos de Serviço do Sistema - ESS		12.461	64.655
Outros		464	137
(-) Ressorcamentos CCEE/CONER		(56.392)	
(-) Créditos de PIS/COFINS		(155.549)	(148.608)
		1.575.616	1.522.712

23.1.1 Contratos de compra de energia por disponibilidade

O aumento dos montantes relacionados à compra de energia nos contratos na modalidade de disponibilidade decorre, principalmente, do aumento do despacho termoeletrônico realizado pelo ONS, frente ao atual cenário hidrológico desfavorável.

23.1.2 Contratos de compra de energia por quantidade

A redução nos contratos de compra de energia por quantidade deve-se, substancialmente, a dois fatores relacionados a redução do nível de sobrecontratação da Companhia: (i) acordos bilaterais firmados entre as Companhias no segundo semestre de 2017, reduzindo o lastro de 2017 por quantidade e; (ii) aos Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD de energia nova, reduzindo uma série de contratos por quantidade, sobretudo a partir de julho de 2017.

23.1.3 Contratos de compra de energia por cotas

O aumento dos montantes relacionados à compra de energia nos contratos na modalidade de cotas decorre, principalmente, do repasse de risco hidrológico associados às usinas compromitidas com contratos de Cotas de Garantia Física, cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada - ACR e que firmaram o termo de repactuação do risco hidrológico.

23.1.4 Energia de curto prazo

A variação no montante de energia de curto prazo deve-se ao fato de que os MCSD de energia nova tiveram suas terceiras etapas concluídas a partir da contabilização de agosto de 2017, conferindo um efeito elevado na movimentação do curto prazo. Como a Companhia tinha energia a receber desta terceira etapa, a Companhia adquiriu contratos de cessão das distribuidoras cedentes e, estando sobrecontratada, teve os efeitos refletidos no mercado de curto prazo por meio da venda de energia à PLD, que apresentou-se elevado, principalmente no 2º semestre de 2017.

23.2 Pessoal e Administradores

	2017	2016
Pessoal		
Remuneração	67.457	64.258
Encargos	24.605	23.029
Previdência privada - Corrente	2.369	3.353
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	1.499	1.060
Programa de demissão voluntária	387	
Despesas rescisórias	5.585	(397)
Participação no Lucros e Resultados - PLR	12.985	11.085
Outros benefícios - Corrente	22.062	18.708
Outros benefícios pós-emprego - Déficit ou superávit atuarial	2.918	2.351
Outros	136	80
	140.003	123.527
Administradores		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	2.920	2.594
Benefícios dos administradores	21	10
	2.941	2.604
	142.944	126.131

23.3 Serviços de terceiros

	2017	2016
Serviços de consultoria	8.216	14.110
Serviços comerciais	63.973	61.916
Serviços de manutenção	46.595	49.421
Serviços técnicos	8.349	6.315
Serviços de limpeza e vigilância	4.802	4.520
Serviços de informática	25.211	24.118
Serviços de publicação e publicidade	3.658	1.510
Serviços de telecomunicações	3.600	2.998
(-) Crédito de COFINS	(6.587)	(6.320)
(-) Crédito de PIS	(1.430)	(1.372)
Outros	13.163	11.773
	169.550	168.989

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

24 Resultado financeiro

	Nota	2017	2016
Receitas financeiras			
Juros e variações monetárias			
Renda de aplicações financeiras e cauções		20.364	26.262
Energia vendida	24.1	53.486	70.845
Depósitos judiciais e provisões cíveis, fiscais e trabalhistas		5.042	2.916
Ativos/passivos financeiros setoriais	7	1.413	12.581
Juros e multa sobre tributos	8	14.730	2.901
Outros juros e variações monetárias		165	303
Ajustes a valor presente	6.1	862	
(-) Tributos sobre Receitas financeiras		(13.527)	(8)
Outras receitas financeiras		2.164	3.391
		84.699	119.191
Despesas financeiras			
Encargos de dívida			
Empréstimos e financiamentos	17.2	(46.434)	(70.907)
Debêntures	16.2	(50.409)	(44.921)
(-) Juros capitalizados	13.2.2	4.588	2.934
Juros e variações monetárias			
Energia comprada	14.1	(807)	(5.904)
Juros e multa sobre tributos	8	(19.530)	(1.808)
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	20.1.1	(25.453)	(10.831)
Benefícios pós-emprego	18.1.1.2 e 18.2.2	(73.168)	(57.081)
Outros juros e variações monetárias		(5.128)	(4.564)
Ajustes a valor presente	6.1		(7.690)
Outras despesas financeiras		(11.598)	(5.943)
		(227.939)	(206.715)
		(143.240)	(87.524)

24.1 Juros e variações monetárias - Energia vendida

A redução da rubrica no exercício é decorrente, substancialmente, da redução da quantidade de consumidores inadimplentes conjuntamente com a redução na quantidade de dias de pagamento das faturas dos mesmos.

25 Imposto de renda e Contribuição social

O imposto de renda registrado no resultado é calculado com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado), às alíquotas aplicáveis segundo a legislação vigente (15%, acrescida de 10% sobre o resultado tributável que exceder R\$240 anuais). A contribuição social registrada no resultado é calculada com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado), por meio da aplicação da alíquota de 9%. Ambos consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real, quando aplicável.

As despesas com Imposto de renda e Contribuição social compreendem os impostos correntes e diferidos, sendo reconhecidos no resultado exceto aqueles que estejam relacionados a itens diretamente reconhecidos no Patrimônio Líquido.

