

1. Contexto Operacional

1.1 Objeto social

A CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (“ISA CTEEP”, “CTEEP” ou “Companhia”) é uma sociedade de capital aberto, autorizada a operar como concessionária de serviço público de energia elétrica, tendo como atividade principal a transmissão de energia elétrica, que requer o planejamento, implementação da infraestrutura e a operação e manutenção de sistemas subordinados a transmissão. No cumprimento de suas funções é previsto a aplicação de recursos e gestão de programas de pesquisa e desenvolvimento no que tange a transmissão de energia elétrica e outras atividades correlatas à tecnologia disponível. Estas atividades são regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

A Companhia é oriunda de cisão parcial da Companhia Energética de São Paulo (“CESP”), tendo iniciado suas operações comerciais em 1 de abril de 1999. Em 10 de novembro de 2001, incorporou a EPTE - Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S.A. (“EPTE”), empresa oriunda da cisão parcial da Eletropaulo - Eletricidade de São Paulo S.A.

Em leilão de privatização realizado em 28 de junho de 2006, na Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA (atual B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão), nos termos do Edital SF/001/2006 o Governo do Estado de São Paulo, até então acionista majoritário, alienou 31.341.890.064 ações ordinárias de sua propriedade, correspondentes, a 50,10% das ações ordinárias de emissão da CTEEP. A empresa vencedora do leilão foi a Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.

As ações da Companhia são negociadas na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão. Adicionalmente, a CTEEP possui programa de “American Depositary Receipts - ADRs” - Regra 144 A nos Estados Unidos. O depositário dos ADRs é o JPMorgan Chase Bank e o Banco Santander (Brasil) S.A. é o custodiante.

A Companhia adota as práticas diferenciadas de Governança Corporativa – Nível 1, da B3 desde setembro de 2002. Os compromissos assumidos por conta da referida adesão garantem maior transparência da Companhia com o mercado, investidores e acionistas, facilitando o acompanhamento dos atos da Administração.

A Companhia integra o Índice Brasil 100 - IBrX 100, Índice Mid Large Cap - MLCX, Índice Brasil Amplo – IbrA, Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada - IGCX, Índice de Governança Corporativa Trade - IGCT, Índice de Energia Elétrica – IEE, Índice BM&FBOVESPA Utilidade Pública – UTIL e Índice Dividendos BM&FBOVESPA – IDIV.

1.2 Concessões

A Companhia e suas controladas possuem o direito de explorar os seguintes contratos de concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica:

Concessionária	Contrato	Part. (%)	Prazo (anos)	Vencimento	Revisão Tarifária Periódica		Índice de correção	Receita Anual Permitida - RAP	
					Prazo	Próxima		R\$ mil	Mês Base
CTEEP (*)	059/2001		30	31.12.42	5 anos	2018	IPCA	2.536.919	06/17
Controladas									
Serra do Japi	143/2001	100	30	20.12.31	n/a	n/a	IGPM	21.026	06/17
IEMG	004/2007	100	30	23.04.37	5 anos	2022	IPCA	17.229	06/17
IENNE (**)	001/2008	100	30	16.03.38	5 anos	2018	IPCA	42.908	06/17
Pinheiros	012/2008	100	30	15.10.38	5 anos	2019	IPCA	10.911	06/17
Pinheiros	015/2008	100	30	15.10.38	5 anos	2019	IPCA	34.363	06/17
Pinheiros	018/2008	100	30	15.10.38	5 anos	2019	IPCA	5.823	06/17
Evrecy	020/2008	100	30	17.07.25	4 anos	2018	IGPM	12.837	06/17
Serra do Japi	026/2009	100	30	18.11.39	5 anos	2020	IPCA	34.590	06/17
Pinheiros	021/2011	100	30	09.12.41	5 anos	2022	IPCA	5.293	06/17
Itaúnas	018/2017	100	30	10.02.47	5 anos	2022	IPCA	47.200	RAP ofertada
IE Tibagi	026/2017	100	30	11.08.47	5 anos	2023	IPCA	18.371	RAP ofertada
IE Itaquê	027/2017	100	30	11.08.47	5 anos	2023	IPCA	46.183	RAP ofertada
IE Itapura	042/2017	100	30	11.08.47	5 anos	2023	IPCA	10.729	RAP ofertada
IE Aguapeí	046/2017	100	30	11.08.47	5 anos	2023	IPCA	53.678	RAP ofertada
Controladas em conjunto									
IESul	013/2008	50	30	15.10.38	5 anos	2019	IPCA	5.860	06/17
IESul	016/2008	50	30	15.10.38	5 anos	2019	IPCA	12.301	06/17
IEMadeira	013/2009	51	30	25.02.39	5 anos	2019	IPCA	276.527	06/17
IEMadeira (***)	015/2009	51	30	25.02.39	5 anos	2019	IPCA	238.991	06/17
IEGaranhuns	022/2011	51	30	09.12.41	5 anos	2022	IPCA	81.551	06/17
Paraguaçu	003/2017	50	30	10.02.47	5 anos	2022	IPCA	106.613	RAP ofertada
Aimorés	004/2017	50	30	10.02.47	5 anos	2022	IPCA	71.425	RAP ofertada
ERB1	022/2017	50	30	11.08.47	5 anos	2023	IPCA	267.317	RAP ofertada

(*) RAP referente aos ativos do SE: R\$1.552.426 base 06/2017.

(**) A Companhia adquiriu, em setembro de 2017, a participação detida por outros sócios (75%) e passou a ser detentora de 100% do patrimônio líquido da IENNE (nota 11).

(***) Em maio de 2014, as instalações do contrato de concessão 015/2009 da controlada em conjunto IEMadeira foram concluídas e entregues para testes ao Operador Nacional do Sistema Elétrico- ONS. Em junho de 2014, considerando a existência de restrições sistêmicas e de terceiros, o ONS emitiu o Termo de Liberação Parcial – TLP para operação comercial provisória. Atualmente, as instalações encontram-se em operação com testes pendentes de conclusão: (i) alguns testes ainda não autorizados pelo ONS, devido a restrições sistêmicas; (ii) a conclusão dos estudos conjuntos (paralelismo de polos); e (iii) a implementação da solução para o Eletrodo de Terra do terminal retificador em Rondônia. Estas pendências, apesar de não interferirem na capacidade das conversoras de transmitir a energia na sua potência máxima, podem influenciar na operação das mesmas em alguns tipos de configuração, mantendo aplicação do fator redutor equivalente a 10% da receita associada ao contrato.

Todos os contratos de concessão acima preveem o direito de indenização sobre os ativos vinculados à concessão no término de sua vigência. Para os contratos com revisão tarifária periódica, segundo a regulamentação aplicada pela ANEEL, é previsto o direito à remuneração dos investimentos em ampliação, reforços e melhorias.

Lei nº 12.783/2013

Em Assembleia Geral Extraordinária (AGE) realizada em 3 de dezembro de 2012, foi aprovada pelos acionistas da Companhia, por unanimidade, a prorrogação do contrato de concessão nº 059/2001, nos termos da Lei 12.783/2013, ficando a concessão prorrogada até dezembro de 2042 e garantindo à Companhia o direito ao recebimento dos valores relativos aos ativos do NI e do SE (*).

Os valores referentes aos ativos do NI, equivalente a R\$2.891.291, conforme Portaria Interministerial nº 580, foram recebidos entre os anos de 2013 e 2015 (nota 7).

Para os ativos relativos ao SE foi requerido laudo de avaliação independente avaliando os investimentos a Valor Novo de Reposição (VNR) ajustado pela depreciação até 31 de dezembro de 2012. Em dezembro de 2015 foi homologado pela ANEEL, conforme Despacho n 4.036/15, o valor dos ativos do SE em R\$3.896.328.

Em 20 de abril de 2016, foi emitida a Portaria nº 120 do MME que determinou que os valores homologados pela ANEEL através do Despacho nº 4036/2015, relativos às instalações do SE, passem a compor a Base de Remuneração Regulatória das concessionárias de transmissão de energia elétrica a partir do processo tarifário de 2017, pelo prazo estimado de oito anos.

Em 06 de outubro de 2016, foi emitida Nota Técnica nº 336/2016 da ANEEL que apresentou proposta de regulamentação quanto ao previsto na Portaria nº 120 do MME e foi submetida à Audiência Pública nº 068/2016 aprovada pela Diretoria da ANEEL em 21 de fevereiro de 2017 através da Resolução Normativa nº 762. Com o resultado da referida Audiência Pública foi emitida a Nota Técnica nº 23/2017. As Notas Técnicas regulamentam a metodologia de cálculo do custo de capital e do cálculo da RAP a ser adicionado referente o valor das instalações do SE e determinam valores e prazos de pagamento por concessionárias, conforme mencionado na nota 7 (d).

Em 30 de maio de 2017, foi emitido Despacho ANEEL nº 1.484/17, que reconhece como valor dos ativos o valor total de R\$4.094.440, data base 31 de dezembro de 2012. O impacto inicial dos valores do RBSE foi reconhecido contabilmente em setembro de 2016 e o complemento do valor reconhecido pela ANEEL foi registrado contabilmente durante o segundo trimestre de 2017 sob a rubrica “Contas a Receber (ativo da concessão)” (nota 7 (d) (ii)).

Conforme divulgado em fato relevante de 11 de abril de 2017, foi expedida decisão judicial liminar referente ação movida por três associações empresariais, que determina em caráter provisório a exclusão da parcela de “remuneração”, prevista no artigo 15, parágrafo 2º, da Lei nº 12.783/13 e consequente recálculo das Receitas Anuais Permitidas (RAPs) pela ANEEL. Em cumprimento da referida decisão liminar, a ANEEL por meio de Nota Técnica nº 170/17, apresenta novo cálculo excluindo dos valores da RAP, ciclo 2017/2018, os valores referentes ao custo de capital (nota 7). A Companhia, pautada na opinião de assessores jurídicos, entende que esta é uma decisão provisória e que o direito da Companhia de receber os devidos valores referentes aos ativos do RBSE está assegurado pela Lei, de forma que nenhum ajuste ao valor registrado contabilmente até 31 de dezembro de 2017 necessita ser considerado.

(*) NI – instalações energizadas a partir de 1 de junho de 2000.

SE – instalações de ativos não depreciados existentes em 31 de maio de 2000.

Transferência das Demais Instalações de Transmissão

A ANEEL, em junho de 2015 iniciou Audiência Pública nº 41/2015, com vistas a colher subsídios e informações adicionais para análise da proposta de transferência das chamadas Demais Instalações de Transmissão (“DIT”) das transmissoras de energia elétrica para as distribuidoras, nos termos da Nota Técnica da ANEEL nº 32/2015. As DIT são instalações não classificadas como Rede Básica e se caracterizam por instalações com tensão de operação inferior a 230 kV.

Em 13 de fevereiro de 2017, foi publicada pela ANEEL a Resolução Normativa nº 758/2017, com o resultado final da Audiência Pública nº 041/2015, a qual estabeleceu as condições gerais para incorporação das Demais Instalações de Transmissão – DIT pelas distribuidoras, assim como listou em seu anexo as instalações atualmente sob concessão das transmissoras que atendem aos critérios e serão incorporadas pelas distribuidoras na primeira revisão tarifária ordinária subsequente a 1 de janeiro de 2019.

Conforme a Nota Técnica nº170/2016 da ANEEL, foram consideradas para fins de transferência as instalações não abrangidas pela portaria MME nº 120/2016 e de uso exclusivo das distribuidoras, excluindo-se as DIT compartilhadas, de uso de centrais geradoras ou de consumidores livres ou as localizadas em subestações de Rede Básica de Fronteira.

Em 23 de fevereiro de 2017, a Companhia protocolou pedido de reconsideração, questionando as instalações relacionadas no anexo da Resolução Normativa, uma vez que essas não atenderiam aos critérios definidos para transferência das DIT.

Após análise do recurso interposto em 22 de agosto de 2017, foi publicada Resolução Normativa nº 781/2017 que excluiu do mencionado anexo as instalações sob a concessão da Companhia. Em que pese a revisão promovida pela ANEEL, por um equívoco, duas instalações sob a concessão da Companhia que possuem remuneração RBSE ainda constaram do anexo da referida Resolução.

Diante de tal fato, em setembro de 2017, a Companhia protocolou nova manifestação que aguarda análise da ANEEL quanto a alteração da lista constante na Resolução Normativa nº 781/2017. A Administração da Companhia não espera incorrer em perdas significativas de receita relacionadas a essas discussões.

Leilão nº 008/2011 - ANEEL

Em 2011, ISA CTEEP e CHESF constituíram o Consórcio Extremoz mediante assinatura de Termo de Compromisso para disputar o Lote A do leilão ANEEL nº 001/2001. O Lote A é composto por 299 km de linhas de transmissão e 2400 (MVA) de capacidade de transformação, localizados nos estados do Rio Grande do Norte e Paraíba.

A ISA CTEEP optou por retirar-se do Consórcio Extremoz antes da realização do leilão. Conforme previsto no Ter de Compromisso, a CHESF disputou o leilão, sagrou-se vencedora do Lote A e constituiu a SPE “ETN - Extremoz Transmissora do Nordeste S.A.” com a participação da ISA CTEEP (51%) e CHESF (49%).

Desde sua constituição a ETN está sob administração exclusiva da CHESF, sendo a participação da ISA CTEEP restrita ao cumprimento das obrigações do Termo de Compromisso e obrigações societárias.

A efetiva retirada da ISA CTEEP do capital social da ETN foi formalizada em 14 de Fevereiro de 2018 através da assinatura de Contrato de Compra e Venda de Ações e da transferência integral da participação da ISA CTEEP para a CHESF. A operação foi aprovada por todos os órgãos e reguladores competentes conforme segue: aprovação da ANEEL concedida em 26 de outubro de 2017, aprovação do CADE concedida em 11 de dezembro de 2015, aprovação da Assembleia de Debenturistas da ETN concedida em 31 de março de 2017 e aprovação da SEST/Ministério do Planejamento concedida em 31 de janeiro de 2018.

2 Apresentação das demonstrações financeiras

2.1 Bases de elaboração e apresentação

As demonstrações financeiras individuais, identificadas como “Controladora”, e as demonstrações financeiras consolidadas, identificadas como “Consolidado”, foram elaboradas e estão sendo apresentadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais abrangem as disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, pronunciamentos, interpretações e orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”) e aprovadas pela Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”), que estão em conformidade com as normas IFRS emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*, e evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, as quais estão consistentes com as utilizadas pela administração na sua gestão.

Por não existir diferença entre o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado atribuíveis aos acionistas da controladora, constantes nas demonstrações financeiras consolidadas preparadas de acordo com as IFRS e as práticas contábeis adotadas no Brasil, e o patrimônio líquido da controladora e o resultado da controladora, constantes nas demonstrações financeiras individuais, a Companhia optou por apresentar essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

A Companhia não possui outros resultados abrangentes, portanto, o único item de resultado abrangente total é o resultado do exercício.

As demonstrações financeiras, individuais e consolidadas, foram elaboradas com base no custo histórico, exceto quando indicado de outra forma, conforme descrito nas práticas contábeis a seguir. O custo histórico é baseado no valor das contraprestações pagas em troca de ativos.

Os dados não financeiros incluídos nestas demonstrações financeiras, tais como volume e capacidade de energia, dados contratuais, projeções, seguros e meio ambiente, não foram auditados.

As demonstrações financeiras foram aprovadas e autorizadas para publicação pelo Conselho de Administração em 26 de fevereiro de 2018.

Estas demonstrações financeiras, bem como as demonstrações contábeis regulatórias, mencionadas na nota 2.6, estarão disponíveis no sítio da Companhia a partir de 26 de fevereiro e até 30 de abril de 2018, respectivamente.

2.2 Reclassificações de saldos contábeis

- (i) Os saldos referentes às rubricas “receita operacional líquida”, “custos dos serviços de implementação da infraestrutura e de operação e manutenção” e “despesas gerais e administrativas” na demonstração do resultado, originalmente apresentadas nas demonstrações financeiras referentes ao período de 31 de dezembro de 2016 foram reclassificados para melhor apresentação da taxa de fiscalização do serviço público de energia elétrica (TFSEE), registrada como dedução da receita - encargos regulatórios e valores relacionados à área operacional de planejamento de projetos registrados como custo dos serviços de operação e manutenção.

Demonstrações do resultado do período	Controladora			Consolidado		
	Saldos apresentados em 2016	Reclassificações	Saldos 2016 após reclassificação	Saldos apresentados em 2016	Reclassificações	Saldos 2016 após reclassificação
Receita operacional líquida	7.585.688	(3.090)	7.582.598	7.789.240	(3.624)	7.785.616
Custo dos serviços de implementação da infraestrutura e de operação e manutenção	(474.606)	(4.650)	(479.256)	(494.973)	(4.650)	(499.623)
Despesas gerais e administrativas	(130.133)	7.740	(122.393)	(135.198)	8.274	(126.924)

Adicionalmente, na demonstração do fluxo de caixa foi reclassificado o valor referente à rubrica Valores a Receber – Secretaria da Fazenda, originalmente apresentada nas demonstrações financeiras referentes ao período de 31 de dezembro de 2016 como atividades operacionais para atividades de financiamento, no montante de R\$184.438.

2.3 Moeda funcional e de apresentação

As demonstrações financeiras da controladora e de cada uma de suas controladas, incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas, são apresentadas em reais, a moeda do principal ambiente econômico no qual as empresas atuam (“moeda funcional”).

2.4 Julgamentos, estimativas e premissas contábeis significativas

A preparação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas requer que a Administração faça julgamentos, utilizando estimativas e premissas baseadas em fatores objetivos e subjetivos e em opinião de assessores jurídicos, para determinação dos valores adequados para registro de determinadas transações que afetam ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais dessas transações podem divergir dessas estimativas.

Esses julgamentos, estimativas e premissas são revistos ao menos anualmente e eventuais ajustes são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas.

Julgamentos, estimativas e premissas considerados críticos estão relacionados aos seguintes aspectos: contabilização dos contratos de concessão, momento de reconhecimento do ativo financeiro, determinação das receitas de infraestrutura e de operação e manutenção, definição da taxa efetiva de juros do ativo financeiro, constituição de ativo ou passivo fiscal diferido, análise do risco de crédito e de outros riscos para a determinação da necessidade de provisões, inclusive a provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas.

- Contabilização de contratos de concessão (ICPC 01 (R1) e OCPC 05)

Na contabilização dos contratos de concessão, a Companhia efetua análises que envolvem o julgamento da Administração, substancialmente, no que diz respeito a aplicabilidade da interpretação de contratos de concessão, determinação e classificação dos gastos de implementação da infraestrutura, ampliação, reforços e melhorias como ativo financeiro. O tratamento contábil para cada contrato de concessão da Companhia e suas características estão descritos nas notas explicativas 3.23 e 7.

- Momento de reconhecimento do ativo financeiro

A Administração da Companhia avalia o momento de reconhecimento dos ativos financeiros com base nas características econômicas de cada contrato de concessão. A contabilização de adições subsequentes ao ativo financeiro somente ocorrem quando da prestação de serviços de implementação da infraestrutura relacionado com ampliação/melhoria/reforço da infraestrutura que represente potencial de geração de receita adicional. O ativo financeiro é registrado em contrapartida a receita de infraestrutura, que é reconhecida conforme os gastos incorridos. O ativo financeiro indenizável é identificado quando a implementação da infraestrutura é finalizada.

- Determinação da taxa efetiva de juros do ativo financeiro

A taxa efetiva de juros é a taxa que desconta exatamente os pagamentos ou recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida esperada do instrumento. Esta taxa de juros é determinada por contrato de concessão, sendo individualizada por projetos. Quando a entidade revisa as suas estimativas de pagamentos, receitas ou taxa de juros, a quantia escriturada do ativo financeiro é ajustada para refletir os fluxos estimados de caixa reais e revisados, sendo o ajuste reconhecido como receita ou despesa no resultado.

- Determinação das receitas de infraestrutura

Quando a concessionária presta serviços de implementação da infraestrutura, é reconhecida a receita de infraestrutura pelo valor justo e os respectivos custos relativos aos serviços de implementação da infraestrutura prestado e, dessa forma, por consequência, apura margem de lucro. Na contabilização das receitas de infraestrutura a Administração da Companhia avalia questões relacionadas à responsabilidade primária pela prestação de serviços de implementação da infraestrutura, mesmo nos casos em que haja a terceirização dos serviços, custos de gerenciamento e/ou acompanhamento da obra, levando em consideração que os projetos embutem margem suficiente para cobrir os custos de implementação da infraestrutura e encargos. Todas as premissas descritas são utilizadas para fins de determinação do valor justo das atividades de implementação da infraestrutura.

- Valor do ativo indenizável

Conforme definido nos contratos, a extinção da concessão determinará a reversão ao Poder Concedente dos bens vinculados ao serviço, procedendo-se os levantamentos e avaliações, bem como a determinação do montante da indenização devida à concessionária, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico (nota 3.7 e 7).

- Determinação das receitas de operação e manutenção

Quando a concessionária presta serviços de operação e manutenção, é reconhecida a receita pelo valor justo e os respectivos custos, conforme contraprestação dos serviços.

2.5 Procedimentos de consolidação

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas.

O controle é obtido quando a Companhia está exposta a, ou tem direitos sobre retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a investida e tem a capacidade de afetar esses retornos por meio de seu poder sobre a investida.

As controladas são consolidadas integralmente, a partir da data em que o controle se inicia até a data em que deixa de existir.

Em 31 de dezembro de 2017 e 2016, as participações nas controladas se apresentavam da seguinte forma:

	Data base das demonstrações financeiras	Participação %	
		31.12.2017	31.12.2016
Controladas			
Interligação Elétrica de Minas Gerais S.A. (IEMG)	31.12.2017	100	100
Interligação Elétrica Pinheiros S.A. (Pinheiros)	31.12.2017	100	100
Interligação Elétrica Serra do Japi S.A. (Serra do Japi)	31.12.2017	100	100
Evrecy Participações Ltda. (Evrecy)	31.12.2017	100	100
Interligação Elétrica Itaúnas S.A. (Itaúnas)	31.12.2017	100	100
Interligação Elétrica Norte e Nordeste S.A. (IENNE)	31.12.2017	100	25
Interligação Elétrica Tibagi S.A. (Tibagi)	31.12.2017	100	-
Interligação Elétrica Itaquerê S.A. (Itaquerê)	31.12.2017	100	-
Interligação Elétrica Itapura S.A. (Itapura)	31.12.2017	100	-
Interligação Elétrica Aguapeí S.A. (Aguapeí)	31.12.2017	100	-
Fundo de Investimento Referenciado DI Bandeirantes	31.12.2017	30 (*)	53
Fundo de Investimento Xavantes Referenciado DI	31.12.2017	72 (*)	38
Fundo de Investimento Assis Referenciado DI	31.12.2017	100 (*)	-

(*) Considera participação direta e indireta.

Os seguintes procedimentos foram adotados na preparação das demonstrações financeiras consolidadas:

- eliminação do patrimônio líquido das controladas;
- eliminação do resultado de equivalência patrimonial; e,
- eliminação dos saldos de ativos e passivos, receitas e despesas entre as empresas consolidadas.

As práticas contábeis foram aplicadas de maneira uniforme em todas as empresas consolidadas e o exercício social dessas empresas coincide com o da controladora.

A participação de acionistas não controladores é apresentada como parte do patrimônio líquido e lucro líquido e estão destacadas nas demonstrações financeiras consolidadas.

As controladas em conjunto são contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial, conforme CPCs 18, 19 (R2) e 36 (R3) e possuem acordo de acionistas que define o controle compartilhado.

Em 31 de dezembro de 2017 e 2016, as participações nas controladas em conjunto, se apresentavam da seguinte forma:

	Data base das demonstrações financeiras	Participação %	
		31.12.2017	31.12.2016
Controladas em conjunto			
Interligação Elétrica do Sul S.A. (IESul)	31.12.2017	50	50
Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IEMadeira)	31.12.2017	51	51
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEGaranhuns)	31.12.2017	51	51
Interligação Elétrica Paraguaçu S.A. (Paraguaçu)	31.12.2017	50	-
Interligação Elétrica Aimorés S.A. (Aimorés)	31.12.2017	50	-
Elétricas Reunidas do Brasil S.A. (ERB1)	31.12.2017	50	-
Interligação Elétrica Norte e Nordeste S.A. (IENNE)	-	-	25

2.6 Demonstrações Contábeis Regulatórias

Em consonância com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, a Companhia está obrigada a divulgar as Demonstrações Contábeis Regulatórias - “DCR” que apresenta o conjunto completo de demonstrações financeiras para fins regulatório e será apresentada de forma independente das presentes demonstrações financeiras societárias.