	Nota	2017	2016
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		149.509	275.370
Alíquota		34%	34%
IRPJ e CSLL		(50.833)	(93.626)
Ajustes para refletir a alíquota efetiva			
IRPJ e CSLL sobre adições e exclusões permanentes			
Doações		(224)	(311)
Perdas indedutíveis		(30)	(150)
Juros sobre o capital próprio		27.072	21.439
Outras		(321)	(194)
Ajustes decorrentes de exercícios sociais anteriores		598	7.274
Incentivos fiscais			
SUDENE	25.1	2.239	2.268
Outros		556	1.420
Despesa de IRPJ e CSLL		(20.943)	(61.880)
Alíquota efetiva		14,01%	22,47%

25.1 SUDENE

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

Essa subvenção governamental é reconhecida no resultado do exercício. Em atendimento ao que determina a Portaria 2.091-A de 28 de dezembro de 2007 do Ministério da Integração Nacional, órgão que regulamenta o benefício, o valor do imposto de renda que deixou de ser pago não poderá ser distribuído aos sócios ou acionistas, tendo sido transferido para a rubrica de incentivos fiscais na reserva de lucro, o qual somente poderá ser utilizado para absorção de prejuízo ou aumento de capital social.

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

26 Resultado por ação

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

Nos exercícios de 2017 e 2016, a Companhia não operou com instrumentos financeiros passivos conversíveis em ações próprias ou transações que gerassem efeito diluível ou antidiluível sobre o resultado por ação do exercício. Dessa forma, o resultado "básico" por ação que foi apurado para o exercício é igual ao resultado "diluído" por ação segundo os requerimentos do CPC 41. O cálculo do resultado "básico e diluído" por ação é demonstrado na tabela a seguir:

	2017	2016
Resultado líquido do exercício atribuível aos acionistas	128.566	213.490
Média ponderada do número de ações ordinárias em poder dos acionistas controladores (mil)	5.876	5.876
Resultado básico/ diluído por ação (reais/ações)	21,87985	36,33254

27 Instrumentos financeiros e Gestão de riscos

A Companhia mantém operações com instrumentos financeiros. A administração desses instrumentos é efetuada por meio de estratégias operacionais e controles internos visando assegurar crédito, liquidez, segurança e rentabilidade. A contratação de instrumentos financeiros com o objetivo de proteção é feita por meio de uma análise periódica da exposição aos riscos financeiros (câmbio, taxa de juros e etc.), a qual é reportada regularmente por meio de relatórios de risco disponibilizados à Administração.

Em atendimento à Política de Gestão de Riscos Financeiros do Grupo EDP - Energias do Brasil, e com base nas análises periódicas consubstanciadas nos relatórios de risco, são definidas estratégias específicas de mitigação de riscos financeiros, as quais são aprovadas pela Administração, para operacionalização da referida estratégia. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das condições contratadas comparadas às condições vigentes no mercado por meio de sistemas operacionais integrados à plataforma SAP. A Companhia não efetua aplicações de caráter especulativo, em derivativos ou quaisquer outros ativos de risco. Os resultados obtidos com estas operações estão condizentes com as políticas e estratégias definidas pela Administração da Companhia.

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

27.1 Instrumentos financeiros

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

Estes instrumentos financeiros são reconhecidos imediatamente na data de negociação, ou seja, na concretização do surgimento da obrigação ou do direito e são inicialmente registrados pelo valor justo acrescido ou deduzido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis.

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

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

27.1.1 Classificação dos instrumentos financeiros

Posteriormente ao reconhecimento inicial, são mensurados conforme descrito abaixo:

• Mantidos até o vencimento

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

• Valor justo por meio do resultado

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

• Empréstimos e recebíveis

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

• Disponíveis para venda

São designados nesta categoria os ativos financeiros não derivativos cujo o propósito para o qual foi adquirido não é aplicação de recursos para obter ganhos de curto prazo, bem como não há a intenção de manter as aplicações até o vencimento ou ainda quando não estão enquadrados nas demais categorias.

• Outros ao custo amortizado

São designados para essa categoria os ativos e passivos financeiros cujo o registro é o montante pelo qual os mesmos são mensurados em seu reconhecimento inicial, menos as amortizações de principal, mais os juros acumulados calculados com base no método da taxa de juros efetiva menos qualquer redução por ajuste ao valor recuperável ou impossibilidade de pagamento.

	Nota	Níveis	Valor justo		Valor contábil	
			31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Ativos financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa	5	Nível 2	124.707	146.232	124.708	146.232
Aplicações financeiras						
Disponível para venda						
Ativo financeiro indenizável	13.1	Nível 3	1.177.831	1.027.840	1.177.831	1.027.840
Ativos financeiros setoriais	7	Nível 2	97.637	70.218	97.637	70.218
Ativos mantidos até o vencimento						
Cauções e depósitos vinculados	11		511	499	511	499
Empréstimos e recebíveis						
Caixa e equivalentes de caixa	5					
Bancos conta movimento			60.663	91.616	60.663	91.616
Consumidores e concessionárias	6		696.735	625.726	696.735	625.726
Outros créditos - Partes relacionadas	12		41	1.715	41	1.715
			2.158.125	1.963.846	2.158.126	1.963.846
Passivos financeiros						
Outros ao custo amortizado						
Fornecedores	14		385.501	303.323	385.501	303.323
Debêntures	16		486.692	314.716	493.113	312.140
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17					
Moeda nacional			489.895	544.328	490.463	544.328
Outras contas a pagar - Partes relacionadas	12		1.427	592	1.427	592
Valor justo por meio do resultado						
Passivos financeiros setoriais	7	Nível 2	66.459	54.196	66.459	54.196
			1.429.974	1.217.155	1.436.963	1.214.579

27.1.2 Valor justo

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

Para apuração do valor justo, a Companhia projeta os fluxos dos instrumentos financeiros até o término das operações seguindo as regras contratuais, inclusive para taxas pós-fixadas, e utiliza como taxa de desconto o Depósito Interbancário - DI futuro divulgado pela BM&FBOvespa, exceto quando outra taxa for indicada na descrição das premissas para o cálculo do valor justo, e considerando também o risco de crédito próprio da Companhia e da Contraparte, de acordo com o CPC 46. Este procedimento pode resultar em um valor contábil diferente do seu valor justo principalmente em virtude dos instrumentos apresentarem prazos de liquidação longos e custos diferenciados em relação às taxas de juros praticadas atualmente para contratos similares.

As operações com instrumentos financeiros da Companhia que apresentam saldo contábil equivalente ao valor justo são decorrentes do fato destes instrumentos financeiros possuírem características substancialmente similares aos que seriam obtidos se fossem negociados no mercado.

No caso dos Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas, de acordo com o CPC 12, não é aplicável a técnica de ajuste a valor presente ao contrato com o BNDES, uma vez que este contrato possui características próprias.

Considerando que a taxa de mercado (ou custo de oportunidade do capital) é definida por agentes externos, levando em conta o prêmio de risco compatível com as atividades do setor e que, na impossibilidade de buscar outras alternativas ou diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para suas estimativas, face aos negócios da empresa e às peculiaridades setoriais, o valor de mercado das Aplicações financeiras, Debêntures e dos Empréstimos e financiamentos diferem do seu valor contábil. As informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos dos instrumentos financeiros, que diferem do valor contábil, são divulgadas a seguir levando em consideração os prazos e relevância de cada instrumento financeiro:

(i) Aplicações financeiras: são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa, com baixo risco de variação no valor de mercado, sendo demonstrados ao custo acrescido de juros auferidos até a data do balanço e, conforme o caso, baseado nas cotações de mercado do papel ou informações de mercado que possibilitem tal cálculo e trazidos a valor presente pelo risco de crédito da instituição financeira correspondente.

(ii) Debêntures e Empréstimos e financiamentos: são mensurados por meio de modelo de precificação aplicado individualmente para cada transação levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas por meio das curvas de juros de mercado. Desta forma, o valor de mercado de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) trazido a valor presente pelo fator de desconto, incluindo o risco de crédito.

27.1.2.1 Mensuração a valor justo de instrumentos financeiros

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

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

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

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

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

27.2 Gestão de riscos

A política de gestão de riscos da EDP - Energias do Brasil abrange todas as suas unidades de negócios e está alinhada à estratégia do Grupo EDP em suas operações no mundo. Cabe ao Comitê de Risco, garantir a governança do processo e atuar como elo entre a alta direção e a operação rotineira. Sua função é gerenciar e supervisionar todos os fatores de risco que possam provocar impactos nas atividades e nos resultados da Companhia, além de propor metodologias e melhorias ao sistema de gestão.

Desde 2006 o Grupo EDP - Energias do Brasil desenvolveu processos para monitoramento e avaliação dos riscos corporativos. A partir de 2010, foram criados novos métodos e um novo dicionário de riscos, tendo sido o mesmo consolidado em 2011 como uma Norma de Risco Corporativo, e mantida atualizada desde então.

A gestão de riscos corporativos é baseada nos melhores modelos de governança tais como COSO ERM - *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* e ISO 31.000. 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 Companhia.

O Comitê de Risco é composto por 3 "Risk Officers" separados por natureza dos riscos (Estratégicos, Energético/Regulatório, Financeiros e Operacionais) e pela Diretoria Executiva.

O Comitê de Risco realiza reportes periódicos para o Comitê de Auditoria para o acompanhamento das atividades da Gestão de Risco. Além disso, no sentido de potencializar sinergias de governança entre a função de Gestão de Risco, Auditoria Interna e Compliance, estas funções se encontram reunidas abaixo de uma mesma diretoria.

27.2.1 Risco de mercado

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

Os Empréstimos, financiamentos e Debêntures captados pela Companhia apresentados nas notas 16 e 17, possuem como contraparte os agentes fiduciários Pentágono S.A. e Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda., a Eletrobras e os bancos BNDES e Citibank. As regras contratuais para os passivos financeiros adquiridos pela Companhia criam fundamentalmente riscos atrelados a essas exposições. Em 31 de dezembro de 2017 a Companhia possui risco de mercado associado à TJLP, CDI e IPCA.

Deve-se considerar que a Companhia está exposta a oscilação da taxa SELIC e da inflação, podendo ter um custo maior na realização dessas operações.

A Companhia está exposta ao risco de variação cambial, atrelado ao Dólar, por meio dos pagamentos de energia comprada de Itaipu, contudo, as alterações de variação cambial são repassadas integralmente ao consumidor na tarifa, por meio do mecanismo da CVA.

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FIMDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

27.2.1.1 Análise de sensibilidade

Em atendimento à Instrução CVM nº 475/08, a Companhia efetua a análise de sensibilidade de seus instrumentos financeiros, inclusive os derivativos.

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

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

Operação	Risco	Aging cenário provável						
		Até 1 ano	2 a 5 anos	Provável	Aumento do risco em 25%	Aumento do risco em 50%	Redução do risco em 25%	Redução do risco em 50%
Aplicação financeira - CDB	CDI	8.205		8.205	2.051	4.103	(2.051)	(4.103)
Instrumentos financeiros ativos								
Debêntures	CDI	8.205	-	8.205	2.051	4.103	(2.051)	(4.103)
Empréstimos e financiamentos - CCB	CDI	(53.849)	(87.515)	(141.364)	(32.990)	(65.618)	33.350	67.105
Instrumentos financeiros passivos								
Empréstimos e financiamentos - BNDES	CDI	(9.226)	(1.991)	(11.217)	(2.347)	(4.646)	2.387	4.827
Instrumentos financeiros passivos								
Empréstimos e financiamentos - BNDES	CDI	(63.075)	(89.506)	(152.581)	(35.337)	(70.264)	35.737	71.932
Instrumentos financeiros passivos								
Empréstimos e financiamentos - BNDES	TJLP	(54.870)	(89.506)	(144.376)	(33.286)	(66.161)	33.686	67.829
Instrumentos financeiros passivos								
Empréstimos e financiamentos - BNDES	TJLP	(7.835)	(18.019)	(25.854)	(4.784)	(9.498)	4.784	9.498
Instrumentos financeiros passivos								
Empréstimos e financiamentos - BNDES	IPCA	(7.835)	(18.019)	(25.854)	(4.784)	(9.498)	4.784	9.498
Instrumentos financeiros passivos								
Empréstimos e financiamentos - BNDES	IPCA	(14.955)	(38.368)	(53.323)	(4.715)	(9.431)	4.715	9.431
Instrumentos financeiros passivos								
Empréstimos e financiamentos - BNDES	IPCA	(14.955)	(38.368)	(53.323)	(4.715)	(9.431)	4.715	9.431

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

Os indicadores tiveram seus intervalos conforme apresentado a seguir: CDI entre 7,00% e 8,50% a.a.; IPCA entre 3,10% e 4,70% a.a.; e TJLP entre 5,00% e 6,75% a.a.