Essas DCR deverão ser auditadas pela mesma empresa que auditar as demonstrações financeiras para fins societários, e conforme determinado no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) e Despacho nº 4.356, de 22 de dezembro de 2017 emitidos pela ANEEL, deverá ser disponibilizada no sítio eletrônico daquela Agência e da Companhia até o dia 30 de abril de 2018.

3 Principais práticas contábeis

3.1 Apuração do resultado

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

3.2 Reconhecimento de receita

As receitas são reconhecidas em conformidade com o estabelecido pela ICPC 01 (R1) (IFRIC 12 e OCPC 05 vide nota 3.23). Os concessionários devem registrar e mensurar a receita dos serviços que prestam obedecendo aos pronunciamentos técnicos CPC 17 (R1) (IAS 11) – Contratos de Construção e CPC 30 (R1) (IAS 18) – Receitas (serviços de operação e manutenção), mesmo quando prestados sob um único contrato de concessão. As receitas da Companhia são classificadas nos seguintes grupos:

(a) Receita de infraestrutura

Refere-se aos serviços de implementação da infraestrutura, ampliação, reforço e melhorias das instalações de transmissão de energia elétrica. A partir de 01 de janeiro de 2013, em virtude da prorrogação do contrato de concessão nº 059/2001 regulamentado pela Lei nº 12.783/2013, a Companhia passou a reconhecer receita de implementação da infraestrutura para melhorias das instalações de energia elétrica, conforme previsto no despacho da ANEEL nº 4.413 de 27 de dezembro de 2013 e Resolução Normativa nº 443 de 26 de julho de 2011. As receitas de infraestrutura são reconhecidas conforme os gastos incorridos e calculadas acrescendo-se as alíquotas de PIS e COFINS ao valor do investimento, uma vez que os projetos embutem margem suficiente para cobrir os custos de implementação da infraestrutura e encargos, considerando que boa parte de suas instalações é implementada através de contratos terceirizados com partes não relacionadas.

(b) Remuneração dos ativos de concessão

Refere-se aos juros reconhecidos pelo método linear com base na taxa efetiva de juros sobre o montante a receber da receita de infraestrutura e de indenização. A taxa efetiva de juros é apurada descontando-se os fluxos de caixa futuros estimados durante a vida prevista do ativo financeiro sobre o valor contábil inicial deste ativo financeiro.

(c) Receita de operação e manutenção

Refere-se aos serviços de operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica visando a não interrupção da disponibilidade dessas instalações.

3.3 Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

São apurados observando-se as disposições da legislação aplicável, com base no lucro líquido, ajustado pela inclusão de despesas não dedutíveis, exclusão de receitas não tributáveis e inclusão e/ou exclusão de diferenças temporárias.

A partir de 2013, a Companhia optou pelo regime do Lucro Real Anual (regime anterior Lucro Real Trimestral). O imposto de renda e a contribuição social do exercício correntes e diferidos são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$240 para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real, quando existente. As controladas Pinheiros, IEMG, Serra do Japi e Evrecy optaram pelo regime de Lucro Presumido. As controladas Itaúnas, Tibagi, Itaquerê, Itapura e Aguapeí optaram pelo regime de Lucro Real Anual.

Os impostos diferidos ativos decorrentes de diferenças temporárias foram constituídos em conformidade com a Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002 e do CPC 32 (IAS 12) – Tributos sobre o Lucro, e consideram o histórico de rentabilidade e a expectativa de geração de lucros tributáveis futuros fundamentados em estudo técnico de viabilidade aprovado pelos órgãos da administração.

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada no final de cada exercício e, se não for provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado.

Impostos diferidos ativos e passivos são mensurados pelas alíquotas aplicáveis no período no qual se espera que o passivo seja liquidado ou o ativo seja realizado, com base nas alíquotas previstas na legislação tributária vigente no final de cada exercício, ou quando uma nova legislação tiver sido substancialmente aprovada.

Os impostos diferidos ativos e passivos são compensados apenas quando há o direito legal de compensar o ativo fiscal corrente com o passivo fiscal corrente e quando eles estão relacionados aos impostos administrados pela mesma autoridade fiscal e a Companhia pretende liquidar o valor líquido dos seus ativos e passivos fiscais correntes.

3.4 Impostos e taxas regulamentares sobre a receita

(a) Impostos sobre vendas

Receitas, despesas e ativos são reconhecidos líquidos dos impostos sobre vendas, exceto quando os impostos sobre vendas incorridos na compra de bens ou serviços não forem recuperáveis junto às autoridades fiscais, hipótese em que o imposto sobre vendas é reconhecido como parte do custo de aquisição do ativo ou do item de despesa, conforme o caso.

(b) Taxas regulamentares

Os encargos setoriais abaixo descritos fazem parte das políticas de governo para o setor elétrico e são todos definidos em Lei. Seus valores são estabelecidos por Resoluções ou Despachos da ANEEL, para efeito de recolhimento pelas concessionárias dos montantes cobrados dos consumidores por meio das tarifas de fornecimento de energia elétrica e estão classificados sob a rubrica encargos regulatórios a recolher no balanço patrimonial.

(i) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. O valor é fixado anualmente pela ANEEL em função da energia elétrica utilizada por unidades consumidoras conectadas às instalações de transmissão. Este valor é recolhido à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e repassado às unidades consumidoras por intermédio da TUST (tarifa de uso do sistema de transmissão).

(ii) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)

Instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica no país, tais como energia eólica (ventos), biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. O valor é fixado em função da previsão de geração de energia elétrica pelas usinas integrantes do PROINFA. Este valor é recolhido à Eletrobras e repassado às unidades consumidoras por intermédio da TUST.

(iii) Reserva Global de Reversão (RGR)

Encargo criado pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. Refere-se a um valor anual estabelecido pela ANEEL, pago mensalmente em duodécimos pelas concessionárias, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação dos serviços públicos de energia elétrica, como também para financiar a expansão e melhoria desses serviços. Conforme artigo 21 da Lei nº 12.783/2013, a partir de 01 de janeiro de 2013, as concessionárias do serviço de transmissão de energia elétrica com os contratos de concessão prorrogados nos termos da referida Lei ficaram desobrigadas do recolhimento da quota anual da RGR.

(iv) Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

As concessionárias de serviços públicos de distribuição, transmissão ou geração de energia elétrica, as permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica e as autorizadas à produção independente de energia elétrica, excluindo-se, por isenção, aquelas que geram energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, co-geração qualificada e pequenas centrais hidrelétricas, devem aplicar, anualmente, um percentual de sua receita operacional líquida em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica – P&D, segundo regulamentos estabelecidos pela ANEEL.

(v) Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE)

Criada pela Lei 9.427/1996 incide sobre a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Equivalente a 0,5% da receita operacional bruta, proveniente da Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão – DIT. Conforme artigo 29 da Lei nº 12.783/2013, a TFSEE passou a ser equivalente a 0,4% do valor do benefício econômico anual.

3.5 Instrumentos financeiros

(a) Ativos financeiros

(i) Classificação e mensuração

Ativos financeiros são classificados nas seguintes categorias específicas: ativos financeiros a valor justo por meio do resultado, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda e empréstimos e recebíveis. Quando um instrumento de patrimônio não é cotado em um mercado ativo e seu valor justo não pode ser mensurado com confiança, este é mensurado ao custo e testado para *impairment*.

A classificação depende da finalidade dos ativos financeiros e é determinada na data do reconhecimento inicial. Todas as aquisições ou alienações normais de ativos financeiros são reconhecidas ou baixadas com base na data de negociação. As aquisições ou alienações normais correspondem a aquisições ou alienações de ativos financeiros que requerem a entrega de ativos dentro do prazo estabelecido por meio de norma ou prática de mercado.

O método de juros efetivos é utilizado para calcular o custo amortizado de um instrumento da dívida e alocar sua receita de juros ao longo do período correspondente. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida estimada do instrumento da dívida ou, quando apropriado, durante um período menor, para o valor contábil líquido na data do reconhecimento inicial. A receita é reconhecida com base nos juros efetivos para os instrumentos de dívida não caracterizados como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado.

Ativos e passivos financeiros são compensados e o valor líquido é reportado no balanço patrimonial quando há um direito legalmente aplicável de compensar os valores reconhecidos e há a intenção de liquidá-los em uma base líquida, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

- *Ativos financeiros ao valor justo por meio de resultado*

Os ativos financeiros são classificados ao valor justo por meio do resultado quando são mantidos para negociação ou designados pelo valor justo por meio de resultado. Os ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado são demonstrados ao valor justo, e quaisquer ganhos ou perdas resultantes são reconhecidos no resultado. Ganhos ou perdas líquidos são reconhecidos na rubrica “Outros ganhos e perdas”, na demonstração do resultado.

Um ativo financeiro é classificado como mantido para negociação se (i) for adquirido principalmente para ser vendido a curto prazo; ou (ii) no reconhecimento inicial é parte de uma carteira de instrumentos financeiros identificados que a Companhia administra em conjunto e possui um padrão real recente de obtenção de lucros a curto prazo; ou (iii) for um derivativo que não tenha sido designado como um instrumento de “hedge” efetivo.

Um ativo financeiro, além dos mantidos para negociação, pode ser designado ao valor justo por meio do resultado no reconhecimento inicial se (i) tal designação eliminar ou reduzir significativamente uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento que, de outra forma, surgiria; ou (ii) o ativo financeiro for parte de um grupo gerenciado de ativos ou passivos financeiros ou ambos, e seu desempenho for avaliado com base no valor justo, de acordo com a estratégia documentada de gerenciamento de risco ou de investimento da Companhia, e quando as informações sobre o agrupamento forem fornecidas internamente com a mesma base; ou (iii) fizer parte de um contrato contendo um ou mais derivativos embutidos e o CPC 38 e IAS 39 permitir que o contrato combinado seja totalmente designado ao valor justo por meio do resultado.

Em 31 de dezembro de 2017 e 2016, os ativos financeiros classificados nesta categoria estão relacionados aos equivalentes de caixa e aplicações financeiras.

- *Empréstimos e recebíveis*

São incluídos nessa classificação os ativos financeiros não derivativos com recebimentos fixos ou determináveis, que não são cotados em um mercado ativo. São registrados no ativo circulante, exceto, aqueles com prazo de vencimento superior a 12 meses após a data do balanço, os quais são classificados como ativo não circulante.

Os empréstimos e recebíveis são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, deduzidos de qualquer perda por redução do valor recuperável. A receita de juros é reconhecida através da aplicação da taxa de juros efetiva, exceto para créditos de curto prazo quando o reconhecimento dos juros seria imaterial.

Em 31 de dezembro de 2017 e 2016, os ativos financeiros da Companhia classificados nesta categoria, compreendiam, principalmente, o contas a receber (ativo da concessão) e valores a receber – Secretaria da Fazenda.

(ii) Redução ao valor recuperável de ativos financeiros (*impairment*)

Ativos financeiros, exceto aqueles designados pelo valor justo por meio do resultado, são avaliados por indicadores de redução ao valor recuperável no final de cada período de relatório. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas se, e apenas se, houver evidência objetiva da redução ao valor recuperável do ativo financeiro como resultado de um ou mais eventos que tenham ocorrido após seu reconhecimento inicial, com impacto nos fluxos de caixa futuros estimados desse ativo.

O valor contábil do ativo financeiro é reduzido diretamente pela perda por redução ao valor recuperável para todos os ativos financeiros. Recuperações subsequentes de valores anteriormente baixados são revertidos. Mudanças no valor contábil da perda estimada são reconhecidas no resultado.

(iii) Baixa de ativos financeiros

A baixa (desreconhecimento) de um ativo financeiro ocorre quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando são transferidos a um terceiro os direitos ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação na qual, substancialmente, todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. Qualquer participação que seja criada ou retida pela Companhia em tais ativos financeiros transferidos é reconhecida como um ativo ou passivo separado.

(b) Passivos financeiros

Os passivos financeiros são classificados como ao valor justo por meio do resultado quando são mantidos para negociação ou designados ao valor justo por meio do resultado. Os outros passivos financeiros (incluindo empréstimos) são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.

(c) Instrumentos derivativos e atividades de cobertura - *Hedge*

Em 2017, a Companhia contratou operação de empréstimo com instrumentos financeiros derivativos.

Os instrumentos financeiros derivativos designados em operações de cobertura - *hedge* são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data em que a operação de derivativo é contratada, sendo reavaliados, subsequentemente, também ao valor justo. Quaisquer ganhos ou perdas resultantes de mudanças no valor justo de derivativos durante o exercício são lançados diretamente na demonstração de resultado do exercício sob a rubrica “resultado financeiro”.

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia possuía instrumentos derivativos classificados como *hedge* de valor justo.

Para que uma operação de cobertura – *hedge* seja qualificada para contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) é necessário que os seguintes requisitos sejam atendidos:

- Para a data de início da operação, existe documentação formal da operação de cobertura, especificando sua classificação, bem como o objetivo e a estratégia de gestão de risco da administração para levar a efeito o *hedge*. Essa documentação deve incluir a identificação do instrumento de *hedge*, o item ou transação objeto de *hedge*, a natureza do risco objeto de *hedge*, a natureza dos riscos excluídos da relação de *hedge*, a demonstração prospectiva da eficácia da relação de *hedge* e a forma em que a Companhia irá avaliar a eficácia do instrumento de *hedge* para fins de compensar a exposição a mudanças no valor justo do item objeto de *hedge* ou fluxos de caixa relacionados ao risco objeto de *hedge*;
- Existe a expectativa de que a cobertura seja altamente eficaz;
- A eficácia da cobertura possa ser mensurada de forma confiável; e,
- A cobertura é avaliada numa base contínua e efetivamente determinada como sendo altamente efetiva ao longo do período da vida útil da estrutura de *hedge accounting*.

Um instrumento é classificado pelo valor justo através do resultado se for mantido para negociação ou designado como tal quando do reconhecimento inicial. Os instrumentos financeiros são registrados pelo valor justo através do resultado se a Companhia e/ou suas controladas gerencia esses investimentos até a liquidação da operação coberta de acordo com a estratégia de investimento e gerenciamento de risco documentado pela Companhia e/ou suas controladas. Após reconhecimento inicial, as mudanças do valor justo do instrumento de *hedge* e as mudanças do valor justo do item objeto de *hedge* atribuíveis ao risco coberto são reconhecidas na linha da demonstração de resultado relacionada ao item objeto de *hedge*. A Companhia adotou o “*hedge accounting*” para suas operações contratadas.

3.6 Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem dinheiro em caixa, depósitos bancários e investimentos de curto prazo.

Para que um investimento de curto prazo seja qualificado como equivalente de caixa, ele precisa ter conversibilidade imediata em montante conhecido de caixa e estar sujeito a um insignificante risco de mudança de valor. Portanto, um investimento normalmente qualifica-se como equivalente de caixa somente quando tem vencimento de curto prazo, por exemplo, de três meses ou menos, a contar da data da aquisição.

3.7 Contas a receber (ativo da concessão)

Ativos financeiros classificados como empréstimos e recebíveis, incluem os valores a receber referentes aos serviços de implementação da infraestrutura, da receita de remuneração dos ativos de concessão e dos serviços de operação e manutenção, bem como o valor do ativo indenizável.

O ativo indenizável, registrado ao término da implementação da infraestrutura, refere-se à parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão e ao qual a Companhia terá direito de receber caixa ou outro ativo financeiro, ao término da vigência do contrato de concessão. Conforme definido nos contratos, a extinção da concessão determinará a reversão ao Poder Concedente dos bens vinculados ao serviço, procedendo-se os levantamentos e avaliações, bem como a determinação do montante da indenização devida à concessionária, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico.

A Companhia considera que o valor da indenização a que tem direito ao término de suas concessões deve corresponder ao Valor Novo de Reposição ajustado pela depreciação acumulada de cada bem integrante da infraestrutura.

Considerando que a Administração monitora de maneira constante a regulamentação do setor, em caso de mudanças nesta regulamentação que, porventura, alterem a estimativa sobre o valor de indenização dos ativos, os efeitos contábeis destas mudanças serão tratados de maneira prospectiva nas demonstrações financeiras.

3.8 Estoques

Os estoques são apresentados por itens de almoxarifado de manutenção, e registrados pelo menor valor entre o valor de custo e o valor líquido realizável. Os custos dos estoques são determinados pelo método do custo médio.

3.9 Investimentos

Na elaboração de suas demonstrações financeiras individuais (“Controladora”), a Companhia reconhece e demonstra os investimentos em controladas e controladas em conjunto através do método de equivalência patrimonial. No consolidado reconhece somente as controladas em conjunto.

3.10 Combinação de negócios

Combinações de negócios são contabilizadas utilizando o método de aquisição. O custo de uma aquisição é mensurado pela soma da contraprestação transferida, avaliada com base no valor justo na data de aquisição, e o valor de qualquer participação de não controladores na adquirida. Custos diretamente atribuíveis à aquisição são contabilizados como despesa quando incorridos.

Ao adquirir um negócio, a Companhia avalia os ativos e passivos financeiros assumidos com o objetivo de classificá-los e alocá-los de acordo com os termos contratuais, as circunstâncias econômicas e as condições pertinentes na data de aquisição.

Inicialmente, o ágio é mensurado como sendo o excedente da contraprestação transferida em relação aos ativos líquidos adquiridos (ativos identificáveis adquiridos, líquidos e os passivos assumidos). Se a contraprestação for menor do que o valor justo dos ativos líquidos adquiridos, a diferença deverá ser reconhecida como ganho na demonstração do resultado.

A realização do intangível decorrente da aquisição do direito de exploração, concessão ou permissão delegadas pelo Poder Público ocorre no prazo estimado ou contratado de utilização, de vigência ou de perda de substância econômica, ou pela baixa por alienação ou perecimento do investimento.

3.11 Imobilizado

Representado, basicamente, pelos ativos administrativos. A depreciação é calculada pelo método linear considerando o tempo da vida útil-econômica estimado dos bens.

Outros gastos são capitalizados apenas quando há um aumento nos benefícios econômicos desse item do imobilizado. Qualquer outro tipo de gasto é reconhecido no resultado como despesa quando incorrido.

3.12 Intangível

Ativos intangíveis adquiridos separadamente são mensurados ao custo no momento do seu reconhecimento inicial.

A vida útil de ativo intangível é avaliada como definida ou indefinida: (i) ativos intangíveis com vida definida são amortizados ao longo da vida útil econômica e avaliados em relação à perda por redução ao valor recuperável sempre que houver indicação de perda de valor econômico do ativo. (ii) ativos intangíveis com vida útil indefinida não são amortizados, mas são testados anualmente em relação a perdas por redução ao valor recuperável, individualmente ou no nível da unidade geradora de caixa.

Ganhos e perdas resultantes da baixa de um ativo intangível são mensurados como a diferença entre o valor líquido obtido da venda e o valor contábil do ativo, sendo reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa do ativo.

3.13 Arrendamentos

(a) A Companhia como arrendatária

- *Arrendamentos operacionais*

Os pagamentos referentes aos arrendamentos operacionais são reconhecidos como despesa pelo método linear pelo período de vigência do contrato, exceto quando outra base sistemática for mais representativa para refletir o momento em que os benefícios econômicos do ativo arrendado são consumidos. Os pagamentos contingentes oriundos de arrendamento operacional são reconhecidos como despesa no período em que são incorridos.

- *Arrendamentos financeiros*

No início do contrato, os arrendamentos financeiros são reconhecidos como saldos de ativos e passivos por quantias iguais ao valor justo da propriedade arrendada ou, se inferior, ao valor presente dos pagamentos mínimos do arrendamento.

A taxa de desconto utilizada no cálculo do valor presente dos pagamentos mínimos do arrendamento mercantil é a taxa de juros implícita no arrendamento mercantil, se for praticável determinar essa taxa, se não for, é utilizada a taxa incremental de financiamento do arrendatário. Quaisquer custos diretos iniciais do arrendatário são adicionados à quantia reconhecida como ativo.

3.14 Demais ativos circulante e não circulante

São apresentados pelo seu valor líquido de realização.

Provisões são constituídas por valores considerados de improvável realização dos ativos na data dos balanços patrimoniais.

3.15 Passivos circulante e não circulante

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

3.16 Provisões

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes resultantes de eventos passados e de perda provável passível de estimativa de valores de liquidação financeira de forma confiável.

O valor reconhecido como provisão é a melhor estimativa das considerações requeridas para liquidar a obrigação no final de cada exercício, considerando-se os riscos e as incertezas relativos à obrigação. Quando a provisão é mensurada com base nos fluxos de caixa estimados para liquidar a obrigação, seu valor contábil corresponde ao valor presente desses fluxos de caixa.

As provisões são quantificadas ao valor presente do desembolso esperado para liquidar a obrigação, usando-se a taxa adequada de desconto de acordo com os riscos relacionados ao passivo. São atualizadas até as datas dos balanços pelo montante estimado das perdas prováveis, observadas suas naturezas e apoiadas na opinião dos advogados da Companhia e de suas controladas.

As provisões para ações judiciais são reconhecidas quando a Companhia e suas controladas tem uma obrigação presente resultante de eventos passados, sendo provável que uma saída de recursos seja necessária para liquidar a obrigação e o valor possa ser estimado com segurança.

Os fundamentos e a natureza das provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas estão descritos na nota explicativa 20 (a).

3.17 Benefícios a empregados

A Companhia patrocina plano de aposentadoria e pensão por morte aos seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários, administrados pela Fundação CESP (Funcesp), cujo objetivo é suplementar benefícios garantidos pela Previdência Social.

Os pagamentos a plano de aposentadoria de contribuição definida são reconhecidos como despesa quando, os serviços que concedem direito a esses pagamentos são prestados.

Na avaliação atuarial dos compromissos deste plano foi adotado o método do crédito unitário projetado, de acordo com o CPC nº 33 (R1).

A periodicidade dessa avaliação é anual e os efeitos da remensuração dos compromissos do Plano, que incluem ganhos e perdas atuariais, efeito das mudanças no limite superior do ativo (se aplicável) e o retorno sobre ativos do plano (excluindo juros), são refletidos imediatamente no balanço patrimonial como um encargo ou crédito reconhecido em outros resultados abrangentes no período em que ocorrem.

Em 31 de dezembro de 2017 e 2016, a Companhia não possuía ativos ou passivos atuariais reconhecidos contabilmente, conforme mencionado na nota explicativa 21.

3.18 Dividendos e juros sobre capital próprio

A política de reconhecimento de dividendos está em conformidade com o CPC 24 (IAS 10) e ICPC 08 (R1), que determinam que os dividendos propostos que estejam fundamentados em obrigações estatutárias, devem ser registrados no passivo circulante. O estatuto da Companhia estabelece um dividendo mínimo obrigatório conforme descrito na nota 23 (b).

A Companhia pode distribuir juros sobre o capital próprio, os quais são dedutíveis para fins fiscais e considerados parte dos dividendos obrigatórios e estão demonstrados como destinação do resultado diretamente no patrimônio líquido.

3.19 Segmento de negócio

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio das quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, com disponibilidade de informações financeiras individualizadas e cujos resultados operacionais são regularmente revistos pela administração no processo de tomada de decisão.

No entendimento da administração da Companhia, embora reconheça receita para as atividades de implementação da infraestrutura, e de operação e manutenção, considerou-se que essas receitas são originadas por contratos de concessão que possuem apenas um segmento de negócio: transmissão de energia elétrica.

3.20 Demonstração do Valor Adicionado (“DVA”)

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição durante determinado período e é apresentada pela Companhia, conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras individuais e como informação suplementar às demonstrações financeiras consolidadas, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

3.21 Demonstração dos Fluxos de Caixa (“DFC”)

A demonstração dos fluxos de caixa foi preparada pelo método indireto e está apresentada de acordo com a Deliberação CVM nº. 547, de 13 de agosto de 2008, que aprovou o pronunciamento contábil CPC 03 (R2) – Demonstração dos Fluxos de Caixa, emitido pelo CPC.