27.2.2 Risco de liquidez

O risco de liquidez evidencia a capacidade da Companhia em liquidar as obrigações assumidas. Para determinar a capacidade financeira da Companhia em cumprir adequadamente os compromissos assumidos, os fluxos de vencimentos dos recursos captados e de outras obrigações fazem parte das divulgações. Informações com maior detalhamento sobre as debêntures e empréstimos captados pela Companhia são apresentados nas notas 16 e 17.

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

Os ativos financeiros mais expressivos da Companhia são demonstrados nas rubricas Caixa e equivalentes de caixa (Nota 5), Consumidores e concessionárias (Nota 6), Ativo financeiro indenizável (Nota 13.1) e Ativos financeiros setoriais (Nota 7). A Companhia, em 31 de dezembro de 2017, tem em Caixa um montante cuja disponibilidade é imediata e Equivalentes de caixa que são aplicações financeiras de liquidez imediata que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa. Para Consumidores e concessionárias, os saldos apresentados compreendem um fluxo estimado para os recebimentos. Para Ativo financeiro indenizável, o saldo apresentado corresponde ao valor a receber do Poder Concedente ao final da concessão e está mensurado pelo valor novo de reposição. Os Ativos financeiros setoriais serão homologados pelo Poder Concedente e recebidos por meio da tarifa nos próximos reajustes ou revisões tarifárias.

Os riscos de liquidez atribuídos às rubricas de Debêntures e Empréstimos e financiamentos referem-se a juros futuros que, consequentemente, não estão contabilizados e encontram-se demonstrados na nota 29.1.

A matriz energética brasileira é predominantemente hídrica e um período prolongado de escassez de chuva reduz 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 e consequentemente de aumentos tarifários futuros para a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão.

Em relação ao risco de racionamento, para o seu monitoramento, a Companhia utiliza como ferramentas o Subcomitê de Risco Energético que tem como práticas: (i) a avaliação do cenário de oferta e demanda de energia nas diferentes regiões de atuação, das variáveis macro e microeconômicas, e as especificidades de cada mercado, em um horizonte de cinco anos; (ii) a antecipação de potenciais impactos sobre a geração de energia elétrica, de forma assegurar o suprimento de energia; (iii) minimização dos impactos na receita; e (iv) evitar o desabastecimento das concessionárias.

A Companhia também gerencia o risco de liquidez por meio do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela análise de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro 2017, incluindo principal e juros, considerando a data mais próxima em que a Companhia espera liquidar as respectivas obrigações.

Passivos Financeiros	31/12/2017					31/12/2016	
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total	Total
	Fornecedores	269.678	39.346	76.477	35	1.392	385.501
Outras contas a pagar - Partes relacionadas			35	1.392		1.427	592
Debêntures		5.539	38.073	449.501		493.113	312.140
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	3.410	10.332	158.939	256.917	60.865	490.463	544.328
Passivos financeiros setoriais			22.597	43.862		66.459	54.196
	273.088	55.217	296.121	751.672	60.865	1.436.963	1.214.579

27.2.2.1 Risco de sobrecontratação

Conforme previsto na regulamentação do setor, em especial no Decreto nº 5.163/04, se a energia contratada estiver dentro do limite de até 5% acima da necessidade total da distribuidora, haverá repasse integral às tarifas do custo incorrido com a compra de energia excedente e da consequente liquidação ao PLD. Contudo, quando a distribuidora ultrapassar o referido limite, sendo este ocasionado de forma voluntária, fica exposta à variação entre o preço de compra e o de venda do montante excedente no mercado de curto prazo.

A estratégia para contratação de energia pela Companhia busca assegurar que o nível de contratação permaneça na faixa entre 100% e 105%, minimizando os riscos com a compra de energia para atendimento ao mercado cativo. Para tal, a cada processo de decisão do montante de declaração de compra de energia em leilão e da participação em MCSD, utilizam-se de modelos estatísticos para a projeções de diversos cenários de consumo, onde correlaciona-se variáveis climáticas, econômicas e tarifárias, além de modelos de otimização que buscam a minimização do custo, risco de penalidade e não-repasse tarifário.

Na regulação atual, a expansão em lastro do sistema energético nacional é garantida por meio da contratação de energia de longo prazo pelas distribuidoras, por meio da projeção do seu mercado cativo, com 3 a 6 anos de antecedência em relação ao período de suprimento da energia elétrica adquirida (alterado pelo Decreto nº 9.143/17), ou seja, as decisões de contratações utilizam-se de projeções econômicas de longo prazo que em situação de normalidade não apresentam grandes variações. O montante dos compromissos contratuais para compra de energia futura firmados até 31 de dezembro de 2017 estão apresentados na nota 29.1.

No cenário atual, além da queda no consumo ocasionada por uma conjuntura econômica adversa e imprevisível com 3 a 6 anos de antecedência, a forte elevação nas tarifas do mercado regulado em contrapartida de um preço baixo no mercado livre, levaram muitos clientes a migrarem do ambiente cativo ao livre, motivados por uma redução do custo com a compra de energia. Ambos os fatores levaram as distribuidoras a um cenário generalizado de sobrecontratação.

Para mitigação dos riscos de sobre e subcontratação (exposição), há instrumentos previstos na regulamentação para que as distribuidoras possam elevar ou reduzir o volume de energia contratada, ou seja, administrar seus portfólios de contratos. São eles:

- Elevação do nível de contratação por meio da contratação nos Leilões A-6, A-5, A-3, A-1, A-0, de fontes alternativas (alterado pelo Decreto nº 9.143/17), de ajuste e também por meio de participações no MCSD tanto de Energia Existente quanto de Energia Nova com declaração de déficit;
- Diminuição do nível de contratação por meio da redução dos volumes dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) de energia existente por quantidade, com redução anual de até 4% do volume contratado por variações de mercado; declaração inferior a 96% do montante de reposição em Leilões A-1 (alterado pelo Decreto nº 8.828/16); redução de contratos de energia existente por quantidade por migração de consumidores convencionais ao Ambiente de Contratação Livre (ACL); acordos bilaterais; e participação em MCSDs com declaração de sobra.

Adicionalmente, como resultado parcial da Resolução Normativa nº 726/16, a ANEEL alterou a regulamentação vigente, permitindo a dedução da energia contratada relativa ao consumo dos clientes especiais que migraram para o mercado livre nos contratos que forem firmados após a publicação da referida Resolução (junho de 2016), todavia, a Companhia não possuía contratos firmados após esta data.

Com a publicação da Lei nº 12.783/13, que tratou da prorrogação das concessões do setor de energia elétrica, os agentes detentores de usinas hidrelétricas cujo prazo de concessão terminasse em até cinco anos puderam solicitar a renovação da concessão, submetendo-se ao regime de Cotas de Garantia Física, alocadas às distribuidoras por meio dos Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGFs. Assim, a partir de 2013, os CCGFs substituíram parte dos CCEARs de energia existente das distribuidoras.

No entanto, aos CCGFs não foi dada a prerrogativa de redução do volume contratado para que a distribuidora pudesse administrar o seu nível de contratação. Com esta alteração, alheia à gestão das distribuidoras, este segmento passou a não possuir mecanismos suficientes para se proteger contra a redução de consumo e migração de clientes ao ambiente livre. Nomeadamente, passou a não mais poder participar do MCSD 4%, tampouco do MCSD Trocas Livres e do MCSD Mensal. Logo, não mais pôde realizar reduções de volume nos CCEARs de energia existente tal como preconizado na Lei nº 10.848/04 e no artigo 29 do Decreto nº 5.163/04.

Além dos contratos CCGFs, que não apresentam a prerrogativa de redução do volume contratado, a perda de flexibilidade das distribuidoras na gestão de suas sobras contratuais foi potencializada pela introdução de CCEARs de energia existente por disponibilidade nos seus portfólios, os quais também não preveem cláusula contratual específica que permita a redução do montante contratado.

Com a publicação do Decreto nº 9.143/17, passou-se a reconhecer a exposição contratual involuntária das distribuidoras sempre que observada a condição do máximo esforço do agente, em razão de: (i) compra frustrada de energia elétrica em leilões de contratação; (ii) acontecimentos extraordinários e imprevisíveis decorrentes de eventos alheios à vontade do agente vendedor, reconhecidos pela ANEEL; (iii) alterações na distribuição dos CCGFs, na disponibilidade de energia e potência da Itaipu Binacional, do PROINFA e, a partir do ano de 2013, das Usinas Angra 1 e Angra 2; e (iv) exercício da opção de compra por consumidores livres e especiais. Contudo, apesar de reconhecida a exposição involuntária, os critérios de cumprimento da condição de máximo esforço do distribuidor ainda não foram estabelecidos.

No exercício, a sobrecontratação de energia afetou positivamente o resultado da Companhia em R\$58.476.

27.2.2.2 Vencimento antecipado de dívidas

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas (*Covenants*), normalmente aplicável a esse tipo de operação, relacionada ao atendimento de índice financeiro.

Covenants são indicadores econômico-financeiros de controle da saúde financeira da Companhia exigidos nos contratos de ingresso de recursos. O não cumprimento dos *covenants* impostos nos contratos de empréstimos e financiamentos pode acarretar em um desembolso imediato ou vencimento antecipado de uma obrigação com fluxo e periodicidade definidos. A relação dos *covenants* por contrato aparecem descritos individualmente nas notas 16 e 17. Até 31 de dezembro de 2017 todos os *covenants* das obrigações contratadas foram atendidos em sua plenitude.

Além do controle de *covenants* atrelado ao risco de liquidez, existem garantias contratadas (Nota 29.2) para as rubricas de Empréstimos, financiamentos e Debêntures. Essas garantias contratuais são o máximo que a Companhia pode ser exigida a liquidar, conforme os termos dos contratos de garantia financeira, caso o valor total garantido seja executado pela contraparte decorrente de falta de pagamento. Para a rubrica de Compra de Energia, as garantias estão vinculadas, em sua maioria, aos recebíveis da Companhia, passíveis de alteração decorrente de eventuais perdas de crédito nestes recebíveis.

27.2.3 Risco de crédito

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

No setor de energia elétrica as operações realizadas estão direcionadas ao regulador que mantém informações ativas sobre as posições de energia produzida e consumida. As comercializações são geradas a partir de leilões, contratos, entre outros e esse mecanismo agrega confiabilidade e controla a inadimplência entre participantes setoriais.

Os contratos de concessão de distribuição priorizam o atendimento abrangente do mercado, sem que haja qualquer exclusão das populações de baixa renda e das áreas de menor densidade populacional. Desta forma, o atendimento e aceite ao novo consumidor cativo dentro da área de atuação da concessionária que presta o serviço na região é regra integrante do contrato de concessão.

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

A pulverização da venda de energia elétrica a essa base consumidora atribui menor volatilidade aos recebimentos da Companhia, pode-se levar em face a composição de 14,68% de estimativas de não realização dos créditos conforme nota 6.

A principal ferramenta na mitigação do risco de não realização do contas a receber de consumidores é a suspensão do fornecimento de energia elétrica aos consumidores inadimplentes. Anterior a essa etapa a Companhia realiza diversos métodos de cobrança tais como cobranças administrativas, notificações na fatura de energia e via SMS, protesto junto aos cartórios, restrição de crédito junto às empresas de proteção ao crédito, entre outras. A Companhia oferece diversos canais de atendimento para facilitar o contato com o consumidor, entre elas, *call centers*, lojas de atendimento presencial, internet, aplicativo, além de realização de feirões para acordos de pagamentos.