3.22 Resultado por ação

A Companhia efetua os cálculos do lucro por ações utilizando o número médio ponderado de ações ordinárias e preferenciais totais em circulação, durante o período correspondente ao resultado conforme pronunciamento técnico CPC 41 (IAS 33).

O lucro básico por ação é calculado pela divisão do lucro líquido do período pela média ponderada da quantidade de ações emitidas. O cálculo do lucro diluído é afetado por instrumentos conversíveis em ações, conforme mencionado na nota explicativa 23 (e).

3.23 Contratos de concessão (ICPC 01 (R1) e OCPC 05 - IFRIC 12)

A Companhia e suas controladas adotam para fins de classificação e mensuração das atividades de concessão as previsões da interpretação ICPC 01 (R1) emitida pelo CPC (“equivalente ao IFRIC12 das normas internacionais de contabilidade conforme emitido pelo IASB”). Esta Interpretação orienta os concessionários sobre a forma de contabilização de concessões de serviços públicos a entidades privadas.

Para os contratos de concessão qualificados para a aplicação do ICPC 01 (R1) (IFRIC 12), a infraestrutura implementada, ampliada, reforçada ou melhorada pelo operador não é registrada como ativo imobilizado do próprio operador porque o contrato de concessão não transfere ao concessionário o direito de controle do uso da infraestrutura de serviços públicos. É prevista apenas a cessão de posse desses bens para realização dos serviços públicos, sendo eles (imobilizado) revertidos ao concedente após o encerramento do respectivo contrato. O concessionário tem direito de operar a infraestrutura para a prestação dos serviços públicos em nome do concedente, nas condições previstas no contrato.

Assim, nos termos dos contratos de concessão dentro do alcance do ICPC 01 (R1) (IFRIC 12), o concessionário atua como prestador de serviço. O concessionário implementa, amplia, reforça ou melhora a infraestrutura (serviços de implementação da infraestrutura) usada para prestar um serviço público além de operar e manter essa infraestrutura (serviços de operação e manutenção) durante determinado prazo. O concessionário deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 (R1) – Contratos de Construção (equivalente ao IAS 11, conforme emitido pelo IASB) e CPC 30 (R1) – Receitas (equivalente ao IAS 18, conforme emitido pelo IASB). Caso o concessionário realize mais de um serviço (por exemplo, serviços de implementação da infraestrutura ou serviços de operação) regidos por um único contrato, a remuneração recebida ou a receber deve ser alocada com base nos valores justos relativos dos serviços prestados caso os valores sejam identificáveis separadamente. Assim, a contrapartida pelos serviços de implementação da infraestrutura efetuados nos ativos da concessão passa a ser classificada como ativo financeiro, ativo intangível ou ambos.

O ativo financeiro se origina na medida em que o operador tem o direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro do Poder Concedente ou entidades por ele designadas, pelos serviços de implementação da infraestrutura; o concedente tem pouca ou nenhuma opção para evitar o pagamento, normalmente porque o contrato é executável por lei. O concessionário tem o direito incondicional de receber caixa se o Poder Concedente garantir em contrato o pagamento (a) de valores preestabelecidos ou determináveis ou (b) insuficiência, se houver, dos valores recebidos dos usuários dos serviços públicos com relação aos valores preestabelecidos ou determináveis, mesmo se o pagamento estiver condicionado à garantia pelo concessionário de que a infraestrutura atende a requisitos específicos de qualidade ou eficiência. O ativo intangível se origina na medida em que o operador recebe o direito (autorização) de cobrar os usuários dos serviços públicos. Esse direito não constitui direito incondicional de receber caixa porque os valores são condicionados à utilização do serviço pelo público. Se os serviços de implementação da infraestrutura do concessionário são reconhecidos parcialmente em ativo financeiro e parcialmente em ativo intangível, é necessário contabilizar cada componente da remuneração do concessionário separadamente. A remuneração recebida ou a receber de ambos os componentes deve ser inicialmente registrada pelo seu valor justo recebido ou a receber.

Os critérios utilizados para a adoção da interpretação das concessões detidas pela Companhia estão descritos abaixo:

A interpretação ICPC 01 (R1) (IFRIC 12) foi considerada aplicável a todos os contratos de serviço público-privado em que a Companhia faz parte.

Todas as concessões foram classificadas dentro do modelo de ativo financeiro, sendo o reconhecimento da receita e custos das obras relacionadas à formação do ativo financeiro através dos gastos incorridos. O ativo

financeiro indenizável é identificado quando a implementação da infraestrutura é finalizada e incluído como remuneração dos serviços de implementação da infraestrutura.

Conforme definido nos contratos, a extinção da concessão determinará a reversão ao Poder Concedente dos bens vinculados ao serviço, procedendo-se os levantamentos e avaliações, bem como a determinação do montante da indenização devida à concessionária, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico.

A Companhia determinou o valor justo dos serviços de implementação da infraestrutura considerando que os projetos embutem margem suficiente para cobrir os custos de implementação da infraestrutura e encargos incidentes. A taxa efetiva de juros que remunera o ativo financeiro advindo dos serviços de implementação da infraestrutura foi determinada considerando o fluxo de caixa previsto para o ativo com estas características.

Os ativos financeiros foram classificados como empréstimos e recebíveis e a remuneração dos ativos de concessão apurada mensalmente é registrada diretamente no resultado.

As receitas com implementação da infraestrutura e receita de remuneração dos ativos de concessão apurada sobre o ativo financeiro de implementação da infraestrutura estão sujeitas ao diferimento de Programa de Integração Social - PIS e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS cumulativos, registrados na conta “impostos diferidos” no passivo não circulante.

4 Normas e interpretações novas e revisadas e ainda não adotadas

A Companhia e suas controladas adotaram todos os pronunciamentos (novos ou revisados) e interpretações emitidas pelo CPC que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2017.

As normas e interpretações novas e/ou revisadas pelo CPC, CVM e IASB são:

- (a) Pronunciamentos contábeis, orientações e interpretações novos e/ou revisados.

Pronunciamentos que passarão a vigorar a partir de 1 de janeiro de 2018:

CPC nº 47 – Receita de contrato com cliente – Deliberação CVM nº 762 em 22 de dezembro de 2016 (IFRS 15 Receita de contratos com clientes)

A IFRS 15 foi emitida em maio de 2014, alterada em abril de 2016 e estabelece um modelo de cinco etapas para contabilização das receitas decorrentes de contratos com clientes. De acordo com a IFRS 15, a receita reconhecida por um valor que reflete a contrapartida a que uma entidade espera ter direito em troca de transferência de bens ou serviços para um cliente, e entra em vigor a partir de 01 de janeiro de 2018.

Este novo pronunciamento substituirá todas as atuais exigências para reconhecimento de receitas segundo os CPCs/IFRSs. Adicionalmente o CPC 47/IFRS 15 estabelece exigências de apresentação e divulgação mais detalhadas do que as normas atualmente em vigor.

A Companhia está estudando a aplicação da IFRS 15 e não prevê impactos significativos nas demonstrações financeiras.

A Companhia possui operações que geram receita de (i) implementação da infraestrutura, (ii) remuneração dos ativos da concessão de transmissão e (iii) operação de manutenção (nota 3.2).

Com base nos estudos em andamento, a expectativa é de continuar reconhecendo as referidas receitas como atualmente:

- (i) Receita da infraestrutura – reconhecida conforme gastos incorridos, uma vez que satisfaz as obrigações de desempenho ao longo do tempo;

- (ii) Remuneração dos ativos da concessão – juros lineares proporcionais auferidos até a data das demonstrações financeiras;
- (iii) Operação e manutenção – faturamento mensal conforme contraprestação dos serviços.

Não há estimativa de impacto significativo, uma vez que não foi identificada necessidade de alteração na atual forma de reconhecimento de receita.

- **CPC nº 48 – Instrumentos financeiros – Deliberação CVM nº 763 em 22 de dezembro de 2016 (IFRS 9 Instrumentos financeiros)**

Em julho de 2014, o IASB emitiu a versão final da IFRS 9 Instrumentos Financeiros, que substitui a IAS 39 Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração e todas as versões anteriores da IFRS 9. A IFRS 9 reúne os três aspectos do projeto de contabilização de instrumentos financeiros: classificação e mensuração, redução ao valor recuperável do ativo e contabilização de *hedge*. A IFRS 9 entrará em vigor a partir de 01 de janeiro de 2018.

A Companhia adotará a nova norma na data efetiva requerida e não fará reapresentação de informações comparativas.

A Companhia está estudando a aplicação da IFRS 9 e de forma preliminar não prevê impactos significativos nas demonstrações financeiras.

A Companhia tem expectativa de continuar avaliando pelo custo amortizado os ativos financeiros de serviços de implementação da infraestrutura (R\$1.656.504 na controladora e R\$3.267.487 no consolidado) e da Lei nº 12.783 – SE (R\$9.586.834 controladora e consolidado), que atualmente são classificados como empréstimos e recebíveis.

Para os ativos financeiros de indenização (R\$59.164 na controladora e R\$138.131 no consolidado), atualmente mensurados a custo amortizado, a Companhia estuda a possibilidade de alterar a forma de mensuração para valor justo por meio de resultado, não sendo estimados impactos significativos.

Considerando as discussões técnicas com especialistas e informações disponíveis até o momento não foi possível estimar com razoabilidade os impactos nas demonstrações financeiras.

(b) Normas e interpretações novas e revisadas pelo IASB já emitidas e que ainda não estão em vigor:

- IFRS 2 - Pagamento Baseado em Ações
- IFRS 10 e IAS 28 - Venda ou Contribuição de Ativos entre um Investidor e uma Associada ou Empreendimento Controlado em Conjunto
- IFRS 16 – Operações de arrendamento mercantil
- IFRS 17 – Contratos de Seguros

A Administração da Companhia e suas controladas estão em processo de análise dos impactos desses pronunciamentos; porém, não espera que os mesmos tragam impacto relevante para suas demonstrações financeiras.

5 Caixa e equivalentes de caixa

		Controladora		Consolidado	
	% do CDI	2017	2016	2017	2016
Caixa e bancos		1.234	505	2.981	1.571
Equivalentes de caixa					
CDB	94,0% a 97,0%	130	940	136	946
Compromissada (a)	95,0% a 97,0%	886	-	2.687	1.843
Fundos de investimento de curto prazo (b)	40,0% a 70,0%	781	164	781	164
		3.031	1.609	6.585	4.524

Equivalentes de caixa estão mensuradas ao valor justo através do resultado e possuem liquidez diária.

A análise da administração da Companhia quanto à exposição desses ativos a riscos de taxas de juros, dentre outros, é divulgada na nota explicativa 30 (c).

- (a) As operações compromissadas são títulos emitidos pelos bancos com o compromisso de recompra do título por parte do banco, e de revenda pelo cliente, com taxas definidas, e prazos pré-determinados, lastreados por títulos privados ou públicos registradas na CETIP.
- (b) Fundo de investimento Federal Provision CP FICFI: administrado pelo Banco Itaú-Unibanco com carteira composta por quotas do Fundo de Investimento Federal Curto Prazo FI, possui liquidez diária e carteira vinculada a títulos públicos.

6 Aplicações financeiras

		Controladora	Consolidado	Controladora	Consolidado
	% do CDI	2017	2016	2017	2016
Fundos de investimentos (*)	103,51%	346.287	124.479	610.066	336.138
		346.287	124.479	610.066	336.138

(*) Os fundos de investimentos são consolidados conforme descrito na nota 2.5.

A Companhia, suas controladas e controladas em conjunto concentraram as suas aplicações financeiras nos seguintes fundos de investimentos:

- Fundo de Investimento Referenciado DI Bandeirantes: fundo constituído para investimento exclusivamente pela Companhia, suas controladas e controladas em conjunto, administrado pelo Banco Bradesco e com a carteira composta por quotas do Fundo de Investimento Referenciado DI Coral. Saldo em 31 de dezembro de 2017 de R\$159.393 e R\$262.770 (R\$88.541 e R\$207.025 em 31 de dezembro 2016), na controladora e consolidado, respectivamente.

- Fundo de Investimento Xavantes Referenciado DI: fundo constituído para investimento exclusivamente pela Companhia, suas controladas e controladas em conjunto, administrado pelo Banco Itaú-Unibanco e com a carteira composta por quotas do Fundo de Investimento Special DI (Corp Referenciado DI incorporado pelo Special DI). Saldo em 31 de dezembro de 2017 de R\$27.644 e R\$187.864 (R\$35.938 e R\$129.113 em 31 de dezembro 2016), na controladora e consolidado, respectivamente.
- Fundo de Investimento Assis Referenciado DI: fundo constituído para investimento exclusivamente pela Companhia, suas controladas e controladas em conjunto, administrado pelo Banco Santander e com a carteira composta por quotas do Fundo de Investimento Santander Renda Fixa Referenciado DI. Saldo em 31 de dezembro de 2017 de R\$159.432, na controladora e consolidado.

Os referidos fundos de investimento possuem liquidez diária, prontamente conversíveis em montante de caixa, independentemente dos ativos, conforme estipulado nos regulamentos dos Fundos Bandeirantes, Xavantes e Assis. A composição das carteiras em 31 de dezembro de 2017 reflete principalmente aplicações em operações compromissadas em títulos públicos federais, letra financeira, debêntures, CDB pós-fixado e depósitos à vista, conforme demonstrado abaixo.

	<u>Referenciado DI Coral</u>	<u>Special DI</u>	<u>Santander Renda Fixa Referenciado DI</u>
Títulos Públicos	48,9%	39,1%	15,4%
Letra Financeira (Bancos)	19,7%	25,1%	19,7%
Letra Financeira do Tesouro (Tesouro Selic)	23,4%	27,2%	45,1%
Letra do Tesouro Nacional (Tesouro Prefixado)	0,0%	0,2%	0,0%
Debêntures	6,1%	4,9%	10,1%
CDB	0,6%	0,9%	6,4%
Outros	1,3%	2,6%	3,3%

A análise da administração da Companhia quanto à exposição desses ativos a riscos de taxas de juros, dentre outros, é divulgada na nota explicativa 30 (c).

7 Contas a receber (ativo da concessão)

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
O&M				
Serviços de O&M (a)	134.027	81.811	146.428	92.577
	134.027	81.811	146.428	92.577
Ativo financeiro				
Serviços de implementação da infraestrutura (b)	1.656.504	1.396.183	3.267.487	2.443.191
Indenização (c)	59.164	26.363	138.131	101.568
Lei nº 12.783 - SE (d)	9.586.834	8.809.488	9.586.834	8.809.488
	11.302.502	10.232.034	12.992.452	11.354.247
	11.436.529	10.313.845	13.138.880	11.446.824
Circulante	1.746.061	1.091.764	1.924.928	1.221.016
Não circulante	9.690.468	9.222.081	11.213.952	10.225.808

- (a) O&M - Operação e Manutenção refere-se à parcela do faturamento mensalmente informado pelo ONS destacada para remuneração dos serviços de operação e manutenção, com prazo médio de recebimento inferior a 30 dias.
- (b) Implementação da infraestrutura – valor a receber referente aos serviços de implementação da infraestrutura, ampliação, reforço e melhorias das instalações de transmissão de energia elétrica até o término da vigência de cada um dos contratos de concessão, dos quais a Companhia e suas controladas são signatárias, ajustado a valor presente e remunerado pela taxa efetiva de juros.
- (c) Contas a receber indenização – refere-se à parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final dos contratos de concessão vigentes e ao qual a Companhia e suas controladas terão direito de receber caixa ou outro ativo financeiro, ao término da vigência dos contratos de concessão.
- (d) Contas a receber Lei nº 12.783 – valores a receber relativo aos investimentos do contrato de concessão nº 059/2001 que foi prorrogado nos termos da Lei nº 12.783 cujo direito de recebimento foi subdividido em NI e SE:

Instalações NI

A indenização referente às instalações do NI correspondia, em novembro de 2012, ao montante original de R\$2.891.291, atualizado R\$2.949.121, conforme determinado pela Portaria Interministerial nº 580. O equivalente a 50% desse montante foi recebido em 18 de janeiro de 2013 e os 50% restantes foram divididos em 31 parcelas mensais, e que foram repassados à Companhia pela Eletrobras. No entanto, sobre os valores parcelados, ainda existem discussões quanto à forma de atualização. Atendendo solicitação do TCU (Tribunal de Contas da União), a ANEEL efetuou uma revisão dos valores repassados à título da indenização das instalações do NI a todas as concessionárias e entendeu que ocorreram equívocos no cálculo de atualização, gerando pagamentos a maior para as concessionárias. A Eletrobras, embora reconheça que haja equívocos no cálculo, contestou o entendimento da ANEEL sobre o tema. A Companhia, pautada, na posição do laudo econômico independente e opinião de seus assessores jurídicos tem interpretação divergente em relação à forma de atualização aplicada pela ANEEL, e com base nisto mantém registrada a sua melhor estimativa para o valor em

questão, no total de R\$25.609, na rubrica “outros” no passivo circulante, excluindo multa e mora que seriam devidos a favor da Companhia, tendo em vista atrasos ocorridos nos repasses.

Instalações SE

- (i) Conforme condições previstas na Portaria nº 120/16 e valores regulamentados pela Nota Técnica ANEEL nº 336/2016, em conformidade com o CPC 38 – Instrumentos Financeiros, o valor referente às instalações do SE, em 30 de setembro de 2016, passou a ser tratado como um ativo financeiro com prazo e taxa efetiva de juros específicos, de acordo com suas características. Segue abaixo as premissas utilizadas para saldo inicial:

	Nota Técnica nº 336/2016 (*) – base julho de 2017	Estimativa da Companhia – base setembro de 2016
Base de Remuneração líquida em 31 de dezembro de 2012	3.896.328	3.896.328
Incorporação à Base de Remuneração Regulatória (BRR)	Julho de 2017	Julho de 2017
Prazo de pagamento da parcela de receita de janeiro de 2013 a junho de 2017	8 anos	8 anos
Prazo de pagamento da parcela remanescente	6,3 anos	6,3 anos
CAAE (**) + custo de capital de janeiro de 2013 a junho de 2017	5.711.454	4.457.994
CAAE (**) remanescente	3.114.951	3.348.965
RAP referente período de janeiro de 2013 a junho de 2017	943.183	906.503
RAP referente período remanescente	811.316	778.887
Acréscimo de PIS e COFINS a 9,25%, conforme legislação vigente	-	9,25%

(**) CAAE - Custo Anual dos Ativos Elétricos

A partir da estimativa dos valores da RAP, base setembro de 2016, a Companhia revisou o fluxo de recebimento de caixa e remensurou o ativo financeiro referente às instalações do SE, no exercício de 2016 resultou em acréscimo de R\$7.318.492 no ativo financeiro, R\$6.503.614 na receita operacional líquida (R\$814.878 referente PIS e COFINS diferidos), R\$2.211.229 nas provisões para imposto de renda e contribuição social diferidos e R\$4.292.385 no lucro líquido.

A Companhia, pautada na opinião de seus assessores jurídicos, entende que a receita decorrente desta operação somente poderá ser incorporada à base de tributação na medida do efetivo recebimento e, dessa forma, são registrados contabilmente os respectivos tributos diferidos sobre tais valores.

- (ii) Conforme mencionado na nota 1.2, a ANEEL, por meio do Despacho nº 1.484 reconheceu a base de remuneração líquida da Companhia de R\$3.896.328 para R\$4.094.440, data base de 31 de dezembro de 2012. Resultando na revisão do fluxo de recebimento de caixa e acréscimo no ativo financeiro, no segundo trimestre de 2017, das instalações do SE, de R\$432.641, R\$392.622 na receita operacional líquida (R\$40.019 referente PIS e COFINS diferidos), R\$133.491 nas provisões para imposto de renda e contribuição social diferidos e R\$259.131 no lucro líquido do período.
- (iii) Em junho de 2017, a ANEEL emitiu Despacho nº 1.779 e Nota Técnica nº 170, que em cumprimento a decisão judicial liminar (nota 1.2) exclui a parcela referente ao custo de capital próprio dos valores não pagos entre janeiro de 2013 e junho de 2017 no cálculo da RAP 2017/2018, reduzindo temporariamente a referida RAP de R\$1.738.154 para R\$1.502.128, que atualizada conforme Resolução Homologatória nº 2.258 é de R\$1.552.426 em 31 de dezembro de 2017 (nota 24.4). Dessa forma, os recebíveis referentes ao custo de capital próprio considerados no fluxo de recebimento de caixa do ativo financeiro referente às

instalações do SE relativos ao ciclo tarifário 2017/2018, estão registrados no ativo não circulante. As contas a receber estão assim distribuídas por vencimento:

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
A vencer	11.413.683	10.303.491	13.115.131	11.435.913
Vencidos				
até 30 dias	1.709	204	1.717	242
de 31 a 60 dias	151	78	159	94
de 61 a 360 dias	11.698	993	11.842	1.147
há mais de 361 dias (i)	9.288	9.079	10.031	9.428
	22.846	10.354	23.749	10.911
	11.436.529	10.313.845	13.138.880	11.446.824

- (i) Alguns agentes do sistema questionam judicialmente os saldos faturados referente à Rede Básica. Em virtude dessa discussão, estes valores são depositados judicialmente por estes agentes e estão classificados no contas a receber de longo prazo. A Companhia efetuou o faturamento de acordo com as autorizações das entidades regulatórias e, desta maneira, não registra nenhuma provisão para perda relacionada a estas discussões.

A Companhia não apresenta histórico de perdas em contas a receber, que são garantidas por estruturas de fianças e/ou acessos a contas correntes operacionalizadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) ou diretamente pela Companhia e, portanto, não constituiu provisão para créditos de liquidação duvidosa.

Movimentação do contas a receber:

	Controladora	Consolidado
Saldos em 2015	2.789.969	3.846.929
Receita de infraestrutura (nota 24.1)	164.290	171.902
Remuneração dos ativos da concessão - RBSE (nota 24.1)	7.318.492	7.318.492
Remuneração dos ativos da concessão (nota 24.1)	239.097	424.756
Receita de operação e manutenção (nota 24.1)	809.280	835.786
Recebimentos	(1.007.283)	(1.151.041)
Saldos em 2016	10.313.845	11.446.824
Receita de infraestrutura (nota 24.1)	225.082	247.126
Remuneração dos ativos da concessão - RBSE (nota 24.1)	1.495.791	1.495.791
Remuneração dos ativos da concessão (nota 24.1)	249.268	400.615
Receita de operação e manutenção (nota 24.1)	865.174	880.901
Combinação de negócios(*)	-	534.973
Provisão para reversão de instalações (nota 27)	(57.178)	(57.178)
Recebimentos	(1.655.453)	(1.810.172)
Saldos em 2017	11.436.529	13.138.880

(*) valor originado da combinação de negócios na aquisição da IENNE (nota 11).

8 Valores a receber – Secretaria da Fazenda – controladora e consolidado

	Controladora e consolidado	
	2017	2016
Processamento da folha de pagamento – Lei 4.819/58 (a)	1.560.759	1.412.518
Processos trabalhistas – Lei 4.819/58 (b)	268.287	254.095
Provisão para perdas sobre realização de créditos (c)	(516.255)	(516.255)
	1.312.791	1.150.358

- (a) Refere-se a valores a receber para liquidação de parcela da folha de pagamento do plano de complementação de aposentadoria regido pela Lei Estadual 4.819/58, no período de janeiro de 2005 a julho de 2017. O aumento em relação ao ano anterior é decorrente do cumprimento de decisão da ação da 49ª Vara do Trabalho na qual a CTEEP, na condição de parte citada, repassa os recursos mensalmente à Funcesp para processamento do pagamento aos aposentados.
- (b) Referem-se a determinadas ações trabalhistas quitadas pela CTEEP por força de ato judicial, relativas aos empregados aposentados sob o amparo da Lei Estadual 4.819/58, que são de responsabilidade do Governo do Estado de São Paulo.

- (c) A provisão constituída teve como fatores determinantes o alargamento de prazo da expectativa de realização de parte do contas a receber do Estado de São Paulo e andamentos processuais. A Companhia monitora a evolução do tema e revisa a provisão periodicamente avaliando a necessidade de complementação ou reversão da provisão conforme eventos jurídicos que eventualmente alterem a opinião de seus assessores. Até 31 de dezembro de 2017, não ocorreram eventos que indicassem necessidade de alteração da provisão.

9 Tributos e contribuições a compensar

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Imposto de renda a recuperar	1.012	544	1.064	594
Contribuição social a recuperar	-	-	16	73
Imposto de renda retido na fonte	1.701	1.009	3.259	1.053
Contribuição social retido na fonte	223	30	852	30
COFINS	6.681	5.104	6.708	5.104
PIS	1.450	1.108	1.456	1.108
Outros	658	453	807	601
	11.725	8.248	14.162	8.563

10 Cauções e depósitos vinculados

Os valores de cauções e depósitos são registrados no ativo não circulante, tendo em vista as incertezas quanto ao desfecho das ações objeto de depósitos.

Os depósitos estão registrados pelo valor nominal, atualizados monetariamente, tendo por base a variação de taxa referencial (TR) para depósitos trabalhistas e previdenciários e SELIC para tributários e regulatórios. O saldo está composto da seguinte forma:

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Depósitos judiciais				
Trabalhistas (nota 20 (a) (i))	53.168	53.913	53.193	53.922
Previdenciárias – INSS (nota 20 (a) (iv))	1.375	3.531	1.375	3.531
PIS / COFINS (a)	9.446	5.599	9.446	5.599
Autuações – ANEEL (b)	2.040	6.796	2.040	6.796
Outros	360	327	360	327
	66.389	70.166	66.414	70.175

- (a) Em março de 2015, através do Decreto n.º 8.426/15, foi restabelecida a alíquota de 4,65% de PIS/COFINS sobre receitas financeiras com aplicação a partir de 1 de julho de 2015. A Companhia buscou judicialmente evitar a tributação sob o fundamento de que o tributo apenas poderia ser exigido através de Lei conforme previsto na Constituição Federal, em seu artigo 150, inciso I e; que o Decreto n.º 8.426/15 também viola o princípio da não cumulatividade previsto no artigo 194, § 12º.
- (b) Referem-se a depósitos, cujos processos tem como objetivo anular autuações da ANEEL as quais a Companhia contesta.

11 Investimentos

(a) Movimentação dos investimentos

	Controladora							
	Saldos em 2015	Integralização de capital	Equivalência patrimonial	Aquisição participação societária	Ajuste por aquisição de controle	Dividendos	Realização do ativo da concessão	Saldos em 2016
Serra do Japi	234.618	-	61.912	-	-	(19.000)	-	277.530
IEMG	85.854	-	12.529	-	2.276	-	-	100.659
IENNE	97.243	-	7.650	-	-	-	-	104.893
Pinheiros	424.954	-	71.830	-	-	(16.000)	-	480.784
Evrecy	76.524	-	12.847	-	-	(15.000)	(2.490)	71.881
IESul	112.782	1.629	5.250	-	-	-	-	119.661
IEMadeira	1.021.663	-	207.919	-	-	(15.810)	-	1.213.772
IEGaranhuns	340.952	765	46.887	-	-	-	-	388.604
Total	2.394.590	2.394	426.824	-	2.276	(65.810)	(2.490)	2.757.784

	Controladora								
	Saldos em 2016	Integralização de capital	Equivalência patrimonial	Aquisição de participação societária	Ajuste por aquisição de controle	Dividendos (a receber)/ cancelados	Dividendos	Realização do ativo da concessão	Saldos em 2017
Serra do Japi	277.530	-	43.812	-	-	(2.797)	(27.700)	-	290.845
IEMG	100.659	-	18.313	-	2.195	-	(3.700)	-	117.467
IENNE	104.893	-	(2.869)	101.163	5.042	-	-	-	208.229
Pinheiros	480.784	-	39.341	-	-	-	(22.001)	-	498.124
Evrecy	71.881	-	7.337	-	-	-	(10.400)	(2.490)	66.328
Itaúnas	-	7.500	(182)	-	-	-	-	-	7.318
Tibagi	-	2.500	(120)	-	-	-	-	-	2.380
Itaquerê	-	10.500	43	-	-	-	-	-	10.543
Itapura	-	3.400	(98)	-	-	-	-	-	3.302
Aguapeí	-	4.700	(107)	-	-	-	-	-	4.593
IESul	119.661	2.211	2.204	-	-	-	-	-	124.076
IEMadeira	1.213.772	-	138.586	-	-	15.810	-	-	1.368.168
IEGaranhuns	388.604	-	(17.759)	-	-	-	-	-	370.845
Paraguaçu	-	5.150	(110)	-	-	-	-	-	5.040
Aimorés	-	3.800	(140)	-	-	-	-	-	3.660
ERB1	-	9.000	56	-	-	-	-	-	9.056
Total	2.757.784	48.761	228.307	101.163	7.237	13.013	(63.801)	(2.490)	3.089.974

	Consolidado					
	Saldos em 2015	Integralização de capital	Equivalência patrimonial	Aquisição de controle societário	Dividendos a receber	Saldos em 2016
IENNE	97.243	-	7.650	-	-	104.893
IESul	112.782	1.629	5.250	-	-	119.661
IEMadeira	1.021.663	-	207.919	-	(15.810)	1.213.772
IEGaranhuns	340.952	765	46.887	-	-	388.604
Investimento	1.572.640	2.394	267.706	-	(15.810)	1.826.930
						Consolidado
	Saldos em 2016	Integralização de capital	Equivalência patrimonial	Aquisição de controle societário	Dividendos cancelados	Saldos em 2017
IENNE	104.893	-	1.969	(106.862)	-	-
IESul	119.661	2.211	2.204		-	124.076
IEMadeira	1.213.772	-	138.586		15.810	1.368.168
IEGaranhuns	388.604	-	(17.759)		-	370.845
Paraguaçu	-	5.150	(110)		-	5.040
Aimorés	-	3.800	(140)		-	3.660
ERB1	-	9.000	56		-	9.056
Investimento	1.826.930	20.161	124.806	(106.862)	15.810	1.880.845

(b) Informações sobre investimentos em controladas e controladas em conjunto

	<u>Data base</u>	<u>Qtde. de ações ordinárias possuídas</u>	<u>Participação no capital integralizado - %</u>	<u>Capital integralizado</u>	<u>Ativos</u>	<u>Passivos</u>	<u>Patrimônio líquido</u>	<u>Receita bruta</u>	<u>Lucro (prejuízo) líquido</u>
Serra do Japi	2017	130.857.000	100,0	130.857	378.552	87.707	290.845	63.738	43.812
	2016	130.857.000	100,0	130.857	367.821	90.291	277.530	84.029	61.912
IEMG	2017	83.055.292	100,0	83.055	192.985	44.533	148.452	29.115	18.133
	2016	83.055.292	100,0	83.055	181.970	48.131	133.839	24.999	12.529
IENNE	2017	81.821.000	100,0	327.284	763.056	340.441	422.615	2.692	(3.043)
	2016	81.821.000	25,0	327.284	766.043	346.471	419.572	91.367	30.601
Pinheiros	2017	300.910.000	100,0	300.910	625.987	127.863	498.124	62.400	39.341
	2016	300.910.000	100,0	300.910	623.627	142.843	480.784	92.237	71.830
Evrecy	2017	21.512.367	100,0	21.512	51.643	4.199	47.444	12.895	6.539
	2016	21.512.367	100,0	21.512	54.472	3.167	51.305	17.749	12.847
Itaúnas	2017	7.500.000	100,0	7.500	8.416	1.098	7.318	6.045	(182)
	2016	-	-	-	-	-	-	-	-
Tibagi	2017	2.500.000	100,0	2.500	2.531	151	2.380	1.184	(120)
	2016	-	-	-	-	-	-	-	-
Itaquerê	2017	10.500.000	100,0	10.500	11.282	739	10.543	9.913	43
	2016	-	-	-	-	-	-	-	-
Itapura	2017	3.400.000	100,0	3.400	3.379	77	3.302	83	(98)

	2016	-	-	-	-	-	-	-	-
	<u>Data base</u>	<u>Qtde. de ações ordinárias possuídas</u>	<u>Participação no capital integralizado - %</u>	<u>Capital integralizado</u>	<u>Ativos</u>	<u>Passivos</u>	<u>Patrimônio líquido</u>	<u>Receita bruta</u>	<u>Lucro (prejuízo) líquido</u>
Aguapeí	2017	4.700.000	100,0	4.700	4.736	143	4.593	1.054	(107)
	2016	-	-	-	-	-	-	-	-
IESul	2017	107.969.499	50,0	215.937	334.490	86.337	248.153	155.454	4.408
	2016	105.758.499	50,0	211.515	330.972	91.649	239.323	41.527	10.502
IEMadeira	2017	717.060.000	51,0	1.406.000	6.000.718	3.318.036	2.682.682	708.033	271.737
	2016	717.060.000	51,0	1.406.000	5.756.230	3.376.285	2.379.945	939.262	407.684
IEGaranhuns	2017	290.700.000	51,0	570.000	1.223.980	496.834	727.146	120.645	(34.823)
	2016	290.700.000	51,0	570.000	1.335.532	573.564	761.968	239.865	91.935
Paraguaçu	2017	5.150.000	50,0	10.300	18.002	7.922	10.080	12.869	(220)
	2016	-	-	-	-	-	-	-	-
Aimorés	2017	3.800.000	50,0	7.600	12.296	4.975	7.321	8.827	(279)
	2016	-	-	-	-	-	-	-	-
ERB1	2017	9.000.000	50,0	18.000	23.252	5.140	18.112	2.586	112
	2016	-	-	-	-	-	-	-	-

(i) **Controladas**

Interligação Elétrica Serra do Japi S.A. (Serra do Japi)

A Serra do Japi foi constituída em 1 de julho de 2009, com o objetivo de explorar a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, em particular as subestações Jandira e Salto arrematadas no Lote I do Leilão nº 001/2009 da ANEEL (Contrato de concessão nº 026/2009 – nota 1.2).

Em 2012, a Serra do Japi iniciou sua operação comercial (subestação Salto em janeiro de 2012 e subestação Jandira em março de 2012).

Em 30 de abril de 2015, a Companhia transferiu o contrato de concessão de transmissão de energia elétrica nº 143/2001, via aumento de capital, para a controlada Serra do Japi, conforme aprovado pela Resolução Autorizativa da ANEEL nº 5.036 de 20 de janeiro de 2015. O aumento de capital no valor de R\$44.109 corresponde ao montante do ativo financeiro (contas a receber – ativo da concessão) do contrato de concessão nº 143/2001, em 31 de março de 2015, apurado de acordo com laudo de avaliação independente.

Interligação Elétrica de Minas Gerais S.A. (IEMG)

A IEMG foi constituída em 13 de dezembro de 2006, com o objetivo de explorar a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, em particular a linha de transmissão em 500 kV Neves 1 – Mesquita (Minas Gerais), totalizando 172 km (Contrato de concessão nº 004/2007 – nota 1.2). Em 2009, recebeu autorização para operar comercialmente.

Em 2011, a CTEEP adquiriu 40% do capital social da IEMG detidos pela Cymi, passando a participar com 100% do capital social. O valor pago foi de R\$15.283, apurando uma perda de R\$28.490. Como resultado dessa operação o saldo do investimento da Companhia na IEMG na data da transação passou a ser o valor justo, ou seja, R\$38.206, diferenciando-se do valor contábil do patrimônio líquido da IEMG.

Em 31 de dezembro de 2017, a conciliação do patrimônio líquido da IEMG e do investimento na Companhia é como segue:

	<u>R\$ mil</u>
Patrimônio líquido da IEMG	148.452
Participação da CTEEP	<u>100%</u>
Valor contábil do investimento	<u>148.452</u>
Perda na aquisição do controle da IEMG (líquida) – Valor justo	<u>(30.985)</u>
Total do investimento	<u><u>117.467</u></u>

Interligação Elétrica Norte e Nordeste S.A. (IENNE)

A IENNE foi constituída em 3 de dezembro de 2007 com o objetivo de explorar a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, em particular as linhas de transmissão Colinas (Tocantins) – Ribeiro Gonçalves (Piauí) e Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí (Piauí), ambas em 500 kV, totalizando 720 km (Contrato de concessão nº 001/2008 – nota 1.2), e em 2011 recebeu autorização e iniciou a sua operação comercial.

Em 2017, a Companhia adquiriu a totalidade de participação acionária detida por outros acionistas na IENNE, essa operação foi aprovada pela ANEEL através do Despacho nº 2.604 de 22 de agosto de 2017 para a participação de 50% detida pela Isolux Energia e Participações S.A. (“Isolux”), e Ofício nº 545/2017 de 29 de setembro de 2017 para a participação de 25% detida pela Cymi Construções e Participações S.A (“Cymi”). O Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE aprovou sem restrições o processo de aquisição da IENNE pela Companhia.

Os valores de aquisição pagos à Isolux e Cymi pela participação de 50% e 25% foram de R\$68.460 e R\$32.703, respectivamente, correspondente ao preço ofertado atualizado monetariamente.

Como resultado da operação, a Companhia passou a deter o controle de 100% das operações da IENNE a partir da aprovação pelo órgão regulador, ocorrida em 29 de setembro de 2017, concluindo o processo de aquisição em 05 de outubro de 2017, conforme fato relevante divulgado naquela data.

O valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos e apuração do lucro decorrente da compra vantajosa foram definidos conforme laudo definitivo elaborado por consultoria independente, tendo como base o balanço de 30 de setembro de 2017 e demonstrado a seguir:

	Valor contábil em 30.09.2017	Ajustes a valor justo – definitivo (*)	Ativos e passivos a valor justo
Contas a receber (ativo da concessão)	749.223	(214.386)	534.837
Caixa restrito	16.041	-	16.041
Outros ativos circulantes	2.687	-	2.687
	<u>767.951</u>	<u>(214.386)</u>	<u>553.565</u>
Empréstimos e financiamentos	195.224	-	195.224
Outros passivos circulantes	4.545	-	4.545
Imposto de renda e contribuição social diferidos	70.569	-	70.569
PIS e COFINS diferidos	70.158	-	70.158
	<u>340.496</u>	<u>-</u>	<u>340.496</u>
Patrimônio Líquido	<u>427.455</u>	<u>(214.386)</u>	<u>213.069</u>

(*) Reflete a diferença entre o valor em uso e o valor justo conforme laudo independente. Os investimentos da Companhia são mantidos ao seu valor recuperável, que conforme CPC01 é representado pelo maior montante entre o seu valor justo e o seu valor em uso.

Essa aquisição de participação originou os seguintes impactos contábeis em 31 de dezembro de 2017:

	<u>R\$ mil</u>
Ativos e passivos a valor justo	<u>213.069</u>
Participação adquirida	<u>75%</u>
	<u>159.802</u>
Valor pago	<u>(101.163)</u>
Compra vantajosa	<u><u>58.639</u></u>

A Companhia reavaliou sua participação anterior de 25% na IENNE pelo valor justo, conforme demonstrado abaixo:

	<u>R\$ mil</u>
Valor contábil do investimento antes da aquisição de controle (25%)	106.864
Valor justo do investimento (25%)	<u>53.267</u>
Perda na aquisição do controle da IENNE	<u><u>(53.597)</u></u>

O valor líquido de R\$5.042, resultante do ganho por compra vantajosa, deduzido do ajuste na aquisição da participação anteriormente detida pela Companhia, está registrado na demonstração do resultado da Companhia, sob a rubrica “Outras receitas (despesas) operacionais”, e líquido de imposto de renda e contribuição social diferidos totaliza R\$3.328.

Como resultado dessa operação o saldo do investimento da Companhia na IENNE passou a refletir o valor justo, dos ativos e passivos, diferenciando-se do valor contábil do patrimônio líquido da IENNE.

Interligação Elétrica Pinheiros S.A. (Pinheiros)

A Pinheiros foi constituída em 22 de julho de 2008, com o objetivo de explorar a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, em particular as linhas de transmissão e subestações arrematadas nos Lotes E, H e K do Leilão nº 004/2008 e Lote K do Leilão nº 004/2011 da ANEEL.

As subestações de Araras, Getulina e Mirassol (Lote H – contrato de concessão nº 015/2008) entraram em operação comercial em 5 de setembro de 2010, 10 de março de 2011 e 17 de abril de 2011, respectivamente. A subestação Piratininga II (Lote E – contrato de concessão nº 012/2008) entrou em operação comercial em 26 de dezembro de 2011. A subestação Atibaia II (Lote K – contrato de concessão nº 018/2008) entrou em operação comercial em 8 de janeiro de 2013.

A subestação Itapeti (lote K – contrato de concessão nº 021/2011) entrou em operação em 9 de agosto de 2013.

Evrecy Participações Ltda. (“Evrecy”)

Em 2012, a CTEEP adquiriu 100% das ações do capital social da Evrecy Participações Ltda. (“Evrecy”), detidas pela EDP Energias do Brasil S.A. (“EDP”), pelo valor de R\$63,2 milhões.

A Evrecy é uma empresa prestadora de serviços de transmissão de energia elétrica, cuja origem se deu a partir da cisão de ativos de geração e transmissão da Espírito Santo Centrais Elétricas – Escelsa em 2005, sendo detentora de 154 km de linhas de transmissão e de três subestações, entre os estados de Espírito Santo e Minas Gerais.

O valor de aquisição foi alocado entre os ativos adquiridos e passivos assumidos, mensurados a valor justo. O ativo da concessão apurado, no montante de R\$31.337, corresponde ao direito adquirido de operar e manter os ativos vinculados à concessão detida pela Evrecy e vem sendo amortizado no prazo de concessão da Evrecy.

Em 31 de dezembro de 2017 a conciliação do patrimônio líquido da Evrecy e do investimento na Companhia é como segue:

	R\$ mil
Patrimônio líquido da Evrecy	47.444
Participação da CTEEP	100%
Valor contábil do investimento	47.444
Ativo da concessão a valor justo em 31 de dezembro de 2017 (líquido)	18.884
Total do investimento	66.328

Interligação Elétrica Itaúnas S.A.

Em 28 de outubro de 2016, através do leilão ANEEL nº 013/2015, em sessão pública realizada na B3 S.A., a Companhia arrematou o lote 21 de forma independente.

O lote 21 tem a seguinte composição:

Lote	Descrição	RAP Ofertada (R\$)	Investimentos Estimados ANEEL (R\$)	Prazo (meses)	Participação CTEEP
21	LT 345 kV Viana 2 – João Neiva 2, com 79 km; SE 345/138-13,8 kV João Neiva 2, (9+1Res) x 133 MVA; Compensador Estático (-150/+150) Mvar.	47.200	297.819	60	100%

O empreendimento deverá entrar em operação comercial no prazo de 60 meses a partir da assinatura do contrato de concessão, que ocorreu em 10 de fevereiro de 2017.

Em 24 de abril de 2017, através do leilão ANEEL nº 05/2016, em sessão pública realizada na B3 S.A., a Companhia arrematou os seguintes lotes de forma independente:

Interligação Elétrica Tibagi S.A.

O lote 5 com a seguinte composição:

Lote	Descrição	RAP Ofertada (R\$)	Investimentos Estimados ANEEL (R\$)	Prazo (meses)	Participação CTEEP
5	LT 230 kV Nova Porto Primavera - Rosana CD, com 18,2 km; SE 230/138 kV Rosana (novo pátio 230 kV) - (6 + 1 Res) x 83,33 MVA em série com 2 TR defasadores 138/138 kV de (2 + 1 Res) x 250 MVA cada;	18.371	134.646	48	100%

Interligação Elétrica Itaquerê S.A.

O lote 6 com a seguinte composição:

Lote	Descrição	RAP Ofertada (R\$)	Investimentos Estimados ANEEL (R\$)	Prazo (meses)	Participação CTEEP
6	SE Araraquara 2 - 3 x Compensadores Síncronos 500 kV - (-180/+300) Mvar;	46.183	397.733	48	100%

Interligação Elétrica Itapura S.A.

O lote 25 com a seguinte composição:

Lote	Descrição	RAP Ofertada (R\$)	Investimentos Estimados ANEEL (R\$)	Prazo (meses)	Participação CTEEP
25	SE 440 kV Bauru - Compensador Estático 440 kV (-125/250) Mvar;	10.729	125.794	42	100%

Interligação Elétrica Aguapeí S.A.

O lote 29 com a seguinte composição:

Lote	Descrição	RAP Ofertada (R\$)	Investimentos Estimados ANEEL (R\$)	Prazo (meses)	Participação CTEEP
29	SE 440/138 kV Baguaçu - (6 + 1 R) x 100 MVA; SE 440/138 kV Alta Paulista - (6 + 1 R) x 133,33 MVA; Trecho de LT da SE Alta Paulista ao Seccionamento da LT 440 kV Marechal Rondon - Taquaruçu, com 53 e 54 km cada, CS; Trecho de LT da SE Baguaçu ao Seccionamento da LT 440 kV Ilha Solteira - Bauru C1 e C2, com 2 x 1 km, CD;	53.678	601.879	48	100%

Os empreendimentos deverão entrar em operação comercial no prazo de 48 meses a partir da assinatura do contrato de concessão, que ocorreu em 11 de agosto de 2017.

(ii) Controladas em conjunto

Interligação Elétrica Sul S.A. (IESul)

A IESul foi constituída em 23 de julho de 2008 com o objetivo de explorar a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, em particular as linhas de transmissão e subestações arrematadas nos Lotes F e I do Leilão nº 004/2008 da ANEEL.

A linha de transmissão Nova Santa Rita - Scharlau e a subestação Scharlau (contrato de concessão nº 013/2008) entraram em operação comercial em 6 de dezembro de 2010.

A subestação Forquilha, a linha de transmissão Jorge Lacerda B - Siderópolis e a linha de transmissão Joinville Norte – Curitiba (contrato de concessão nº 016/2008), entraram em operação comercial em 10 de outubro de 2011, 21 de agosto de 2012 e 10 de agosto de 2015, respectivamente.

Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IEMadeira)

A IEMadeira foi constituída em 18 de dezembro de 2008 com o objetivo de explorar a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, em particular a linha de transmissão e subestações arrematadas nos Lotes D e F do Leilão nº 007/2008 da ANEEL.

A linha de transmissão Porto Velho – Araraquara (contrato de concessão nº 013/2009) entrou em operação comercial em 1 de agosto de 2013. As estações Inversora e Retificadora (contrato de concessão nº 015/2009) entraram em operação comercial provisória em 12 de maio de 2014. A operação comercial completa e a emissão pelo ONS do Termo de Liberação Definitivo estão previstos para o final de 2018 (nota 1.2).

Em 30 de junho de 2017, foi aprovada em reunião do Conselho de Administração da Eletrobras, a transferência das participações acionárias da IEMadeira detidas pela Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf) e Furnas Centrais Elétricas S.A. para Eletrobras Holding. A efetiva transferência das participações acionárias depende de autorização regulatória e ou de agentes financiadores.

Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEGaranhuns)

A IEGaranhuns foi constituída em 7 de outubro de 2011 com o objetivo de explorar a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, em particular as linhas de transmissão e subestações arrematadas no Lote L do Leilão nº 004/2011 da ANEEL.

As linhas de Transmissão Luiz Gonzaga-Garanhuns (AL, PE), Garanhuns-Pau Ferro (PE), Garanhuns-Campina Grande III (PE, PB) e Garanhuns-Angelim I (PE), assim como as Subestações Garanhuns (PE) e Pau Ferro (PE), entraram em operação comercial, substancialmente, em dezembro de 2015 e encontram-se concluídas desde março de 2016.

Interligação Elétrica Paraguaçu S.A. (Paraguaçu)

Em 28 de outubro de 2016, através do leilão ANEEL nº 013/2015, em sessão pública realizada na B3 S.A., a Companhia arrematou o lote 3 através do consórcio Columbia com a TAESA (Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.). O consórcio Columbia é formado pela Companhia (50%) e pela TAESA (50%).

O lote 3 tem a seguinte composição:

Lote	Descrição	RAP Ofertada (R\$)	Investimentos Estimados ANEEL (R\$)	Prazo (meses)	Participação CTEEP
3	LT 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2 C2, com 338 km;	106.613	505.595	60	50%

O empreendimento deverá entrar em operação comercial no prazo de 60 meses a partir da assinatura do contrato de concessão, que ocorreu em 10 de fevereiro de 2017.