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

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

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

A Companhia opera apenas com instituições financeiras cuja classificação de risco seja no mínimo A na agência Fitch Ratings (ou equivalente para as agências Moody's ou Standard & Poor's). Segue abaixo os montantes de aplicações financeiras segregadas por classificação de riscos:

	Nota	31/12/2017	31/12/2016
Classificação da instituição financeira			
AAA		122.988	45.016
AA			99.590
A		1.720	1.626
A		5	124.708
		124.708	146.232

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

27.2.4 Risco regulatório

As atividades da Companhia são regulamentadas e fiscalizadas pelas agências reguladoras (ANEEL, ARSP-ES, etc.) e demais órgãos relacionados ao setor (MME, CCEE, etc.). A Companhia tem o compromisso de estar em conformidade com todos os regulamentos expedidos, sendo assim, qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre suas atividades.

A mitigação dos riscos regulatórios é realizada por meio do monitoramento dos cenários que envolvem o negócio. Adicionalmente, a Companhia atua na discussão dos temas de seu interesse disponibilizando estudos, teses e experiências aos públicos formadores de opinião.

27.2.5 Gestão de capital

Os objetivos da Administração ao administrar o capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Companhia para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo.

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

	31/12/2017	31/12/2016
Total dos empréstimos e debêntures	983.576	856.468
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(185.371)	(237.848)
Dívida líquida	798.205	618.620
Total do Patrimônio Líquido	791.900	951.640
Total do capital	1.590.105	1.570.260
Índice de alavancagem financeira - %	50,20%	39,40%

28 Demonstrações dos Fluxos de Caixa**28.1 Atividades de financiamento**

Em conformidade com o CPC 03 (R2) - Demonstração dos Fluxos de Caixa, seguem abaixo as mudanças ocorridas nos ativos e passivos decorrentes das atividades de financiamento, incluindo os ajustes para conciliar o lucro:

	Nota	Saldo em 31/12/2016	Efeito não caixa			Saldo em 31/12/2017	
			Efeito monetária e cambial	Adições/baixas	Outros		
							caixa
Cauções e depósitos vinculados	11	499			12	511	
Dividendos	15	53.598	(191.090)	205.172		67.680	
Empréstimos, financiamentos e debêntures	16.1 e 17.1	856.468	30.265	3.613	93.230	983.576	
		910.565	(160.825)	3.613	298.402	12	1.051.767

28.2 Transações não envolvendo caixa

Em conformidade com o CPC 03 (R2) - Demonstração dos Fluxos de Caixa, as transações de investimento e financiamento que não envolverem o uso de caixa ou equivalentes de caixa não devem ser incluídas na demonstração dos fluxos de caixa. Todas as atividades de investimento e financiamento que não envolveram movimentação de caixa e, portanto, não estão refletidas em nenhuma rubrica da demonstração do fluxo de caixa, estão demonstradas abaixo:

	2017	2016
Constituição de dividendos e JSCP a pagar	67.680	53.598
Capitalização de juros de empréstimos e debêntures e intangível	4.588	2.934
Total	72.268	56.532

**NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

29 Compromissos contratuais e Garantias

29.1 Compromissos contratuais

Em 31 de dezembro de 2017 a Companhia apresenta os compromissos contratuais, não reconhecidos nas demonstrações financeiras, apresentados por maturidade de vencimento.

Os compromissos contratuais referidos no quadro abaixo refletem essencialmente acordos e compromissos necessários para o decurso normal da atividade operacional da Companhia, inclusive aqueles compromissos contratuais que ultrapassam a data final da concessão, atualizados com as respectivas taxas projetadas e ajustados ao valor presente pela taxa que corresponde o custo médio de capital (WACC) do Grupo EDP.

	31/12/2017				31/12/2016	
	2018	2019 a 2020	2021 a 2022	A partir de 2023	Total geral	Total geral
Responsabilidades com locações operacionais	8.051	8.308	4.131	8.843	29.333	1.423
Obrigações de compra						
Compra de energia	1.558.475	3.151.745	2.791.772	10.102.673	17.604.665	16.643.069
Encargos de conexão e transporte de energia	237.834	682.592	651.129	1.696.602	3.268.157	2.386.344
Materiais e serviços	537.221	639.243	1.439		1.177.903	837.395
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	85.771	101.057	20.998	3.733	211.559	174.188
	2.427.352	4.582.945	3.469.469	11.811.851	22.291.617	20.042.419

Os compromissos contratuais referidos no quadro abaixo refletem os mesmos compromissos contratuais demonstrados acima, todavia, estão atualizados com as respectivas taxas na data-base de 31 de dezembro de 2017, ou seja, sem projeção dos índices de correção, e não estão ajustados a valor presente.

	31/12/2017				31/12/2016	
	2018	2019 a 2020	2021 a 2022	A partir de 2023	Total geral	Total geral
Responsabilidades com locações operacionais	6.356	6.975	3.764	9.250	26.345	1.159
Obrigações de compra						
Compra de energia	1.558.571	3.162.519	2.986.764	15.591.070	23.298.924	25.230.644
Encargos de conexão e transporte de energia	237.834	623.894	623.894	1.871.681	3.357.303	2.691.352
Materiais e serviços	424.143	535.556	1.304		961.003	693.310
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	73.519	97.696	24.192	5.918	201.325	212.026
	2.300.423	4.426.640	3.639.918	17.477.919	27.844.900	28.828.491

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas
Presidente

Michel Nunes Itkes
Vice-Presidente

Carlos Emanuel Baptista Andrade
Conselheiro

Henrique Manuel Marques Faria Lima Freire
Conselheiro

Luiz Otavio Assis Henriques
Conselheiro

Edson Wilson Bernardes França
Conselheiro

Carlos Eduardo Bichara
Conselheiro

DIRETORIA

Michel Nunes Itkes
Diretor-Presidente
Fernando Peixoto Saliba
Diretor de Sustentabilidade
João Manuel Brito Martins
Diretor Comercial e Diretor de Distribuição

Donato da Silva Filho
Diretor de Regulação e Diretor de Gestão de Ativos e Administrativo
José Roberto Pascon
Diretor de Planejamento e Engenharia
Dyogenes Rosi
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

André Luis Nunes de Mello Almeida
Diretor de Contabilidade, Tributos e Gestão de Ativos
Renan Silva Sobral
Gestor de Contabilidade
Contador - CRC 1SP271964/O-6 "S" ES

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores e Acionistas.
EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas conforme essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais Assuntos de Auditoria

Principais Assuntos de Auditoria (PAA) são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Nossa auditoria para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017 foi planejada e executada considerando que as operações da Companhia não apresentaram modificações significativas em relação ao exercício anterior. Nesse contexto, os Principais Assuntos de Auditoria, bem como nossa abordagem de auditoria, mantiveram-se substancialmente alinhados àqueles do exercício anterior.