Interligação Elétrica Aimorés S.A. (Aimorés)

Em 28 de outubro de 2016, através do leilão ANEEL nº 013/2015, em sessão pública realizada na B3 S.A., a Companhia arrematou o lote 4 através do consórcio Columbia com a TAESA (Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.). O consórcio Columbia é formado pela Companhia (50%) e pela TAESA (50%).

O lote 4 tem a seguinte composição:

Lote	Descrição	RAP Ofertada (R\$)	Investimentos Estimados ANEEL (R\$)	Prazo (meses)	Participação CTEEP
4	LT 500 kV Padre Paraíso 2 - Governador Valadares 6 C2, com 208 km;	71.425	341.118	60	50%

O empreendimento deverá entrar em operação comercial no prazo de 60 meses a partir da assinatura do contrato de concessão, que ocorreu em 10 de fevereiro de 2017.

Elétricas Reunidas do Brasil S.A. (ERB1)

Em 24 de abril de 2017, através do leilão ANEEL nº 005/2016, em sessão pública realizada na B3 S.A., a Companhia arrematou o lote 1 através do consórcio Columbia com a TAESA (Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.). O consórcio Columbia é formado pela Companhia (50%) e pela TAESA (50%).

O lote 1 tem a seguinte composição:

Lote	Descrição	RAP Ofertada (R\$)	Investimentos Estimados ANEEL (R\$)	Prazo (meses)	Participação CTEEP
1	kV Guaíra - Sarandi - CD, C1 e C2, com 266,3 km; LT 525 kV Foz do Iguaçu - Guaíra - CD, C1 e C2, com 173 km;	263.317	1.936.474	60	50%

O empreendimento deverá entrar em operação comercial no prazo de 60 meses a partir da assinatura do contrato de concessão, que ocorreu em 11 de agosto de 2017.

12 Imobilizado

Refere-se, substancialmente, a bens móveis utilizados pela Companhia e não vinculados ao contrato de concessão.

Controladora					
			2017	2016	Taxas médias anuais de depreciação
	Custo	Depreciação acumulada	Líquido	Líquido	- %
Terrenos	2.060	-	2.060	2.060	-
Máquinas e equipamentos	5.362	(1.929)	3.433	3.637	6,35%
Móveis e utensílios	7.533	(5.655)	1.878	2.006	6,24%
Equipamentos de informática	14.813	(9.993)	4.820	6.383	16,66%
Veículos	10.492	(3.477)	7.015	8.536	14,18%
Benfeitorias em imóveis de terceiros	1.161	(135)	1.026	-	27,91%
Outros	3.490	(940)	2.550	2.802	4,0%
	44.911	(22.129)	22.782	25.424	

Consolidado				
				Taxas médias anuais de depreciação
		2017	2016	
	Custo	Depreciação acumulada	Líquido	Líquido
				-%
Terrenos	2.060	-	2.060	2.060
Máquinas e equipamentos	5.362	(1.929)	3.433	3.637
Móveis e utensílios	7.536	(5.655)	1.881	2.009
Equipamentos de informática	14.841	(10.004)	4.837	6.405
Veículos	10.492	(3.477)	7.015	8.536
Benfeitorias em imóveis de terceiros	1.161	(135)	1.026	-
Outros	3.567	(940)	2.627	2.810
	45.019	(22.140)	22.879	25.457

A movimentação do ativo imobilizado é como segue:

Controladora				
	Saldos em 2015	Adições	Depreciação	Baixas / Transferências
				Saldos em 2016
Terrenos	2.060	-	-	-
Máquinas e equipamentos	3.481	441	(280)	(5)
Móveis e utensílios	1.911	425	(304)	(26)
Equipamentos de informática	3.533	4.190	(1.339)	(1)
Veículos	9.838	208	(1.509)	(1)
Outros	2.340	481	(2)	(17)
	23.163	5.745	(3.434)	(50)
				25.424

Controladora				
	Saldos em 2016	Adições	Depreciação	Saldos em 2017
Terrenos	2.060	-	-	2.060
Máquinas e equipamentos	3.637	125	(286)	3.433
Móveis e utensílios	2.006	199	(294)	1.878
Equipamentos de informática	6.383	-	(1.563)	4.820
Veículos	8.536	-	(1.488)	7.015
Benfeitorias em imóveis de terceiros	-	1.161	(135)	1.026
Outros	2.802	-	(2)	2.550
	25.424	1.485	(3.768)	22.782
Consolidado				
	Saldos em 2015	Adições	Depreciação	Saldos em 2016
Terrenos	2.060	-	-	2.060
Máquinas e equipamentos	3.481	441	(280)	3.637
Móveis e utensílios	1.913	427	(305)	2.009
Equipamentos de informática	3.544	4.205	(1.340)	6.405
Veículos	9.838	208	(1.509)	8.536
Outros	2.358	486	(2)	2.810
	23.194	5.767	(3.436)	25.457
Consolidado				
	Saldos em 2016	Adições	Depreciação	Saldos em 2017
Terrenos	2.060	-	-	2.060
Máquinas e equipamentos	3.637	125	(286)	3.433
Móveis e utensílios	2.009	199	(294)	1.881
Equipamentos de informática	6.405	-	(1.568)	4.837
Veículos	8.536	-	(1.488)	7.015
Benfeitorias em imóveis de terceiros	-	1.161	(135)	1.026
Outros	2.810	68	(1)	2.627
	25.457	1.553	(3.772)	22.879

13 Intangível

Na controladora, o saldo de R\$16.492 e no consolidado do saldo de R\$37.362, o montante de R\$18.478 refere-se, substancialmente, aos gastos incorridos na atualização do ERP-SAP e direito de uso de softwares, amortizados linearmente, no prazo de 5 anos.

No consolidado, do saldo de R\$37.362, o montante de R\$18.884 refere-se ao ativo da concessão, apurado conforme laudo elaborado por consultoria independente (nota 11), gerado na aquisição da controlada Evrecy, que tem como fundamento econômico a perspectiva de resultados durante o prazo de exploração da concessão. O ativo da concessão é amortizado de acordo com o prazo do contrato de concessão da controlada, que vence em 17 de julho de 2025, conforme determinado no ICPC 09 - Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial..

Movimentação do intangível:

	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>
<u>Saldo em 2015</u>	<u>22.649</u>	<u>49.509</u>
Adições	5.718	5.721
Baixas	(5.269)	(5.272)
Amortização	<u>(4.879)</u>	<u>(8.115)</u>
<u>Saldo em 2016</u>	<u>18.219</u>	<u>41.843</u>
Adições	3.552	4.039
Baixas	(151)	(151)
Amortização	<u>(5.128)</u>	<u>(8.369)</u>
<u>Saldo em 2017</u>	<u>16.492</u>	<u>37.362</u>

14 Empréstimos e financiamentos

A composição dos saldos de empréstimos e financiamentos é como segue:

				Controladora		Consolidado	
Moeda nacional							
Instituições	Encargos	Taxa Interna de Retorno - TIR a.a.	Vencimento final	2017	2016	2017	2016
BNDES (a) (i)	TJLP + 1,8% a.a.	10,2%	15.03.2029	214.231	231.010	214.231	231.010
BNDES (a) (i)	3,5% a.a.	4,8%	15.01.2024	61.926	72.291	61.926	72.291
BNDES (a) (i)	TJLP	8,7%	15.03.2029	9	1.918	9	1.918
BNDES (a) (ii)	TJLP+2,6%a.a.	6,0%	15.03.2032	155.607	-	155.607	-
BNDES (a) (iii)	TJLP + 2,1% a.a.	8,9%	15.02.2028	-	-	5.526	6.005
BNDES (a) (iii)	3,5% a.a.	3,8%	15.04.2023	-	-	9.660	11.471
BNDES (a) (iv)	TJLP + 2,6% a.a.	9,4%	15.05.2026	-	-	30.589	33.965
BNDES (a) (iv)	5,5% a.a.	5,8%	15.01.2021	-	-	30.993	41.043
BNDES (a) (v)	TJLP + 1,9% a.a.	8,6%	15.05.2026	-	-	32.142	35.577
BNDES (a) (v)	TJLP + 1,5% a.a.	8,3%	15.05.2026	-	-	27.776	30.743
BNDES (a) (vi)	TJLP + 2,4% a.a.	9,0%	15.04.2023	-	-	27.908	32.786
BNDES / Finame PSI	4,0% a.a.	4,1%	15.08.2018	51	128	51	128
BNDES / Finame PSI (b)	6,0% a.a.	6,0%	18.11.2019	4.418	6.723	4.418	6.723
Eletrobras	8,0% a.a.	8,0%	15.11.2021	111	154	111	154
BNB (c)	10,0% a.a.	10,0%	19.05.2030	-	-	182.674	-
Conta Garantida (d)	CDI + 0,56% a.m.	20,13%	16.01.2018	-	-	9.348	-
Arrendamentos mercantis financeiros				134	337	134	337
Total em moeda nacional				436.487	312.561	793.103	504.151
Moeda estrangeira							
Lei 4131 _BTMU (e)	Variação Cambial + <i>Libor</i> 3M + 0,28% a.a.+IR (<i>Swap</i> para 101,40% CDI)	7,8%	17.07.2018	166.026	-	166.026	-
Total em moeda nacional e estrangeira				602.513	312.561	959.129	504.151
Circulante				209.511	32.872	268.588	71.679
Não circulante				393.002	279.689	690.541	432.472

(a) BNDES

(i) Contrato 13.2.1344.1

Em 23 de dezembro de 2013, a CTEEP assinou contrato de empréstimo com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, com aditivo em 30 de dezembro de 2014, no montante de R\$391.307, sendo R\$284.136 ao custo de TJLP + 1,80% a.a., R\$1.940 ao custo de TJLP, e R\$105.231 ao custo de 3,50% a.a. O crédito é destinado à realização do Plano de Investimentos Plurianual, relativo ao período 2012-2015, compreendendo obras referentes à modernização do sistema de transmissão de energia elétrica, melhorias sistêmicas, reforços e implantação de novos projetos e a realização de investimentos sociais no âmbito da comunidade. As liberações ocorreram em 29 de janeiro, 26 de junho, 26 de dezembro de 2014, 14 de abril e 18 de dezembro de 2015, 21 de junho e 9 de dezembro de 2016, nos montantes de R\$124.124, R\$26.900, R\$89.000, R\$30.000, R\$73.877, R\$660 e R\$1.253, respectivamente.

Os juros foram cobrados trimestralmente até março de 2015 e mensalmente a partir de abril de 2015. O principal da dívida tem amortização mensal, iguais e sucessivas em até 168 parcelas, a partir de abril de 2015. Como garantia a Companhia ofereceu fiança bancária.

O contrato apresenta para o ano de 2017 os seguintes indicadores financeiros máximos, com periodicidade de apuração anual: Dívida Líquida/EBITDA Ajustado $\leq 3,5$ e Dívida Líquida/Dívida Líquida + PL $\leq 0,6$.

Para fins de cálculo e comprovação dos referidos índices, a Companhia consolida todas as controladas e controladas em conjunto (de forma proporcional à participação por ela detida), desde que detenha participação acionária igual ou superior a 10%.

(ii) Contrato 17.2.0291.2

Em 08 de agosto de 2017, a CTEEP assinou contrato de empréstimo com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social – BNDES, no montante de R\$272.521, sendo R\$271.161 ao custo de TJLP + 2,62% a.a. e R\$1.360 ao custo de TJLP. O crédito é destinado à aquisição de máquinas e equipamentos nacionais e demais itens financiáveis necessários à realização do Plano de Investimento Plurianual relativo ao período compreendido entre os anos de 2016 e 2017, bem como a investimentos sociais não contemplados nos licenciamentos ambientais e/ou nos programas socioambientais dos projetos. A primeira liberação ocorreu em 29 de agosto de 2017 no montante de R\$134.000 e a segunda liberação em 27 de novembro de 2017 no montante de R\$18.000.

Os juros serão cobrados mensalmente a partir de abril de 2018. O principal da dívida tem amortização mensal, iguais e sucessivas em até 168 parcelas, a partir de abril de 2018. Como garantia a CTEEP ofereceu a Cessão Fiduciária da parcela da receita operacional líquida proveniente da prestação de serviços de transmissão de energia elétrica que correspondam a, no mínimo 130% do valor do saldo devedor atualizado do contrato, incluindo principal, juros e demais acessórios dos subcréditos do contrato.

O contrato apresenta para o ano de 2017 os seguintes indicadores financeiros máximos, com periodicidade de apuração anual: Dívida Líquida/EBITDA Ajustado $\leq 3,5$ e Dívida Líquida/Dívida Líquida + PL $\leq 0,6$.

Para fins de cálculo e comprovação dos referidos índices, a Companhia consolida todas as controladas e controladas em conjunto (de forma proporcional à participação por ela detida), desde que detenha participação acionária igual ou superior a 10%.

(iii) Contrato 13.2.0650.1

Em 13 de agosto de 2013, a controlada Pinheiros assinou contrato de empréstimo com o BNDES no montante de R\$23.498. O recurso destina-se a financiar as linhas de transmissão e subestações constantes no contrato de concessão nº 021/2011, com amortização em até 168 parcelas mensais a partir de 15 de março de 2014. A Pinheiros deverá manter, durante todo o período de amortização e após a liberação das fianças o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD de no mínimo 1,3, apurado anualmente. As fianças bancárias foram dispensadas pelo BNDES em 23 de junho de 2015.

(iv) Contrato 10.2.2034.1

Em 30 de dezembro de 2010, a controlada Pinheiros assinou contrato de empréstimo com o BNDES no montante de R\$119.886. O recurso destina-se a financiar a construção das linhas de transmissão e subestações constantes nos contratos de concessão nº 012/2008, 015/2008 e 018/2008, com amortização em 168 parcelas mensais a partir de 15 de setembro de 2011. Conforme previsto em contrato, a Pinheiros deverá manter, durante todo o período de amortização e após a liberação das fianças o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD de no mínimo 1,3, apurado anualmente. As fianças bancárias foram dispensadas pelo BNDES em 23 de junho de 2015.

(v) Contrato 11.2.0842.1

Em 28 de outubro de 2011, a controlada Serra do Japi assinou contrato de empréstimo com o BNDES no montante de R\$93.373. O recurso destina-se a financiar as linhas de transmissão e subestações constantes no contrato de concessão, com amortização em 168 parcelas mensais a partir de 15 de junho de 2012. Conforme previsto em contrato, a Serra do Japi deverá manter, durante todo o período de amortização, o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD de no mínimo 1,2 apurado anualmente e durante todo o período do financiamento, Índice de Capital Próprio (ICP), definido pela relação Patrimônio Líquido sobre Ativo Total, igual ou superior a 20% do investimento total do projeto. As fianças bancárias foram dispensadas pelo BNDES em 5 de setembro de 2014.

(vi) Contrato 08.2.0770.1

Em 14 de janeiro de 2009, a controlada IEMG assinou contrato de empréstimo com o BNDES no montante de R\$70.578. O recurso destina-se a financiar, aproximadamente, 50,0% da Linha de Transmissão (LT) entre as subestações Neves 1 e Mesquita, com amortização a partir de 15 de maio 2009, em 168 parcelas mensais. A fiança bancária foi dispensada pelo BNDES em 15 de março de 2011. Conforme previsto em contrato, a IEMG deverá manter, durante todo o período de amortização, o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD de no mínimo 1,3, apurado anualmente.

(b) BNDES / Finame PSI

Em 4 de novembro de 2014, a CTEEP assinou 18 contratos de empréstimo com o Banco Santander no montante total de R\$10.346, ao custo de 6,0% a.a. pela linha de crédito de BNDES Finame PSI (Programa BNDES de Sustentação do Investimento). O crédito é destinado ao financiamento de máquinas e equipamentos. A primeira liberação do Banco Santander para os fornecedores no valor de R\$10.096 ocorreu em 30 de dezembro de 2014. A segunda liberação ocorreu em 21 de janeiro de 2015 e a última em 26 de janeiro de 2015.

(c) BNB

Em 19 de maio de 2010, a controlada IENNE assinou contrato de abertura de crédito com o Banco do Nordeste do Brasil (BNB) no montante de R\$220.000 sendo R\$93.811(semiárido) e R\$126.189 (fora do semiárido) ambos com custo de 10% a.a. O crédito é destinado a implantação de uma linha de transmissão em 550KV, com 710 km de extensão, com origem na Subestação de Colinas e término na Subestação de São João do Piauí. As liberações do semiárido ocorreram em 20 de julho, 30 de julho, 03 de setembro e 30 de setembro de 2010 nos montantes de R\$44.942, R\$20.000, R\$4.054 e R\$24.815 respectivamente. As liberações de fora do semiárido ocorreram em 20 de julho, 30 de julho, 03 de setembro e 30 de setembro de 2010 nos montantes de R\$25.440, R\$20.000, R\$55.646 e R\$25.103 respectivamente.

Os juros foram cobrados trimestralmente até maio de 2012 e é cobrado mensalmente a partir de junho de 2012. O valor principal da dívida tem amortizações mensais a partir de junho de 2012 com vencimento final em 19 de maio de 2030. Sobre os encargos incidentes será aplicado um bônus de adimplência de 25% (semiárido) e 20% (fora do semiárido). Como garantia a controlada tem constituído um fundo de liquidez o qual deverá ser mantido por todo o prazo da operação de financiamento, representado por aplicações financeiras em conta reserva mantida no próprio BNB no valor de R\$16.321.

(d) Conta Garantida

Em 23 de julho de 2012 a controlada IENNE assinou contrato de abertura de crédito em conta corrente (Conta Garantida) com o Banco do Brasil com aditivo em 24 de julho de 2013 no montante de R\$20.000 ao custo CDI + *Spread* (definido trimestralmente pelo banco). Os juros foram cobrados mensalmente. Em janeiro de 2018 a conta garantida foi liquidada integralmente.

(e) Moeda Estrangeira – 4131

Em 13 de julho de 2017, a Companhia assinou o contrato *Credit Agreement* com o Bank Of Tokyo- Mitsubishi UFJ LTD, nos termos da Lei nº 4131 de 03 de setembro de 1962, no valor de USD50.000 com a remuneração de variação cambial (VC) + *Libor 3M* + 0,28% a.a + IR. Adicionalmente houve a contratação de instrumento de *Swap*.

O instrumento de *Swap* assinado com o Banco de Tokyo-Mitsubishi UFJ Brasil considera o *Notional* de R\$160.500 e o fator de correção a 101,40% do CDI. A operação e o vencimento final em 17 de julho de 2018. Os efeitos da contratação do instrumento estão descritos na nota 30.

O contrato apresenta para o período da operação os seguintes indicadores financeiros máximos, com periodicidade de apuração trimestral: Dívida Líquida/EBITDA Ajustado $\leq 3,5$ e EBITDA Ajustado/Despesa com Juros Líquida $\geq 2,0$.

O montante de custos apropriados nas operações financeiras até 31 de dezembro totaliza R\$4.754. O saldo de custos remanescentes a serem apropriados a partir de 31 de dezembro de 2017 é de R\$3.701.

Os vencimentos das parcelas de empréstimo e financiamentos a longo prazo estão distribuídos como seguem:

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
2018	-	31.604	-	57.984
2019	42.257	31.300	79.972	57.680
2020	40.081	29.132	78.554	55.512
2021	40.081	29.131	70.913	47.230
2022	40.065	29.116	70.836	46.463
2023	40.064	29.116	66.938	41.895
2024 a 2028	150.288	95.552	258.176	120.970
2029 a 2033	40.166	4.738	65.152	4.738
	393.002	279.689	690.541	432.472

A movimentação dos empréstimos e financiamentos é como segue:

	Controladora	Consolidado
Saldos em 2015	338.606	556.309
Adições	2.137	2.137
Pagamentos de principal	(31.549)	(58.045)
Pagamentos de juros	(27.355)	(43.798)
Juros e variações monetárias e cambiais	30.722	47.548
Saldos em 2016	312.561	504.151
Adições	312.500	312.500
Pagamentos de principal	(31.907)	(61.678)
Pagamentos de juros	(29.574)	(48.004)
Combinação de negócios (*)	-	195.224
Juros e variações monetárias e cambiais	38.933	56.936
Saldos em 2017	602.513	959.129

(*) Valor originado da combinação de negócios na aquisição da IENNE (nota 11).

A Companhia participa na qualidade de interveniente garantidora às controladas e controladas em conjunto, no limite de sua participação, em seus contratos de financiamento, conforme abaixo:

Controlada	Participação na controlada	Banco	Modalidade dívida	Saldo devedor em 31.12.2017	Modalidade garantias	Saldo garantido pela CTEEP	Término da garantia
IEMG	100%	BNDES	FINEM	27.908	Penhor de Ações	27.908	15.04.2023
Serra do Japi	100%	BNDES	FINEM	59.918	Penhor de Ações	59.918	15.05.2026
Pinheiros	100%	BNDES	FINEM e PSI	15.186	Penhor de Ações	15.186	15.02.2028
Pinheiros	100%	BNDES	FINEM e PSI	61.582	Penhor de Ações	61.582	15.05.2026
IENNE	100%	Banco do Nordeste	FNE	182.674	Penhor de Ações/Corporativa	182.674	19.05.2030
IENNE	100%	Banco do Brasil	Conta garantida	9.348	Não há	9.348	-
IESul	50%	BNDES	FINEM e PSI	9.033	Penhor de Ações	4.517	15.05.2025
IESul	50%	BNDES	FINEM e PSI	14.668	Penhor de Ações	7.334	15.02.2028
IEMadeira	51%	Banco da Amazônia	Cédula de crédito bancária	304.993	Penhor de Ações	155.546	10.07.2032
					Fiança bancária		30.06.2018
IEMadeira	51%	BNDES	FINEM e PSI	1.380.489	Penhor de Ações	704.049	15.02.2030
					Fiança bancária		31.08.2018
IEMadeira	51%	Itaú/BES	Debêntures de infraestrutura	508.079	Penhor de Ações/Corporativa	259.120	18.03.2025
IEGaranhuns	51%	BNDES	FINEM e PSI	283.439	Penhor de Ações	144.554	15.12.2028

Além das garantias supracitadas, os contratos de financiamento entre as controladas e controladas em conjunto com os Bancos de Fomento (BNDES/BASA) exigem a constituição e manutenção de conta de reserva dos serviços da dívida no valor equivalente de três a seis vezes a última prestação vencida de amortização do financiamento, incluindo parcela de principal e juros, classificados sob a rubrica caixa restrito no Balanço Patrimonial Consolidado no montante de R\$35.674. Já o BNB exige a constituição de um fundo de liquidez o qual deverá ser mantido por todo o prazo da operação de financiamento, representado por aplicações financeiras em conta reserva mantida no próprio BNB no montante de R\$16.321.

Os contratos de BNDES e debêntures das controladas e controladas em conjunto possuem cláusulas restritivas que exigem o cumprimento de indicadores financeiros de Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD), bem como cláusulas de “cross default” que estabelecem a antecipação das dívidas na ocorrência do não cumprimento de obrigações contratuais.

Em 31 de dezembro de 2017, inexistiu evento de vencimento antecipado da dívida relacionado a cláusulas restritivas (covenants), da controladora, controladas e controladas em conjunto.

15 Debêntures

					Controladora e consolidado	
	Vencimento	Quantidade	Encargos	TIR a.a	2017	2016
2ª série (i) Série única	15.12.2017	5.760	IPCA + 8,1% a.a.	14,2%	-	22.306
CTEEP (ii) Série única	26.12.2018	50.000	116,0% do CDI a.a.	14,1%	169.441	334.546
CTEEP (iii) Série única	15.07.2021	148.270	IPCA + 6,04%	9,2%	155.185	149.447
CTEEP (iv) Série única	15.02.2024	300.000	IPCA + 5,04%	8,0%	309.119	-
CTEEP (v)	13.06.2020	350.000	105,65% do CDI a.a.	7,7%	350.114	-
					983.859	506.299
Circulante					182.852	192.368
Não circulante					801.007	313.931

- (i) Em dezembro de 2009, a Companhia emitiu 54.860 debêntures, em duas séries, no montante total de R\$548.600. A primeira série foi liquidada em dezembro de 2014. Da segunda série, o primeiro vencimento ocorreu em 15 de junho de 2014 e o segundo em 15 de dezembro de 2016. O último vencimento ocorreu em 15 de dezembro de 2017; e a remuneração foi paga em 15 de junho de 2011, de 2012, de 2013, de 2014, de 2015, de 2016 e de 15 de dezembro de 2017.

Os indicadores financeiros estabelecidos na escritura são Dívida Líquida/EBITDA Ajustado $\leq 3,5$ e EBITDA Ajustado/Resultado financeiro $\geq 3,0$, apurado trimestralmente.

- (ii) Em dezembro de 2013, a Companhia emitiu 50.000 debêntures em série única, no montante total de R\$500.000. O vencimento das debêntures ocorrem anualmente nos dias 26 de dezembro de 2016, de 2017 e de 2018, com remuneração paga semestralmente nos meses de junho e dezembro de cada ano, sendo a primeira parcela paga em 26 de junho de 2015 e a última parcela devida em 26 de dezembro de 2018.
- (iii) Em agosto de 2016, a Companhia emitiu 148.270 debêntures de infraestrutura, nos termos do artigo 2º, parágrafo 1º, da Lei nº 12.431/2001, em série única, no montante total de R\$148.270, com vistas ao reembolso de aportes e investimentos em suas controladas em conjunto IEMadeira e IEGaranhuns. O vencimento das debêntures ocorrerá no dia 15 de julho de 2021 e a remuneração será paga anualmente nos meses de julho de cada ano, sendo a primeira parcela devida em 15 de julho de 2017.

- (iv) Em março de 2017, a Companhia emitiu 300.000 debêntures de infraestrutura nos termos do artigo 2º, parágrafo 1º, Lei nº 12.431/2001, em série única, no montante total de R\$300.000, com vistas ao pagamento futuro e/ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas aos investimentos em reforços e melhorias de instalação de transmissão, compreendendo a instalação, a substituição ou a reforma, visando manter a prestação de serviço adequada, a confiabilidade do SIN – Sistema Interligado Nacional, a vida útil dos equipamentos e/ou realizar a conexão de novos usuários. O vencimento das debêntures ocorrerá no dia 15 de fevereiro de 2024 e a remuneração será paga anualmente nos meses de fevereiro de cada ano, sendo a primeira parcela devida em 15 de fevereiro de 2018. O valor da emissão líquido dos custos da transação totaliza R\$292.603. Os custos serão amortizados linearmente pelo prazo da operação.

Os indicadores financeiros estabelecidos na escritura são Dívida Líquida/EBITDA Ajustado $\leq 3,5$ e EBITDA Ajustado/Resultado financeiro $\geq 1,5$ até a apuração realizada com data-base de 30 de junho de 2017 e, a partir da apuração realizada com a data-base de 30 de setembro de 2017, $\geq 2,00$.

- (v) Em dezembro de 2017, a Companhia emitiu 350.000 debêntures, em série única, no montante total de R\$350.000, com finalidade exclusiva de reforço de capital de giro e alongamento do passivo financeiro. O vencimento das debêntures ocorrerá no dia 13 de junho de 2020 e a remuneração será paga semestralmente nos meses de junho e dezembro de cada ano, sendo a primeira parcela devida em 13 de junho de 2018. O valor da emissão líquido dos custos da transação totaliza R\$349.222. Os custos serão amortizados linearmente pelo prazo da operação.

Os indicadores financeiros estabelecidos na escritura são Dívida Líquida/EBITDA Ajustado $\leq 3,5$ e EBITDA Ajustado/Resultado financeiro $\geq 2,00$.

Todas as exigências e cláusulas restritivas (covenants) estabelecidas nos contratos estão sendo devidamente observadas e cumpridas pela Companhia e suas controladas até a presente data.

O montante de custos de emissão apropriados nas operações financeiras até 31 de dezembro totaliza R\$15.877. O saldo de custos remanescentes a serem apropriados, a partir de 31 de dezembro de 2017 é de R\$10.628.

Os vencimentos das parcelas a longo prazo estão distribuídos como segue:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
2018	-	166.785
2020	349.493	-
2021	152.098	147.146
2024	299.416	-
	<u>801.007</u>	<u>313.931</u>

A movimentação das debêntures é como segue:

Saldos em 2015	540.355
Adição	148.270
Pagamentos de principal	(187.806)
Pagamentos de juros	(86.057)
Juros e variações monetárias e cambiais	91.537
Saldos em 2016	506.299
Adição	650.000
Pagamentos de principal	(188.445)
Pagamentos de juros	(48.721)
Juros e variações monetárias e cambiais	64.726
Saldos em 2017	983.859

16 Tributos e encargos sociais a recolher

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Imposto de renda	32.911	6	34.706	462
Contribuição social	14.127	757	15.031	1.365
COFINS	25.987	10.569	26.583	10.911
PIS	5.209	2.040	5.337	2.114
INSS	415	5.451	477	5.494
ISS	2.411	2.767	2.972	2.779
FGTS	118	1.655	155	1.655
Imposto de renda retido na fonte	3.565	3.348	3.752	3.458
Outros	1.375	1.780	1.489	1.815
	86.118	28.373	90.502	30.053

17 Impostos parcelados

17.1 Lei nº 11.941

Em 29 de setembro de 2017, a Companhia optou pela desistência do Programa de Parcelamento de Débitos Fiscais e aderiu ao Programa Especial de Regularização Tributária – PERT, para liquidação dos débitos fiscais relativos às contribuições de PIS e COFINS referentes às competências de 2007.

Movimentação no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 é a seguinte:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Saldo em inicial	137.397	143.097
Atualização monetária sobre o débito	5.712	11.226
Pagamentos efetuados	(11.992)	(16.926)
Reversão pela desistência Refis Lei 11.941 por adesão ao PERT	(131.117)	-
	<u>-</u>	<u>137.397</u>
Circulante	<u>-</u>	<u>17.540</u>
Não Circulante	<u>-</u>	<u>119.857</u>

17.2 Programa Especial de Regularização Tributária – PERT – MP nº 783/17

A Companhia aderiu ao Programa Especial de Regularização Tributária – PERT, instituída pela Medida Provisória nº 783 de 31 de Maio de 2017, para: (i) os débitos referente a parcelamento da Lei nº 11.941, e (ii) processo administrativo que tratava de créditos de saldo negativo de IRPJ e base negativa da CSLL, exercício de 2002.

A Companhia optou pelo pagamento à vista de 20% do valor da dívida consolidada, em cinco parcelas mensais e sucessivas, vencíveis de agosto a dezembro de 2017. O restante liquidado integralmente em janeiro de 2018, em parcela única, com redução de 90% dos juros de mora e 50% das multas de mora. A Companhia aguarda a consolidação dos débitos pela Receita Federal.

A adesão ao PERT gerou redução nos valores de juros e encargos devidos, no montante de R\$53.759, registrando um ganho na rubrica “receitas financeiras”. Em 31 de dezembro de 2017, o saldo a pagar é como segue:

	<u>2017</u>
Débito da Lei nº 11.941	131.117
Débito do processo administrativo IRPJ/CSLL	5.876
Redução de juros e encargos	(53.759)
Atualização monetária após adesão ao PERT	1.665
Pagamentos efetuados	<u>(26.902)</u>
Passivo Circulante	<u>57.997</u>

18 PIS e COFINS diferidos

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
PIS diferido	183.858	168.653	204.328	176.483
COFINS diferido	848.578	776.827	943.053	812.962
	1.032.436	945.480	1.147.381	989.445

O diferimento do PIS e da COFINS é relativo às receitas de implementação da infraestrutura e remuneração do ativo da concessão apurada sobre o ativo financeiro e registrado conforme competência contábil. O recolhimento ocorre à medida dos faturamentos mensais, conforme previsto na Lei 12.973/14.

19 Encargos regulatórios a recolher

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D (i)	47.217	39.256	51.171	41.492
Reserva Global de Reversão – RGR (ii)	548	548	1.703	1.600
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (iii)	15.954	1.109	15.954	1.109
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA	1.632	1.059	1.632	1.059
Taxa de Fiscalização - ANEEL	-	-	340	-
	65.351	41.972	70.800	45.260
Circulante	14.973	12.598	16.550	12.751
Não circulante	50.378	29.374	54.250	32.509

(i) A Companhia e suas controladas reconhecem obrigações relacionadas a valores já faturados em tarifas (1% da Receita Operacional Líquida), aplicados no Programa de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D, atualizados mensalmente, a partir do 2º mês subsequente ao seu reconhecimento até o momento de sua efetiva realização, com base na taxa SELIC, conforme as Resoluções ANEEL 300/2008 e 316/2008. Conforme Ofício Circular nº 0003/2015 de 18 de maio de 2015, os gastos aplicados em P&D são contabilizados no ativo e quando da conclusão do projeto são reconhecidos como liquidação da obrigação e, posteriormente, submetidos à auditoria e avaliação final da ANEEL. O total aplicado em projetos não concluídos até 31 de dezembro de 2017 soma R\$3.484 (R\$4.206 em 31 de dezembro de 2016).

(ii) Conforme artigo 21 da Lei nº 12.783, a partir de 1 de janeiro de 2013, as concessionárias do serviço de transmissão de energia elétrica com os contratos de concessão prorrogados nos termos da referida Lei, ficaram desobrigadas do recolhimento da quota anual da RGR. Na controladora, em 31 de dezembro de 2017, o saldo de RGR a pagar refere-se ao complemento do encargo referente ao exercício de 2010, conforme despacho ANEEL 2.513/2012, revogado pelo despacho 034/2013.

- (iii) A CDE é um encargo o qual a transmissora tem a obrigação de intermediar repasse a partir dos valores arrecadados dos consumidores livres. O montante de R\$11.223 refere-se à CDE incidente sobre os valores a receber de alguns agentes que questionam judicialmente os saldos faturados da Rede Básica (nota 7).

20 Provisões

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Férias, 13º e encargos sociais	24.427	24.340	25.267	25.052
Participação nos Lucros e Resultados – PLR	10.681	8.222	11.077	8.558
Demandas judiciais (a)	121.553	153.035	121.553	153.035
	156.661	185.597	157.897	186.645
Circulante	35.108	32.562	36.344	33.610
Não circulante	121.553	153.035	121.553	153.035

(a) Provisão para demandas judiciais

As demandas judiciais são avaliadas periodicamente e classificadas segundo probabilidade de perda para a Companhia e suas controladas. Provisões são constituídas para todas as demandas judiciais para os quais é provável que uma saída de recursos seja feita para liquidar a obrigação e uma estimativa razoável possa ser feita.

As demandas judiciais com probabilidade de perda provável são como segue:

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Trabalhistas (i)	98.679	118.537	98.679	118.537
Cíveis (ii)	4.235	16.343	4.235	16.343
Tributárias – IPTU (iii)	18.581	16.839	18.581	16.839
Previdenciárias – INSS (iv)	58	1.316	58	1.316
	121.553	153.035	121.553	153.035

(i) Trabalhistas

A Companhia responde por processos trabalhistas envolvendo questões de equiparação salarial, horas extras, adicional de periculosidade entre outros. A Companhia possui depósitos judiciais trabalhistas no montante de R\$53.168 (R\$53.913 em 31 de dezembro de 2016), conforme nota 10.

(ii) Cíveis

A Companhia está envolvida em processos cíveis relacionados a questões imobiliárias, indenizações, cobranças, anulatórias e ações diversas decorrentes do próprio negócio da empresa, isto é, operar e manter suas linhas de transmissão, subestações e equipamentos nos termos do contrato de concessão de serviços públicos de transmissão de energia elétrica.

(iii) Tributárias - IPTU

A Companhia está envolvida em processos tributários referente a cobrança de IPTU e efetua provisão para fazer face aos débitos com prefeituras de diversos municípios do Estado de São Paulo.

(iv) Previdenciárias - INSS

Em 10 de agosto de 2001, a Companhia foi notificada pelo Instituto Nacional do Seguro Social - INSS por não recolher contribuições sobre adicionais de remunerações pagas aos empregados, a título de vale-refeição, lanche matinal e cesta básica, relativas ao período de abril de 1999 a julho de 2001. A Administração iniciou procedimento de defesa e atualmente o valor do depósito judicial para este processo totaliza R\$1.375 (R\$3.531 em 31 de dezembro de 2016), conforme nota 10.

(v) Movimentação das provisões para demandas judiciais:

					Controladora
	Trabalhista	Cível	Fiscais - IPTU	Previdenciárias - INSS	Total
Saldos em 2015	164.308	14.230	9.722	1.060	189.320
Constituição	79.921	11.940	1	195	92.057
Reversão/pagamento	(143.433)	(11.504)	(218)	(651)	(155.806)
Atualização	17.741	1.677	7.334	712	27.464
Saldo em 2016	118.537	16.343	16.839	1.316	153.035
Constituição	29.498	2.530	190	-	32.218
Reversão/pagamento	(65.232)	(15.448)	(32)	(1.312)	(82.024)
Atualização	15.876	810	1.584	54	18.324
Saldos em 2017	98.679	4.235	18.581	58	121.553
					Consolidado
	Trabalhista	Cível	Fiscais - IPTU	Previdenciárias - INSS	Total
Saldos em 2015	164.528	14.302	9.722	1.060	189.612
Constituição	79.921	11.945	1	195	92.062
Reversão/pagamento	(143.653)	(11.581)	(218)	(651)	(156.103)
Atualização	17.741	1.677	7.334	712	27.464
Saldos em 2016	118.537	16.343	16.839	1.316	153.035
Constituição	29.995	2.594	190	-	32.779
Reversão/pagamento	(65.744)	(15.512)	(32)	(1.312)	(82.600)
Atualização	15.891	810	1.584	54	18.339
Saldos em 2017	98.679	4.235	18.581	58	121.553

(b) Processos com probabilidade de perda classificada como possível - controladora e consolidado

A Companhia e suas controladas possuem ações de natureza trabalhista, cível, previdenciária e tributária, envolvendo riscos de perda que a administração, com base na avaliação de seus consultores jurídicos, classificou como perda possível, para as quais não constitui provisão, no montante estimado de R\$837.851 e R\$839.890 em 31 de dezembro de 2017 (R\$742.852 e R\$744.627 em 31 de dezembro de 2016), controladora e consolidado, respectivamente.

Classificação	Controladora		Consolidado	
	Quantidade	Total	Quantidade	Total
Trabalhistas	158	20.962	159	21.265
Cíveis	55	56.499	60	58.235
Previdenciárias	53	3.155	53	3.155
Cíveis - Nulidade de Incorporação da EPTE pela CTEEP (i)	1	178.825	1	178.825
Cíveis – Ace Seguradora (ii)	1	13.456	1	13.456
Tributárias – Amortização ágio (iii)	5	459.797	5	459.797
Tributárias – IRPJ e CSLL (iv)	-	-	-	-
Tributárias – CSLL Base negativa (v)	1	23.892	1	23.892
Tributárias – Outros	248	81.265	248	81.265
Regulatório – Resolução Autorizativa de reforços (vi)	-	-	-	-
Plano Lei 4.819/58 (nota 33)	-	-	-	-
		837.851		839.890

(i) Nulidade de Incorporação da EPTE pela CTEEP

Ação Ordinária na qual acionistas minoritários pleiteiam a nulidade da incorporação da Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica (EPTE) pela CTEEP ou, de forma subsidiária, a declaração de seu direito de recesso e determinação do pagamento do valor de reembolso de suas ações. Atualmente, em fase de execução, com pendência de apreciação definitiva da exceção de pré-executividade. A Companhia ingressou com ação rescisória e obteve decisão liminar condicionando eventual levantamento de valores pelos autores à apresentação de caução idônea.

(ii) Ace Seguradora

Trata-se de ação ordinária de cobrança proposta pelas Seguradoras da CESP – Companhia Energética de São Paulo, tendo em vista a suposta responsabilidade da CTEEP no sinistro ocorrido na Unidade Geradora nº 5 – “UG-05” da UHE - Três Irmãos, do qual decorreram graves danos ao seu gerador e ao transformador, no dia 21 de junho de 2013. O valor cobrado refere-se ao montante recebido pela CESP de suas seguradoras, no total de R\$8,8 MM em 27 de julho de 2015 para o conserto do gerador e transformador supostamente danificados no evento. O processo encontra-se pendente de julgamento pela primeira instância judicial.

(iii) Tributárias – Amortização do ágio

Processos decorrentes de autos de infração lavrados pela Secretaria da Receita Federal do Brasil (SRFB) em 2013 a 2017, competência de 2008 a 2013, referente à operação de ágio pago pela ISA no processo de aquisição do controle acionário da CTEEP (nota 28 (a)). O caso de 2008 foi julgado pela última instância do CARF com decisão desfavorável. Aguarda-se publicação do acórdão para decisão se será apresentado recurso administrativo ou ingresso de ação no judiciário. Os casos de 2009, 2010 e 2011 tiveram decisão favorável na primeira instância do CARF, estando pendente de julgamento de recurso da parte contrária. O processo de 2012 teve decisão desfavorável no primeiro julgamento, aguardando análise de recurso. O caso de 2013 ainda aguarda primeira decisão.

A existência de decisão desfavorável no CARF não vincula aos demais processos existentes e pendentes de julgamento, por ainda não possuir o CARF uma posição unânime sobre o tema, tendo em vista que os julgamentos desfavoráveis foram precedidos por empate, posteriormente decididos pelo voto de qualidade do Presidente da Turma/Câmara.

(iv) Tributárias – IRPJ e CSLL

Refere-se a pedido de compensação pleiteado pela empresa em maio de 2003, referente a saldo negativo de IRPJ e CSLL (exercício de 2002), compensado com débitos de IRPJ e CSLL, apurados nos meses de janeiro a março de 2003, o qual foi deferido parcialmente. Pendente de julgamento no CARF. Processo inserido no Programa de Regularização Tributária – PERT (nota 17.2). Aguarda a consolidação pela Receita Federal.

(v) Tributárias – CSLL Base Negativa

Processo decorrente de auto de infração lavrado em 2007, referente a composição da base negativa da CSLL, oriundo do balanço de cisão parcial da CESP. Pendente de julgamento no Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF.

(vi) Regulatório – Resolução Autorizativa (REA) de reforços

Processo de ação para anular REA's a fim de assegurar a justa remuneração pelos reforços em linhas de transmissão, tendo como pleito que os preços determinados pela ANEEL sejam atualizados em relação ao mercado. Deferido parcialmente o pedido de antecipação da tutela recursal para determinar que a ANEEL inicie o processo administrativo para atualização do Banco de Preços de Referência, e que a mesma emita novas Resoluções Autorizativas.

(c) Processos com probabilidade de perda classificada como remota - controladora e consolidado

(i) Ação de cobrança da Eletrobras contra a Eletropaulo e EPTE

Em 1989, a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras ajuizou ação ordinária de cobrança contra a Eletropaulo - Eletricidade de São Paulo S.A. (atual Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. - “Eletropaulo”), referente a saldo de contrato de financiamento. A Eletropaulo discordava do critério de atualização monetária de referido contrato de financiamento e consignou em pagamento, depositando judicialmente os valores que considerava como efetivamente devidos. Em 1999, foi proferida sentença referente à ação mencionada, condenando a Eletropaulo ao pagamento do saldo apurado pela Eletrobras.

Nos termos do protocolo de cisão parcial da Eletropaulo, realizada em 31 de dezembro de 1997 e que implicou a constituição da EPTE e de outras empresas, as obrigações de qualquer natureza referentes a atos praticados até a data de cisão são de responsabilidade exclusiva da Eletropaulo, exceção feita às contingências passivas cujas previsão e provisões tivessem sido alocadas às incorporadoras. No caso em questão, não houve, à época da cisão parcial, a alocação à EPTE de provisão para essa finalidade, restando claro para a Administração da CTEEP e de seus assessores legais que a responsabilidade pela citada contingência era exclusivamente da Eletropaulo.

Houve à época da cisão, apenas, a versão ao ativo da EPTE de depósito judicial no valor histórico de R\$4,00 constituído em 1988, pela Eletropaulo, referente ao valor que aquela empresa entendia ser devido à Eletrobras como saldo do citado contrato de financiamento, e a alocação no passivo da EPTE de igual valor referente a este saldo.

Em decorrência do protocolo de cisão parcial da Eletropaulo, portanto, a EPTE seria titular do ativo transferido e a Eletropaulo seria responsável pela contingência passiva referente ao valor demandado judicialmente pela Eletrobras. Em outubro de 2001, a Eletrobras promoveu execução de sentença referente ao citado contrato de financiamento, cobrando R\$429 milhões da Eletropaulo e R\$49 milhões da EPTE, entendendo que a EPTE satisfaria o pagamento desta parte com os recursos corrigidos do citado depósito judicial. A CTEEP incorporou a EPTE em 10 de novembro de 2001, sucedendo-a nas suas obrigações e direitos.

Em 26 de setembro de 2003, foi publicado acórdão do Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro excluindo a Eletropaulo da execução de sentença. Em decorrência dos fatos, a Eletrobras protocolou, em 16 de dezembro de 2003, Recurso Especial ao Superior Tribunal de Justiça e Recurso Extraordinário ao Supremo Tribunal Federal, visando manter a mencionada cobrança referente à Eletropaulo. Recursos semelhantes aos da Eletrobras foram interpostos pela CTEEP.

O Superior Tribunal de Justiça deu provimento, em 29 de junho de 2006, ao Recurso Especial da CTEEP, no sentido de reformar a decisão do Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro que havia excluído a Eletropaulo do pólo passivo da ação de execução movida pela Eletrobras.

Em decorrência do referido provimento do Superior Tribunal de Justiça, em 4 de dezembro de 2006, a Eletropaulo ofertou embargos de declaração, os quais foram rejeitados, conforme acórdão publicado em 16 de abril de 2007, bem como os Recursos Especial e Extraordinário que mantiveram a decisão do Superior Tribunal de Justiça, cujo trânsito em julgado ocorreu em 30 de outubro de 2008. Diante dessas decisões entendendo descabida a Exceção de Pré-Executividade ofertada pela Eletropaulo, a ação de execução movida pela Eletrobras seguiu seu curso normal na forma originalmente proposta.

Em dezembro de 2012, foi publicada decisão que indeferiu a produção de provas requeridas pelas partes encerrando a liquidação por artigos, declarando que a responsabilidade pelo pagamento da condenação à Eletropaulo, abatendo-se o montante depositado em juízo referente à ação consignatória.

A Eletropaulo recorreu para que o processo retornasse à fase probatória para realização de prova pericial. A conclusão do laudo pericial apresentado em setembro de 2015 está em linha com a tese defendida pela Companhia. A Companhia, a Eletropaulo e a Eletrobras apresentaram manifestações sobre o laudo pericial que ainda não foram analisadas. Também foram apresentados, em 2016, pela Eletropaulo pareceres contábil e jurídico defendendo a sua tese.

Em outubro de 2017 Eletrobras e Eletropaulo celebraram Termo de Entendimento e requereram a suspensão do processo para uma eventual mediação.

Em complementação ao laudo pericial apresentado em novembro de 2017 o perito ratificou seu entendimento anterior, em linha com a tese defendida pela Companhia.

O processo, atualmente, aguarda despacho do juízo sobre: (i) manifestação das partes sobre o laudo pericial; (ii) suspensão do processo para tentativa de composição entre Eletrobras e Eletropaulo; (iii) finalização da pericia como apresentada nos autos ou, necessidade de sua complementação para formação do melhor entendimento do juízo.

(ii) PIS e COFINS

A Companhia defende atualmente autos de infração de PIS e COFINS relativos aos anos de 2003 a 2011, sob o entendimento de que a Companhia estaria sujeita ao regime da cumulatividade. A Companhia adotava o regime cumulativo até o ano de 2003. Com a mudança da legislação, a partir de outubro de 2003 a regra geral tornou-se a não-cumulatividade, com exceção de receitas que se enquadravam em 4 requisitos i) contratos firmados antes de outubro de 2003, ii) com prazo superior a um ano, iii) preço pré-determinado, iv) para aquisição de bens ou serviços. Uma vez que a receita do SE se enquadra nestes requisitos, e atendendo inclusive à orientação da ANEEL, a Companhia pediu a compensação dos valores pagos a maior no período em que fez recolhimentos no não cumulativo e passou a tributar a parcela da receita do SE pelo sistema cumulativo para PIS e COFINS.

Os processos administrativos com andamentos mais avançados no CARF (envolvendo os exercícios de 2003 a 2010) totalizam R\$1.452,0 milhões. Estes casos são objeto de uma ação judicial que discute a análise de um laudo pelo CARF, tendo sido proferida decisão desfavorável à Companhia. Atualmente, aguarda-se o julgamento de recurso.