Porque é um PAA	Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
-----------------	---

Ativo financeiro indenizável e Intangível (Nota 13)

A Companhia apresenta saldos no ativo referentes a valores a amortizar no período da concessão -intangível - e a receber a título de indenização do Poder Concedente - ativo financeiro. O montante a receber decorre de investimentos na estrutura da concessão que não serão recuperados por meio da prestação de serviços outorgados até o fim da mesma, por meio da amortização de parcela classificada no ativo intangível. O ativo financeiro é mensurado com base no valor novo de reposição (VNR) em conexão com os processos de Revisão Tarifária Periódica, homologada a cada três anos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e, anualmente, é atualizado monetariamente e ajustado pela movimentação dos bens que integram a infraestrutura da concessão. Mantivemos o foco de nossos trabalhos nessa área, uma vez que a mensuração dos montantes envolve: (i) julgamento quanto aos valores de amortização até o final da concessão, (ii) estimativas quanto às glosas do regulador em relação aos investimentos efetuados, (iii) controles e critérios de elegibilidade para registro de adições no período correto, entre outros, sujeitos ao processo de revisão e homologação da ANEEL.

As evidências de auditoria por nós consideradas necessárias e suficientes foram obtidas por meio de uma combinação de testes em controles e em transações. Assim, nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, a atualização do entendimento e testes de efetividade de controles internos relevantes; revisão da conciliação da Base de Remuneração Regulatória (BRR) homologada pela ANEEL com respectivos saldos contábeis efetuada pela Companhia nos exercícios em que ocorreram as revisões tarifárias; inspeção, por meio de amostragem, de documentos que suportam transações de adições e baixas ocorridas no exercício; discussão dos critérios para elegibilidade das adições e determinação da estimativa de glosas; revisão da atualização monetária dos valores envolvidos, assim como segregação dos mesmos entre ativo intangível e ativo financeiro, além de testes no cálculo da amortização do ativo intangível. Consideramos que os julgamentos e as estimativas envolvidas são conciliáveis e razoáveis em relação às bases homologadas pela ANEEL, e que as divulgações efetuadas em notas explicativas são consistentes com as informações observadas.



29.2 Garantias

Tipo de garantia	Modalidade	31/12/2017	31/12/2016
Aval de acionista	Seguro de vida	108.105	107.149
Depósitos caucionados	Empréstimos e financiamentos	309	309
	Compra de energia	202	190
Fiança bancária	Ações judiciais	203.596	370.134
Fiança corporativa	Empréstimos e financiamentos	306.516	279.081
	Compra de energia	72.912	103.068
Receíveis	Empréstimos e financiamentos	18.634	28.611
	Outros	27.713	12.234
Notas promissórias	Empréstimos e financiamentos	186.731	265.728
	Ações judiciais	77.074	49.783
Seguro garantia		1.001.792	1.216.287

30 Cobertura de Seguros

A Companhia mantém apólices de seguros com coberturas determinadas por orientação de especialistas e regidas por norma de contratação e manutenção de seguros aprovado pela Diretoria do Grupo EDP - Energias do Brasil. A contratação de seguros leva em consideração a natureza e o grau de risco, por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas sobre seus ativos e responsabilidades.

As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma revisão das demonstrações financeiras e consequentemente, não foram auditadas pelos auditores independentes. Os principais valores em risco com coberturas de seguros são:

	31/12/2017		31/12/2016	
	Valor em risco	Limite máximo de indenização	Valor em risco	Limite máximo de indenização
Subestações	439.239	32.000	436.418	29.000
Prédios e conteúdos (próprios e terceiros)	44.365	44.365	61.686	61.000
Transportes (materiais)	14.000	2.000	3.000	3.000
Transportes (veículos)	2.029	2.029	1.600	1.600
Seguro de Vida	108.105	(*)	107.149	(*)

(*) O valor de indenização será de 24 vezes o salário do colaborador, sendo o limite máximo de R\$556 até o cargo de diretor. Para os cargos de vice-presidente e presidente o limite máximo é de R\$ 1.389.

A Companhia possui seguro patrimonial das subestações onde, dentre os itens segurados, destacam-se máquinas e equipamentos de transmissão e distribuição de energia elétrica.

A EDP - Energias do Brasil possui cobertura de Responsabilidade Civil, estendida para a Companhia, com os limites conforme apresentados abaixo:

- (i) Responsabilidade civil geral, com cobertura de até R\$50.000;
- (ii) Responsabilidade civil ambiental, com cobertura de até R\$18.218; e
- (iii) Responsabilidade civil de administradores e diretores, com cobertura de até R\$82.705.

31 Eventos subsequentes

31.1 Segunda integralização da 6ª Emissão de Debêntures

Em 3 de janeiro de 2018, a Companhia realizou a segunda integralização da 6ª emissão de debêntures, no valor de R\$100.000. A emissão possui vencimento em janeiro de 2021, com amortizações anuais a partir de janeiro de 2020 e juros semestrais a partir de julho de 2018. O custo da emissão é de 107,50% do CDI.

Ativos e passivos financeiros setoriais (Nota 7)

Os ativos e passivos financeiros setoriais referem-se aos valores originados da diferença entre os custos previstos no início de vigência das tarifas, aprovadas pela ANEEL, e aqueles que são efetivamente incorridos pela distribuidora ao longo do período de vigência dessa tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber nos casos em que os custos efetivamente incorridos são superiores aos previstos, ou uma obrigação, quando os custos incorridos são inferiores aos custos previstos. Esse tema foi considerado novamente no corrente exercício como um dos principais assuntos de auditoria em função da relevância dos montantes envolvidos, da sistemática de apuração dos valores -que envolve considerações quanto à elegibilidade de determinados itens (apropriações) - assim como do processo de amortização que se dá pelo recebimento/devolução de valores em bases estimadas, em distintos períodos tarifários, por meio de tarifas.