O processo envolvendo o exercício de 2011 possui valor atualizado de R\$515,0 milhões, estando pendente de julgamento perante a primeira instância do CARF. Na opinião dos assessores jurídicos da Companhia a probabilidade de perda desses processos é remota considerando atual posicionamento do STJ a favor da tese.

21 Valores a pagar – Fundação CESP - controladora e consolidado

A Companhia patrocina planos de complementação e suplementação de aposentadoria e pensão por morte mantidos com a Funesp, que somado aos custos administrativos do fundo apresenta saldo de R\$2.056 em 31 de dezembro de 2017 (R\$5.495 em 31 de dezembro de 2016), referente às parcelas mensais a pagar como contribuição ao fundo.

(a) Complementação de aposentadorias (Plano “A”)

Regido pela Lei Estadual 4.819/58, que se aplica aos empregados admitidos até 13 de maio de 1974, prevê benefícios de complementação de aposentadorias e pensão, licença-prêmio e salário-família. Os recursos necessários para fazer face aos encargos assumidos nesse plano são de total responsabilidade dos órgãos competentes do Governo do Estado de São Paulo (nota 33).

(b) Plano de aposentadoria e pensão - PSAP/CTEEP

O PSAP/CTEEP abriga os seguintes subplanos:

- Benefício Suplementar Proporcional Saldado (BSPS) – (Plano “B”);
- Benefício definido (BD) – (Plano “B1”);
- Contribuição variável (CV) - (Plano “B1”).

O PSAP/CTEEP, regido pela Lei Complementar nº 109/2001 e administrado pela Funesp, tem por entidade patrocinadora a própria Companhia, proporcionando benefícios de suplementação de aposentadoria e pensão por morte, cujas reservas são determinadas pelo regime financeiro de capitalização.

O PSAP/CTEEP originou-se da cisão do PSAP/CESP B1 em 1 de setembro de 1999 e abrange a totalidade dos Participantes transferidos para a Companhia. Em 1 de janeiro de 2004 houve a incorporação do PSAP/EPTE pelo PSAP/Transmissão, cuja denominação foi alterada a partir dessa data para PSAP/Transmissão Paulista e a partir de 1 de dezembro de 2014 alterado para PSAP/CTEEP.

O subplano chamado “BSPS” refere-se ao Benefício Suplementar Proporcional Saldado decorrente do Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão PSAP/CESP B, transferido para este Plano em 01 de setembro de 1999, e ao PSAP/Eletropaulo Alternativo, transferido para este Plano, a partir da incorporação do PSAP/EPTE ocorrida em 1 de janeiro de 2004 calculado nas datas de 31 de dezembro de 1997 (CTEEP) e 31 de março de 1998 (EPTE), de acordo com o regulamento vigente, sendo o seu equilíbrio econômico- financeiro atuarial equacionado à época.

O subplano “BD” define contribuições e responsabilidades paritárias entre a Companhia e Participantes, incidentes sobre 70% do Salário Real de Contribuição destes empregados a fim de manter seu equilíbrio econômico-financeiro atuarial. Esse subplano proporciona benefícios de renda vitalícia de aposentadoria e pensão por morte para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários com o objetivo de suplementar os benefícios fornecidos pelo sistema oficial da Previdência Social.

O subplano “CV” define contribuições voluntárias de Participantes com contrapartida limitada da Companhia, incidentes sobre 30% do Salário Real de Contribuição destes empregados a fim de proporcionar uma suplementação adicional nos casos de aposentadoria e pensão por morte. Na data de início de recebimento do benefício, o subplano de Contribuição Variável (CV) pode tornar-se de Benefício Definido (BD), caso a renda vitalícia seja escolhida pelo Participante como forma de recebimento desta suplementação.

(i) **Avaliação atuarial**

Para a avaliação atuarial do PSAP/CTEEP, elaborada por atuário independente, foi adotado o método do crédito unitário projetado.

Em 31 de dezembro de 2017 o PSAP/CTEEP apresentava superávit atuarial de R\$590.803. Este superávit não pôde ser reconhecido contabilmente, pois de acordo com as regras da deliberação CVM nº 695/2012, o reconhecimento de ativo somente é permitido quando o excedente patrimonial representar um benefício econômico futuro para a Companhia, o que não se comprovou em 31 de dezembro de 2017.

As principais informações financeiro-atuariais estão destacadas a seguir:

	2017	2016
Valor reconhecido no balanço patrimonial da empresa		
Obrigação de benefício definido	2.943.030	2.859.958
Valor justo do ativo do plano	(3.533.832)	(3.428.206)
(Superávit) / Deficit	(590.802)	(568.248)
Superávit irrecuperável (Efeito do limite de ativo)	590.802	568.248
Passivo / (Ativo) líquido	-	-
Movimentação no superávit irrecuperável		
Superávit irrecuperável no final do ano anterior	568.247	795.703
Juros sobre o superávit irrecuperável	62.621	93.026
Mudança do superávit irrecuperável durante o exercício	(40.066)	(320.481)
Superávit irrecuperável no final do ano	590.802	568.248
Reconciliação da obrigação de benefício definido		
Obrigação de benefício definido no final do ano anterior	2.859.958	2.247.458
Custo do serviço corrente	10.725	7.688
Custo dos juros	304.661	273.240
Benefício pago pelo plano	(203.622)	(193.501)
Contribuição de participante	816	1.658
(Ganho)/Perda atuarial	(29.508)	523.415
Obrigação de benefício definido no final do ano	2.943.030	2.859.958
Reconciliação do valor justo do ativo do plano		
Valor justo do ativo do plano no final do ano anterior	(3.428.206)	(3.043.161)
Retorno esperado dos investimentos	(367.334)	(373.954)
Contribuição paga pela empresa	(562)	(1.195)
Contribuição de participante	(816)	(1.658)
Benefício pago pelo plano	203.622	193.501
(Ganho)/Perda sobre o retorno dos investimentos	59.464	(201.739)
Valor justo do ativo do plano no final do ano	(3.533.832)	(3.428.206)

	2017	2016
Movimentação em outros resultados abrangentes		
Saldo no final do ano anterior	1.195	-
Reversão para resultados acumulados	(1.195)	-
(Ganho)/Perda atuarial	(29.508)	523.415
(Ganho)/Perda sobre o retorno dos investimentos	59.464	(201.739)
Mudança do superávit irrecuperável durante o exercício	(40.066)	(320.481)
Saldo no final do ano	(10.110)	1.195
Custos reconhecidos no resultado		
Custo do serviço corrente	10.725	7.688
Juros sobre a obrigação de benefício definido	304.661	273.240
Juros / (rendimento) sobre o valor justo do ativo do plano	(367.334)	(373.954)
Juros sobre o superávit irrecuperável	62.621	93.026
Custo da obrigação de benefício definido no resultado da empresa	10.673	-
Estimativa de custos para o exercício seguinte		
Custo da obrigação de benefício definido	11.047	10.673
Valor estimado para o exercício seguinte	11.047	10.673
Análise de sensibilidades nas hipóteses adotadas		
Obrigação de benefício definido (tx de juros - 100 pontos básicos)	3.294.675	3.197.741
Obrigação de benefício definido (tx de juros + 100 pontos básicos)	2.651.104	2.576.436
Fluxos de caixa esperados para o próximo ano e duração do compromisso		
Contribuição esperada de empresa	363	433
Total Previsto de pagamentos de benefício pelo plano:		
Ano 1	194.544	190.679
Ano 2	204.605	203.110
Ano 3	217.788	215.315
Ano 4	231.403	230.642
Ano 5	242.938	246.578
Próximos 5 anos	1.397.077	1.448.977
Duração dos compromissos do plano	11,2 anos	11,1 anos
Composição da Carteira de Investimentos (em %)		
Renda Fixa	79,90%	86,80%
Renda Variável	13,40%	7,80%
Investimentos Estruturados	3,40%	1,50%
Investimentos no Exterior	1,30%	1,80%
Imóveis	1,20%	1,20%
Operações com participantes	0,80%	0,90%
	100,00%	100,00%

	2017	2016
Composição da Carteira de Investimentos (em R\$)		
Renda Fixa	2.823.532	2.975.683
Renda Variável	473.534	267.400
Investimentos Estruturados	120.150	51.423
Investimentos no Exterior	45.940	61.708
Imóveis	42.406	41.138
Operações com participantes	28.271	30.854
	3.533.833	3.428.206
Principais Premissas Financeiras e Atuariais		
Taxa de desconto	10,12% a.a.	11,02% a.a.
Taxa de crescimento salarial	2,00% a.a.	2,00% a.a.
Índice de reajuste de benefícios concedidos de prestação continuada	4,50% a.a.	5,00% a.a.
Tábua geral de mortalidade	AT-2000(M/F)	AT-2000(M/F)
Tábua de entrada em invalidez	Light-Fraca	Light-Fraca
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-1949	AT-1949
Rotatividade	Exp.Funcesp	Exp.Funcesp
Dados Demográficos		
nº de participantes ativos	1.375	1.360
nº de coligados	124	137
nº de beneficiários assistidos	2.496	2.424

22 Reserva Global de Reversão - RGR

O saldo em 31 de dezembro de 2017, de R\$24.053, refere-se aos recursos derivados da reserva de reversão, amortização e parcela retida na Companhia, das quotas mensais da Reserva Global de Reversão – RGR, relativas a aplicações de recursos em investimentos para expansão do serviço público de energia elétrica e amortização de empréstimos captados para a mesma finalidade, ocorridos até 31 de dezembro de 1971. Anualmente, conforme despacho ANEEL, sobre o valor da reserva incide juros de 5%, com liquidação mensal. De acordo com o artigo 27 do Decreto nº 9.022 de 31 de março de 2017, as concessionárias do serviço público de energia elétrica deverão amortizar integralmente os débitos da RGR a partir de janeiro de 2018 até dezembro de 2026.

23 Patrimônio Líquido

(a) Capital social

O capital social autorizado da Companhia em 31 de dezembro de 2017 e 2016 é de R\$ 5.000.000 e R\$2.500.000, sendo R\$1.957.386 e R\$978.693 em ações ordinárias e R\$3.042.614 e R\$1.521.307 em ações preferenciais, respectivamente, todas nominativas escriturais e sem valor nominal.

A composição do capital social subscrito e integralizado em 2017 e 2016 totaliza R\$3.590.020 e R\$2.372.437, respectivamente, e está representado por ações ordinárias e preferenciais, como segue:

	2017	R\$ mil	2016	R\$ mil
ON	64.484.433	1.405.410	64.484.433	928.755
PN	100.236.393	2.184.610	100.236.393	1.443.682
	164.720.826	3.590.020	164.720.826	2.372.437

As ações ordinárias conferem ao titular o direito a um voto nas deliberações das assembleias gerais.

As ações preferenciais não possuem direito a voto tendo, no entanto, prioridade no reembolso de capital e no recebimento de dividendos correspondente a essa espécie de ações.

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 18 de dezembro de 2017 foi aprovado o aumento do capital social da Companhia, no montante de R\$1.217.583, mediante a integralização de reserva de capital. Ressalte-se, entretanto, que desse total, foi utilizado o valor de R\$666 da conta “reserva de recursos destinados a aumento de capital”, originada da cisão da CESP ocorrida em 1999. Deste modo, fica registrado que, na mencionada operação, o valor do aumento, de R\$1.217.583, foi integralizado com R\$1.216.917 da reserva de capital e R\$666 da reserva de recursos destinados a aumento de capital. A contabilização deste aumento de capital nas demonstrações financeiras do exercício social de 2017 foi realizada com base nessa condição, a qual será ratificada pela Assembleia Geral Ordinária a se realizar em 2018, quando de sua aprovação.

(b) Dividendos e juros sobre capital próprio

Em 2016, o Conselho de Administração deliberou sobre a distribuição de dividendos intermediários como segue:

Dividendos intermediários			
Data RCA	Total	Por ação	Pagamento
16.06.2016	110.000	0,667797	30.06.2016
29.11.2016	137.500	0,834746	20.01.2017
	247.500	1,502543	

O total de dividendos pagos em 2016 foi de R\$109.710.

Em 2017, o Conselho de Administração deliberou sobre a distribuição de dividendos intermediários como segue:

Dividendos intermediários			
Data RCA	Total	Por ação	Pagamento
29.05.2017	135.000	0,819569	13.06.2017
13.11.2017	365.400	2,218299	21.11.2017
	500.400	3,037868	

O total de dividendos pagos até 31 de dezembro de 2017 é de R\$636.118 sendo deliberações ocorridas em 2016 e 2017.

O Estatuto Social da Companhia prevê destinação do lucro do exercício observando a seguinte ordem (i) constituição da reserva legal; (ii) do saldo, pagamento de dividendos atribuídos às ações preferenciais e ordinárias sendo o maior valor entre R\$218.461 e R\$140.541, respectivamente, e 25% do lucro líquido do exercício; (iii) do saldo, até 20% do lucro líquido para constituição da reserva estatutária.

	2017	2016
Lucro líquido do exercício	1.365.512	4.932.312
Constituição da reserva legal	(68.275)	(196.234)
Realização da reserva especial de lucros a realizar	582.631	-
Dividendos e juros sobre o capital próprio prescritos	1.215	-
Base de cálculo de dividendos	1.881.083	4.736.078
Dividendos intermediários pagos	(500.400)	(247.500)
Constituição da reserva estatutária	(259.447)	(15.715)
Constituição da reserva de retenção de lucros	-	(148.639)
Constituição da reserva especial de lucros a realizar	(1.036.543)	(4.324.224)
Destinação para dividendos adicionais propostos	84.693	-

(c) Reservas de capital

	2017	2016
Subvenções para investimento – CRC (i)	78	426.710
Remuneração das imobilizações em curso (ii)	-	633.053
Doações e subvenções para investimentos (iii)	-	150.489
Incentivos fiscais – FINAM (iii)	-	6.743
Reserva Especial de Ágio na Incorporação (nota 28)	588	588
	666	1.217.583

(i) Subvenções para investimentos - CRC

A Conta de Resultados a Compensar (CRC) foi instituída pelo Decreto nº 41.019/1957 e pela Lei nº 5.655/1971 para remunerar as concessionárias de energia elétrica por certos investimentos por ela realizados. A Lei nº 8.631/1993 extinguiu a CRC e, posteriormente, a Lei nº 8.724/1993 estabeleceu que os créditos de CRC, fossem registrados no patrimônio líquido como subvenção para investimento à conta de “Reserva de Capital”.

Conforme facultado pelo CPC nº13, a Companhia optou por manter o saldo existente em 31 de dezembro de 2007 referente à CRC, bem como as demais doações e subvenções para investimentos registrados como reserva de capital no patrimônio líquido. Em dezembro de 2017 o montante de R\$426.232 desta reserva foi convertido em aumento de capital conforme deliberação em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 18 de dezembro de 2017.

(ii) Remuneração das imobilizações em curso

Trata-se de créditos resultantes da capitalização da remuneração calculada sobre os recursos de capital próprio utilizados durante a construção de ativos imobilizados, aplicada às obras em andamento e que somente pode ser utilizada para aumento de capital, efetuada até o exercício de 1998. Em dezembro de 2017 o saldo desta reserva foi convertido em aumento de capital conforme deliberação em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 18 de dezembro de 2017.

(iii) Doações e subvenções para investimentos/ Incentivos fiscais – FINAM

Em dezembro de 2017 os saldos destas reservas foram convertidos em aumento de capital conforme deliberação em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 18 de dezembro de 2017.

(d) Reservas de lucro

	2017	2016
Reserva legal (i)	542.763	474.488
Reserva estatutária (ii)	496.691	237.244
Reserva de retenção de lucros (iii)	1.491.748	1.491.748
Reserva especial de lucros a realizar (iv)	4.778.136	4.324.224
	7.309.338	6.527.704

(i) Reserva legal

Constituída em 5% do lucro líquido do exercício, antes de qualquer destinação, até o limite de 20% do capital social.

(ii) Reserva estatutária

O Estatuto Social da Companhia prevê a constituição de reserva para investimento na expansão das atividades até 20% do lucro líquido do exercício, limitado ao saldo após dedução da reserva legal e dos dividendos mínimos obrigatórios, cujo valor não poderá ultrapassar o valor do capital social.

(iii) Reserva de retenção de lucros

A Administração propõe a manutenção no patrimônio líquido o lucro retido de exercícios anteriores, em reserva de retenção de lucros, que se destina a atender o orçamento de capital, aprovado em Assembleia Geral de Acionistas nos períodos em referência.

(iv) Reserva especial de lucros a realizar

A Administração, considerando que os impactos dos valores a receber do SE (nota 7), ajustes da aplicação do ICPC01 (R1) e equivalência patrimonial não compõem parcela realizada do lucro líquido do exercício, propõe a destinação do resultado destas operações para reserva especial de lucros a realizar, cujo prazo de realização financeira ocorra após o término do exercício social seguinte. A alocação nessa reserva ocorre para refletir o fato de que a realização financeira do lucro destas operações ocorrerá em exercícios futuros. Uma vez realizado, caso a reserva não seja absorvida por prejuízos posteriores, a Companhia destinará seu saldo nos termos do artigo 19 da Instrução CVM 247/1996 para aumento de capital, distribuição de dividendo ou constituição de outras reservas de lucros, observadas as propostas da administração a serem feitas oportunamente.

Em 2017 a realização de parte do saldo desta reserva, que conforme sua origem foi considerada efetivada, tendo em vista as respectivas formas e estimativas de realização financeira no montante de R\$582.631.

(e) Resultado por ação

O lucro ou prejuízo básico por ação é calculado por meio do resultado da Companhia, com base na média ponderada das ações ordinárias e preferenciais em circulação no respectivo período. O lucro ou prejuízo diluído por ação é calculado por meio da referida média das ações em circulação, ajustada pelos instrumentos

potencialmente conversíveis em ações, neste caso a Companhia considerou ações que poderão ser emitidas através da capitalização da reserva especial de ágio na incorporação em favor do acionista controlador.

Conforme previsto na Instrução CVM nº 319, à medida em que seja realizado o benefício fiscal da reserva especial de ágio na incorporação, constante do patrimônio líquido da Companhia, este benefício poderá ser capitalizado em favor da sua controladora, sendo garantido aos demais acionistas a participação nesse aumento de capital, de forma a manter sua participação acionária na Companhia.

As ações emitidas de acordo com esta realização serão consideradas diluidoras para o cálculo do lucro ou prejuízo por ação da Companhia, considerando a hipótese de que todas as condições para sua emissão foram atendidas. Em 2017 e 2016, as condições para emissão de ações de capital social relacionadas à amortização do ágio foram atendidas.

O quadro abaixo apresenta os dados de resultado e ações utilizados no cálculo dos lucros básico e diluído por ação:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Lucro básico e diluído por ação		
Lucro líquido – R\$ mil	<u>1.365.512</u>	<u>4.932.312</u>
Média ponderada de ações		
Ordinárias	64.484.433	64.484.433
Preferenciais	<u>100.236.393</u>	<u>98.785.462</u>
	<u>164.720.826</u>	<u>163.269.895</u>
Média ponderada ajustada de ações		
Ordinárias	64.493.613	65.035.958
Preferenciais	<u>100.244.531</u>	<u>99.301.051</u>
	<u>164.738.144</u>	<u>164.337.009</u>
Lucro básico por ação	<u>8,28985</u>	<u>30,20956</u>
Lucro diluído por ação	<u>8,28898</u>	<u>30,01340</u>

24 Receita operacional líquida

24.1 Composição da receita operacional líquida

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Receita bruta				
Receita de infraestrutura (a) (nota 7)	225.082	164.290	247.126	171.902
Operação e Manutenção (a) (nota 7)	865.174	809.280	880.901	835.786
Remuneração dos ativos de concessão – RBSE (b) (nota 7)	1.495.791	7.318.492	1.495.791	7.318.492
Remuneração dos ativos de concessão (b) (nota 7)	249.268	239.097	400.615	424.756
Aluguéis	18.480	18.069	18.757	14.581
Prestação de serviços	11.146	8.819	7.312	8.819
Total da receita bruta	2.864.941	8.558.047	3.050.502	8.774.336
Tributos sobre a receita				
COFINS	(214.737)	(764.049)	(220.583)	(770.587)
PIS	(46.663)	(165.879)	(47.930)	(167.295)
ICMS	(67)	-	(85)	-
ISS	(529)	(427)	(529)	(427)
	(261.996)	(930.355)	(269.127)	(938.309)
Encargos regulatórios				
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(34.605)	(16.057)	(34.605)	(16.057)
Reserva Global de Reversão – RGR	-	(186)	(4.662)	(3.621)
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	(15.809)	(8.270)	(17.246)	(9.618)
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA	(16.605)	(17.491)	(16.605)	(17.491)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia	(6.464)	(3.090)	(7.064)	(3.624)
	(73.483)	(45.094)	(80.182)	(50.411)
	2.529.462	7.582.598	2.701.193	7.785.616

(a) Serviços de implementação de infraestrutura e Operação e Manutenção

A receita relacionada a implementação da infraestrutura para prestação de serviços de transmissão de energia elétrica sob o contrato de concessão de serviços é reconhecida conforme gastos incorridos. As receitas dos serviços de operação e manutenção são reconhecidas no período no qual os serviços são prestados pela Companhia, bem como parcela de ajuste (24.3). Quando a Companhia presta mais de um serviço em um contrato de concessão, a remuneração recebida é alocada por referência aos valores justos relativos dos serviços entregues.

(b) Remuneração dos ativos de concessão

A receita de juros é reconhecida pela taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto, sendo a taxa de juros efetiva aquela que iguala exatamente os recebimentos de caixa futuros apurados durante a vida estimada do ativo financeiro ao valor contábil inicial deste ativo.

24.2 Revisão periódica da Receita Anual Permitida - RAP

Em conformidade com os contratos de concessão, a cada quatro e/ou cinco anos, após a data de assinatura dos contratos, a ANEEL procederá à revisão tarifária periódica da RAP de transmissão de energia elétrica, com o objetivo de promover a eficiência e modicidade tarifária.

Em 2013 a Companhia passou a reconhecer receita e custos de implementação da infraestrutura para melhorias das instalações de energia elétrica, que serão consideradas na base da próxima revisão tarifária periódica, conforme previsto no despacho da ANEEL nº 4.413 de 27 de dezembro de 2013 e Resolução Normativa nº 443 de 26 de julho de 2011, alterada pela Resolução Normativa nº 463 de 16 de dezembro de 2014.

A receita licitada associada ao contrato de concessão nº 143/2001 da controlada Serra do Japi, não está sujeita a revisão tarifária periódica.

A revisão tarifária periódica compreende o reposicionamento da receita mediante a determinação:

- a) da base de remuneração regulatória para RBNI;
- b) dos custos operacionais eficientes;
- c) da estrutura ótima de capital e definição da remuneração das transmissoras;
- d) da identificação do valor a ser considerado como redutor tarifário – Outras Receitas.

As informações das últimas revisões tarifárias periódicas estão descritas abaixo:

Concessionária	Contrato	Resolução homologatória REH	Data da REH	Vigência
Controladas				
IE Serra do Japi	026/2009	1.901	16.06.2015	01.07.2015
IEMG	004/2007	2.257	20.06.2017	01.07.2017
IENNE	001/2008	1.540	18.06.2013	01.07.2013
IE Pinheiros	012 e 015/2008	1.762	09.07.2014	01.07.2014
IE Pinheiros	18/2008	1.755	24.06.2014	01.07.2014
Evrecy	020/2008	1.538	18.06.2013	01.07.2013
IE Pinheiros	021/2011	2.257	20.06.2017	01.07.2017
Controladas em conjunto				
IE Sul	013 e 016/2008	1.755	24.06.2014	01.07.2014
IE Madeira	013 e 015/2009	1.755	24.06.2014	01.07.2014
IE Garanhuns	022/2011	2.257	20.06.2017	01.07.2017

As próximas revisões tarifárias periódicas da RAP da Companhia e suas controladas e controladas em conjunto estão descritas na nota 1.2.

24.3 Parcela Variável – PV, adicional à RAP e Parcela de Ajuste - PA

A Resolução Normativa n.º 729 de 28 de junho de 2016, regulamenta a Parcela Variável – PV e o adicional à RAP. A Parcela Variável é o desconto na RAP das transmissoras devido à indisponibilidade ou restrição operativa das instalações integrantes da Rede Básica. O adicional à RAP corresponde ao valor a ser acrescentado à receita das transmissoras como incentivo à melhoria da disponibilidade das instalações de transmissão e são reconhecidos como receita e/ou redução de receita de operação e manutenção no período em que ocorrem.