Fornecimento não faturado (Nota 6)

Parte das receitas de vendas de energia tomam por base estimativas dos valores de energia fornecida aos clientes, ainda não faturadas na data do balanço, em virtude do intervalo de tempo entre a data da última leitura para medição e a data do encerramento do exercício. Em 31 de dezembro de 2017, o valor estimado de venda de energia já fornecida a clientes e ainda não faturada, reconhecido contabilmente, é de R\$ 146.097 mil. Os riscos observados, e que continuaram demandando foco em nossa auditoria, referem-se ao reconhecimento de receita fora de período de competência e/ou estimativas e premissas para estimar essas receitas, na medida em que envolve: (a) estimar os volumes de energia consumida pelos clientes e (b) atribuir valor para mensurar o fornecimento não faturado, devido à variedade de tarifas em função das diferentes classes de clientes.

Os procedimentos de auditoria para checar as principais movimentações registradas na conta dos ativos e passivos financeiros setoriais incluíram, entre outros, a revisão da conciliação efetuada pela Companhia entre os principais valores dos ativos e passivos financeiros setoriais registrados contabilmente com aqueles homologados anualmente pela ANEEL para compor a tarifa da concessionária; inspeção, em base de testes, de informes à ANEEL que demonstram os valores realizados no período, assim como a inspeção, por amostragem, de documentos que compõem os custos incorridos com os valores de cobertura. Consideramos que os valores contabilizados de apropriações e amortizações são suportados por documentação que fundamentam os registros e as divulgações efetuadas em notas explicativas.

As principais evidências de auditoria consideradas apropriadas e suficientes foram obtidas por meio de uma combinação de testes de controles e testes de transações. Assim, atualizamos nosso entendimento dos processos e testamos a efetividade dos controles relevantes na mensuração da estimativa e, em relação aos testes de transações, partimos de estimativas e dados relacionados a volume, perdas e preço para determinar a receita não faturada, e a comparamos com a estimativa contabilizada, obtendo explicações para diferenças relevantes ou não usuais, quando aplicável. Comparamos a proporção de energia fornecida e não faturada com dados de empresas do mesmo segmento e discutimos as variações com a administração. Também confrontamos os cálculos com os preços homologados e obtivemos evidências relacionadas às premissas de volume usadas para determinar o nível de receita estimada. Nossos procedimentos revelaram que as premissas e as correspondentes estimativas para o registro da medição de energia fornecida ainda não faturada atendem à norma de reconhecimento de receita, em relação ao correto período de competência.

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Benefícios pós-emprego (Nota 18)

A Companhia tem planos vitalícios de benefício pós emprego, concedidos a colaboradores e ex-colaboradores, relativos a assistência médica e seguro de vida. Os saldos e os efeitos no resultado, decorrentes de sua mensuração, foram relevantes no contexto das demonstrações financeiras e envolveram a necessidade de considerar premissas e julgamentos para determinação dos valores.

Essa foi uma área de foco em nossa auditoria, porquanto a determinação dos valores é sensível a uma série de premissas, sujeitas a estimativas e julgamentos. Diferentes premissas podem produzir valores significativamente diferentes.

Procedemos ao entendimento e testes de efetividade dos controles internos relevantes que envolvem a constituição e a mensuração dos passivos decorrentes dos planos de benefícios pós emprego. Entre outros, consideramos os controles relacionados às conciliações dos dados contábeis com as avaliações efetuadas e as aprovações das premissas consideradas nos cálculos atuariais.

Com o auxílio de nossos especialistas atuários entendemos as metodologias empregadas por empresa especializada em avaliação atuarial, contratada pela administração, e discutimos as premissas aprovadas e aplicadas no cálculo das obrigações.

Consideramos que os critérios e premissas adotados para a determinação da avaliação atuarial e da provisão para planos de benefícios pós emprego são razoáveis e consistentes com as divulgações nas notas explicativas.

Tributos incidentes sobre ativos e passivos setoriais (Notas 4.4 e 8)

Em 2017, a Companhia decidiu pela alteração do regime tributário dispensado aos ativos e passivos setoriais. Portanto, recalculou os tributos envolvidos desde 2014, quando se iniciou o reconhecimento desses ativos e passivos. Como consequência, aderiu ao Programa Especial de Regularização Tributária (PERT) para quitação de valores recolhidos a menor em períodos anteriores, quando aplicável, bem como reconheceu créditos decorrentes da nova forma de apuração dos tributos. Esse tema foi considerado como um dos principais assuntos de auditoria em função da relevância dos valores, por envolver diferentes normas tributárias ao longo do período recalculado e pelos riscos de eventuais entendimentos distintos em relação ao próprio regime tributário.

Entre outros, efetuamos os procedimentos descritos a seguir, com o apoio de nossos especialistas tributários.

Discutimos com a administração e efetuamos leitura das opiniões legais obtidas junto aos consultores independentes, testamos os recalculos dos tributos desde 2014 preparados pela administração, checamos as correspondentes contabilizações dos valores a recuperar e dos passivos apurados, bem como o reconhecimento dos efeitos das reduções de multa e juros em função da adesão ao PERT. Por fim, confrontamos também, os valores apurados com a documentação relacionada ao PERT.

Dos procedimentos executados, observamos que os cálculos e as divulgações em notas explicativas estão consistentes com as normas tributárias relevantes e as opiniões legais de consultores independentes.

Outros assuntos

Demonstração do Valor Adicionado

A Demonstração do Valor Adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentada como informação suplementar para fins de IFRS, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - "Demonstração do Valor Adicionado". Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e é consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório do auditor

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

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

Na elaboração das demonstrações financeiras, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras. Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se essas demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamos-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

São Paulo, 27 de fevereiro de 2018



PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP00160/O-5

Valdir Renato Coscodai
Contador CRC 1SP165875/O-6