A Resolução Normativa (REN) nº 512, de 30 de outubro de 2012, alterou a REN nº 270/07, incluindo o §3 ao artigo 3º, o qual extingue o adicional à RAP para as funções de transmissão alcançadas pela Lei nº 12.783/2013.

A Parcela de Ajuste – PA é a parcela de receita decorrente da aplicação de mecanismo previsto em contrato, utilizado nos reajustes anuais periódicos, que é adicionada ou subtraída à RAP, de modo a compensar excesso ou déficit de arrecadação no período anterior ao reajuste.

24.4 Reajuste anual da receita

Em 30 de junho de 2017, foi publicada a Resolução Homologatória nº 2.258, estabelecendo as receitas anuais permitidas da Companhia e suas controladas, pela disponibilização das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, para o ciclo de 12 meses, compreendendo o período de 1 de julho de 2017 a 30 de junho de 2018.

De acordo com a Resolução Homologatória nº 2.258, a RAP e valores correspondentes a parcela de ajuste da Companhia (contrato nº 059/2001), líquidas de PIS e COFINS, (denominada Receita Regulatória) que era de R\$893.452* em 1º de julho de 2016, passou para R\$2.536.919* em 1º de julho de 2017, apresentando um incremento de R\$1.643.467 equivalente a 183,95%. Sendo 4,02% (R\$35.904) do ajuste de IPCA/IGPM, 0,42% (R\$3.762) da variação da parcela de ajuste, 5,75% (R\$51.375) de RAP adicional para novos investimentos e 173,76% (R\$1.552.426) adicionais referente aos ativos do SE que passou a compor a RAP a partir do ciclo 2017/2018 (Portaria MME nº 120/2016 abrangidas pela Lei nº 12.783/2013).

A receita regulatória anual da Companhia, líquida de PIS e COFINS, apresenta a seguinte composição:

Contrato de concessão	Rede Básica			Demais Instalações de Transmissão – DIT			Total
	Ativos existentes	Novos investimentos	Parcela de ajuste	Ativos existentes	Novos investimentos	Parcela de ajuste	
059/2001	1.749.788	155.625	(21.447)	538.580	122.364	(7.991)	2.536.919
	1.749.788	155.625	(21.447)	538.580	122.364	(7.991)	2.536.919

A receita regulatória da Companhia em conjunto com suas controladas, que era de R\$1.035.328* em 1 de julho de 2016, passou para R\$2.678.991* em 1 de julho de 2017, apresentando um incremento de R\$1.643.663 equivalente a 158,76%. Sendo 3,79% (R\$39.278) do ajuste de IPCA/IGPM, 0,05% (R\$560) da variação da parcela de ajuste, 4,96% (R\$51.399) de RAP adicional para novos investimentos e 149,95% (R\$1.552.426) adicionais referentes aos ativos do SE que passou a compor a RAP a partir do ciclo 2017/2018 (Portaria MME nº 120/2016 abrangidas pela Lei nº 12.783/2013).

*contempla a receita dos investimentos autorizados que entrarão em operação nos próximos ciclos.

A Receita Regulatória da Companhia e suas controladas, líquida de PIS e COFINS, apresenta a seguinte composição:

Contrato de concessão	Rede Básica				Demais Instalações de Transmissão – DIT				Total
	Ativos existentes	Novos investimentos	Licitada	Parcela de ajuste	Ativos existentes	Novos investimentos	Licitada	Parcela de ajuste	
059/2001	1.749.788	155.625	-	(21.447)	538.580	122.364	-	(7.991)	2.536.919
143/2001	-	-	22.340	(1.314)	-	-	-	-	21.026
004/2007	-	-	18.306	(1.077)	-	-	-	-	17.229
012/2008	-	6	8.876	(230)	-	921	1.338	-	10.911
015/2008	-	14.212	16.850	(1.276)	-	4.176	413	(12)	34.363
018/2008	-	52	4.371	(193)	-	1.595	53	(55)	5.823
021/2011	-	-	4.084	(289)	-	-	1.498	-	5.293
026/2009	-	5.053	28.087	(4.938)	-	-	6.388	-	34.590
020/2008	-	11.552	-	(1.189)	-	2.529	-	(55)	12.837
	<u>1.749.788</u>	<u>186.500</u>	<u>102.914</u>	<u>(31.953)</u>	<u>538.580</u>	<u>131.585</u>	<u>9.690</u>	<u>(8.113)</u>	<u>2.678.991</u>

25 Custos dos serviços de implementação da infraestrutura e de operação e manutenção e despesas gerais e administrativas

	Controladora		
	2017		2016
	Custos	Despesas	Total
Honorários da administração	-	(7.585)	(7.585)
Pessoal	(232.054)	(63.355)	(295.409)
Serviços	(109.208)	(50.525)	(159.733)
Depreciação	-	(8.873)	(8.873)
Materiais	(170.175)	(1.362)	(171.537)
Arrendamentos e aluguéis	(8.023)	(4.717)	(12.740)
Demandas judiciais	-	26.971	26.971
Outros	(34.139)	(14.429)	(48.568)
	<u>(553.599)</u>	<u>(123.875)</u>	<u>(677.474)</u>
			<u>(606.876)</u>

Consolidado			
	2017		2016
	Custos	Despesas	Total
Honorários da administração	-	(8.282)	(8.282)
Pessoal	(242.193)	(64.845)	(307.038)
Serviços	(121.585)	(52.234)	(173.819)
Depreciação	-	(9.627)	(9.627)
Materiais	(185.100)	(1.376)	(186.476)
Arrendamentos e aluguéis	(8.918)	(4.919)	(13.837)
Demandas judiciais	-	26.109	26.109
Outros	(35.482)	(15.220)	(50.702)
	(593.278)	(130.394)	(723.672)

Dos custos demonstrados acima, os custos de implementação da infraestrutura da controladora totalizaram R\$204.216 em 2017 e R\$149.017 em 2016. Os custos implementação da infraestrutura consolidados totalizaram R\$225.450 em 2017 e R\$156.379 em 2016. A respectiva receita de implementação da infraestrutura, demonstrada na nota 24.1, é calculada acrescentando-se as alíquotas de PIS e COFINS e outros encargos ao valor do custo do investimento.

26 Resultado financeiro

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Receitas				
Rendimento de aplicações financeiras	18.387	41.870	43.907	67.084
Juros ativos	222	915	240	947
Variações monetárias	3.381	5.311	3.387	5.590
Ajuste MTM (mark to market)	1.632	-	1.632	-
Variações cambiais Swap	4.369	-	4.369	-
Ajuste de operações de cobertura Swap	10.170	-	10.170	-
Outras (*)	59.919	3.010	59.968	3.063
	98.080	51.106	123.673	76.684
Despesas				
Juros sobre empréstimos	(29.612)	(27.218)	(47.905)	(44.043)
Juros passivos	(10.711)	(12.361)	(10.723)	(12.396)
Encargos sobre debêntures	(63.599)	(87.360)	(63.599)	(87.360)
Encargos Swap	(1.351)	-	(1.351)	-
Ajuste MTM (mark to market)	(2.242)	-	(2.242)	-
Variações monetárias	(35.166)	(39.300)	(35.376)	(39.492)
Variações cambiais Swap	(9.275)	-	(9.275)	-
Ajuste de operações de cobertura Swap	(9.764)	-	(9.764)	-
Outras	(9.326)	(3.019)	(9.654)	(3.322)
	(171.046)	(169.258)	(189.889)	(186.613)
	(72.966)	(118.152)	(66.216)	(109.929)

(*) contempla os valores de redução de juros e encargos, de R\$53.759, referente a adesão ao PERT (nota 17.2).

27 Outras receitas (despesas) operacionais

Outras receitas (despesas) operacionais de R\$54.958 na controladora e R\$55.006 no consolidado, referem-se, substancialmente: (i) a constituição de provisão para reversão de instalações do SE, conforme artigo 5 da Resolução Normativa ANEEL nº 762/2017, no montante de R\$57.178 (nota 7); (ii) compensado parcialmente pelo resultado por compra vantajosa na aquisição da IENNE no valor de R\$5.042 (nota 11 (b)). Em 2016 refere-se, basicamente, a constituição do passivo para fazer frente a cobrança da Eletrobras para devolução de parte dos valores do NI (nota 7), no montante de R\$24.513.

28 Imposto de renda e contribuição social

O imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro líquido são provisionados mensalmente, obedecendo ao regime de competência e apurados, conforme previsto na Lei 12.973/14.

A Companhia adota o regime de lucro real estimativa mensal e as controladas adotam o regime de lucro presumido trimestral.

(a) **Conciliação da alíquota efetiva**

A conciliação de despesa de imposto de renda e contribuição social do exercício com o lucro contábil é a seguinte:

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	1.952.371	7.256.455	1.981.105	7.283.246
Alíquotas nominais vigentes	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social esperada	(663.806)	(2.467.195)	(673.576)	(2.476.304)
Imposto de renda e contribuição social sobre diferenças permanentes				
Realização de perdas	(96)	(529)	(96)	(529)
Reversão da Provisão para Manutenção da Integridade do Patrimônio Líquido*	24	24	24	24
Equivalência Patrimonial	77.624	145.120	42.434	91.020
Efeito adoção lucro presumido controladas	-	-	36.174	53.440
Outros	(605)	(1.563)	(605)	(1.563)
Imposto de renda e contribuição social efetiva	(586.859)	(2.324.143)	(595.645)	(2.333.912)
Imposto de renda e contribuição social				
Corrente	(346.610)	(71.797)	(354.491)	(79.301)
Diferido	(240.249)	(2.252.346)	(241.154)	(2.254.611)
	(586.859)	(2.324.143)	(595.645)	(2.333.912)
Alíquota efetiva	30%	32%	30%	32%

(*) O processo de aquisição do controle acionário da Companhia pela ISA gerou ágio, que em 31 de dezembro de 2007 totalizava R\$689.435, amortizado substancialmente até dezembro de 2015, em parcelas mensais, conforme autorizado por meio da Resolução ANEEL nº 1.164. Com o objetivo de evitar que a amortização do ágio afete de forma negativa o fluxo de dividendos aos acionistas, foi constituída uma Provisão para Manutenção da Integridade do Patrimônio Líquido (PMIPL) de sua incorporadora e Reserva Especial de Ágio na Incorporação, de acordo com o estabelecido na Instrução CVM nº 349, de 06 de março de 2001. O saldo remanescente em 31 de dezembro de 2017 é de R\$513 (R\$550 em 31 de dezembro de 2016).

(b) **Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos**

Ativos / (Passivos)	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Contas a receber Lei nº 12.783 – SE (i)	(2.373.365)	(2.211.229)	(2.373.365)	(2.211.229)
Contrato de concessão (ICPC 01 (R1)) (ii)	(156.928)	(86.906)	(266.268)	(124.972)
Adoção inicial Lei 12.973/14 (iii)	(22.121)	(23.005)	(22.121)	(23.005)
Provisão SEFAZ-SP (iv)	175.527	175.527	175.527	175.527
Provisão para demandas judiciais	41.328	52.032	41.328	52.032
Demais diferenças temporárias	26.774	25.044	26.774	25.044
Total líquido	(2.308.785)	(2.068.537)	(2.418.125)	(2.106.603)

- (i) Valores de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre a remuneração do ativo da concessão referente as instalações do SE, que serão incorporados à base de tributação a medida do efetivo recebimento.
- (ii) Referem-se aos valores de imposto de renda e contribuição social sobre os resultados da operação de implementação da infraestrutura para prestação do serviço de transmissão de energia elétrica e remuneração do ativo da concessão (ICPC 01 (R1)) reconhecidos por competência, que são oferecidos a tributação a medida do efetivo recebimento, conforme previsto nos artigos nº 168 da Instrução Normativa nº 1.700/17 e 36 da Lei nº 12.973/14.
- (iii) Reflete os valores que serão oferecidos à tributação do imposto de renda e contribuição social pela adoção inicial da Lei nº 12.973/14, linearmente pelo prazo da concessão
- (iv) Conforme nota 8 (c).

A Administração da Companhia considera que os saldos de imposto de renda e contribuição social diferidos ativo decorrentes de diferenças temporárias deverão ser realizados na proporção das demandas judiciais, contas a receber e realização dos eventos que originaram as provisões para perdas.

29 Transações com partes relacionadas

Os principais saldos e transações com partes relacionadas no período são como segue:

Natureza da operação	Parte relacionada	2017		2016		2017	2016
		Ativo	Passivo	Ativo	Passivo	Receita/ (Despesa)	Receita/ (Despesa)
Benefícios de curto prazo (a)	Administração	-	-	-	-	(7.585)	(5.227)
		-	-	-	-	(7.585)	(5.227)
Dividendos	ISA Capital	-	-	-	49.964	-	-
	Serra do Japi	2.797	-	-	-	-	-
	IEMadeira	-	-	15.810	-	-	-
		2.797	-	15.810	49.964	-	-
Sublocação e Reembolsos (b)	ISA Capital	26	-	14	-	292	335
	IEMG	3	-	4	-	47	77
	Pinheiros	3	-	4	-	46	101
	Serra do Japi	9	-	10	-	120	126
	Evrecy	4	-	2	-	44	40
	IENNE	5	-	6	-	67	91
	IESul	7	-	14	-	92	72
	IEGaranhuns	91	-	-	-	-	-
	Aimorés	91	-	-	-	-	-
	Paraguaçu	119	-	-	-	-	-
	ERB1	92	-	-	-	-	-
	Internexa	-	-	-	-	13	-
		450	-	54	-	721	842
Adiantamento para futuro aumento de capital (c)	IESul	-	-	2.211	-	-	-
Prestação de serviços (d)	ISA Capital	16	-	16	-	195	182
	IEMG	6	-	12	-	152	144
	Pinheiros	43	-	108	-	1.343	1.395
	Serra do Japi	91	-	87	-	1.083	1.383
	Evrecy	74	-	72	-	879	829
	IEGaranhuns	32	-	-	-	181	-
	Internexa	434	14	-	7	98	103
		696	14	295	7	3.931	4.036
Total		3.943	14	18.370	49.971	(2.933)	(349)

- (a) Referente aos honorários da administração, conforme divulgado na Demonstração do Resultado da Companhia apresenta o montante de R\$7.585 e no consolidado R\$8.282 (R\$5.227 e R\$5.661 em 2016).

A política de remuneração da Companhia não inclui benefícios pós-emprego, outros benefícios de longo prazo, benefícios de rescisão de contrato de trabalho ou remuneração baseada em ações.

- (b) O contrato de sublocação compreende a área sublocada do edifício sede da Companhia, bem como rateio das despesas condominiais e de manutenção, reembolso de serviços compartilhados, entre outras.
- (c) Em 27 de junho de 2016, foi assinado entre a Companhia e a Cymi Holding S.A. instrumento particular de adiantamento de recursos, no valor total de R\$6.082, para a controlada em conjunto IESul proporcionalmente às suas participações acionárias com conversão do adiantamento em capital em até 120 dias. Em 2017 o valor total foi convertido em capital social, sendo a participação da Companhia de R\$3.041.
- (d) A Companhia mantém contratos de prestação de serviços: (i) ISA Capital - serviços de escrituração contábil e fiscal, apuração de impostos e processamento da folha de pagamento; (ii) IEMG, Pinheiros, Serra do Japi, Evrecy e Garanhuns - prestação serviços de operação e manutenção de instalações.; (iii) Internexa, controlada do Grupo ISA, - dois contratos de prestação de serviços sendo, cessão de direito de uso, à título oneroso, sobre o uso da infraestrutura de suporte necessária para a instalação de cabos de fibra ótica, serviços auxiliares e suas melhorias e compartilhamento de infraestrutura de tecnologia da informação. Adicionalmente, a Companhia contratou a prestação de serviços do link de internet de 100 Mbps com a Internexa.

Essas operações são realizadas em condições específicas negociadas contratualmente entre as partes.

Adicionalmente, a Companhia tem registrado no passivo circulante o montante de R\$25.609 referente estimativa de valor a pagar a Eletrobras em relação a forma de atualização do contas a receber das instalações do NI (nota 7 (d)) e no ativo circulante como aplicações financeiras o montante de R\$346.287 com os fundos de investimento Referenciado DI Bandeirantes, Xavantes Referenciado DI e Assis Referenciado DI (nota 6).

30 Instrumentos financeiros

(a) Identificação dos principais instrumentos financeiros

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Ativos financeiros				
Valor justo através do resultado				
Caixa e equivalentes de caixa	3.031	1.609	6.585	4.524
Aplicações financeiras	346.287	124.479	610.066	336.138
Caixa restrito	6.594	-	35.674	12.002
Empréstimos e recebíveis				
Contas a Receber				
Circulante	1.746.061	1.091.764	1.924.928	1.221.016
Não circulante	9.690.468	9.222.081	11.213.952	10.225.808
Valores a receber – Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo				
Não circulante	1.312.791	1.150.358	1.312.791	1.150.358
Instrumentos financeiros derivativos	2.611	-	2.611	-
Créditos com partes relacionadas	3.943	18.370	903	18.071
Cauções e depósitos vinculados	66.389	70.166	66.414	70.175
Passivos financeiros				
Custo amortizado				
Empréstimos e financiamentos				
Circulante	209.511	32.872	268.588	71.679
Não circulante	393.002	279.689	690.541	432.472
Debêntures				
Circulante	182.852	192.368	182.852	192.368
Não circulante	801.007	313.931	801.007	313.931
Fornecedores	66.114	39.279	69.923	41.482
Juros sobre capital próprio e dividendos a pagar	3.112	139.946	3.112	139.946

Os valores contábeis dos instrumentos financeiros, ativos e passivos, quando comparados com os valores que poderiam ser obtidos com sua negociação em um mercado ativo ou, na ausência deste, e valor presente líquido ajustado com base na taxa vigente de juros no mercado, aproximam-se substancialmente de seus correspondentes valores de mercado. A Companhia classifica os instrumentos financeiros como Nível 1 e Nível 2, como requerido pelo CPC vigente:

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) em mercados ativos, líquidos e visíveis para ativos e passivos idênticos que estão acessíveis na data de mensuração;

Nível 2 – preços cotados (podendo ser ajustados ou não) para ativos ou passivos similares em mercados ativos, outras entradas não observáveis no nível 1, direta ou indiretamente, nos termos do ativo ou passivo; e

Nível 3 – ativos e passivos cujos preços não existem ou que esses preços ou técnicas de avaliação são amparados por um mercado pequeno ou inexistente, não observável ou líquido. Nesse nível a estimativa do valor justo torna-se altamente subjetiva.

A Companhia celebrou em 12 de julho de 2017, Contrato Global de Derivativos (SWAP), como proteção para o risco de taxa de câmbio, e risco de Taxa de Juros (*Libor* 3M), designado à cobertura do risco de taxa de câmbio e taxa juros da contratação do empréstimo em moeda estrangeira nos termos da Lei nº 4.131/1962. A operação com o efeito do SWAP apresenta taxa de 101,4% CDI.

A Companhia classifica o derivativo contratado como *Hedge* de Valor Justo (*Fair Value Hedge*) e, segundo os parâmetros descritos nas normas contábeis brasileiras CPC 38 e na Norma Internacional IAS 39, a Companhia adotou o “*Hedge Accounting*”.

A gestão de instrumentos financeiros está aderente à Política de Gestão Integral de Riscos e Diretrizes de Riscos Financeiros da Companhia e suas controladas. Os resultados auferidos destas operações e a aplicação dos controles para o gerenciamento destes riscos, fazem parte do monitoramento dos riscos financeiros adotados pela Companhia e suas controladas, conforme a seguir:

			Controladora
Curto prazo	Vencimento	Valor de referência (Accrual)	Valor Justo(*)
		31.12.2017	31.12.2017
Posição ativa:			
SWAP (BTMU)	Julho de 2018	166.026	165.492
Posição passiva:			
SWAP (BTMU)	Julho de 2018	(162.805)	(162.881)
Valor líquido		3.221	2.611

(*) O valor justo refere-se à marcação à mercado em 31 de dezembro de 2017.

(b) Financiamentos

Índice de endividamento

O índice de endividamento no final do exercício é o seguinte:

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Empréstimos e financiamentos				
Circulante	209.511	32.872	268.588	71.679
Não circulante	393.002	279.689	690.541	432.472
Debêntures				
Circulante	182.852	192.368	182.852	192.368
Não circulante	801.007	313.931	801.007	313.931
Dívida total	1.586.372	818.860	1.942.988	1.010.450
Caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras	349.318	126.088	616.651	340.662
Dívida líquida	1.237.054	692.772	1.326.337	669.788
Patrimônio líquido	10.984.717	10.118.390	11.199.656	10.297.123
Índice de endividamento líquido	11,3%	6,8%	11,8%	6,5%

A CTEEP e suas controladas possuem contratos de empréstimos e financiamentos com *covenants* apurados com base nos índices de endividamento (notas 14 e 15). A Companhia atende aos requisitos relacionados a cláusulas restritivas.

O valor contábil dos empréstimos e financiamentos e das debêntures tem suas taxas atreladas à variação da TJLP, do CDI e IPCA e se aproximam do valor de mercado.

(c) Gerenciamento de riscos

Os principais fatores de risco inerentes às operações da Companhia e suas controladas podem ser assim identificados:

- (i) Risco de crédito** – A Companhia e suas controladas mantém contratos com o ONS, concessionárias e outros agentes, regulando a prestação de seus serviços vinculados à usuários da rede básica, com cláusula de garantia bancária. Igualmente, a Companhia e suas controladas mantêm contratos regulando a prestação de seus serviços diretamente aos clientes livres, também com cláusula de garantia bancária, que minimiza o risco de inadimplência.
- (ii) Risco de preço** – As receitas da Companhia e de suas controladas são, nos termos do contrato de concessão, reajustadas anualmente pela ANEEL, pela variação do IPCA e IGP-M, sendo parte das receitas sujeita à revisão tarifária periódica (nota 24.2).
- (iii) Risco de taxas de juros** – A atualização dos contratos de financiamento está vinculada à variação da TJLP, IPCA e do CDI (notas 14 e 15).
- (iv) Risco de taxa de câmbio** – A Companhia gerencia o risco da taxa de câmbio do seu passivo, contratando Instrumento Derivativo *Swap*, designado como *hedge* de valor justo do Contrato de Empréstimo em Moeda estrangeira (nota 14). A Companhia e suas controladas não possuem contas a receber e outros ativos em moeda estrangeira.
- (v) Risco de captação** – A Companhia e suas controladas poderão no futuro enfrentar dificuldades na captação de recursos com custos e prazos de pagamento adequados a seu perfil de geração de caixa e/ou a suas obrigações de dívida.
- (vi) Risco de garantia** – Os principais riscos de garantia são:
 - Gerenciamento dos riscos associados à veiculação de benefícios de aposentadoria e assistência médica via Funesp (entidade fechada de previdência complementar), através de sua representação nos órgãos de administração.
 - Participação na qualidade de interveniente garantidora, no limite de sua participação, às controladas e controladas em conjunto, em seus contratos de financiamento (nota 14).

(vii) Risco de liquidez – As principais fontes de caixa da Companhia e suas controladas são provenientes de:

Suas operações, principalmente pela cobrança do uso do sistema de transmissão de energia elétrica por outras concessionárias e agentes do setor. O montante de caixa, representado pela RAP vinculada às instalações de rede básica e Demais Instalações de Transmissão – DIT é definida, nos termos da legislação vigente, pela ANEEL.

A Companhia é remunerada pela disponibilização do sistema de transmissão, eventual racionamento da energia não trará impacto sobre a receita e respectivo recebimento.

A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo linhas de crédito bancário e linhas de crédito para captação de empréstimos que julgue adequados, através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros.

O recebimento da parcela de indenização das instalações referente ao SE representa importante fonte de geração de caixa para a Companhia conseguir cumprir seu planejamento financeiro para os próximos exercícios. A Companhia faz gestão de eventuais alterações no cronograma e processos judiciais que possam impactar os recebimentos.

(d) Análise de sensibilidade

Em conformidade com a instrução CVM nº 475 de 17 de dezembro de 2008, a Companhia realiza a análise de sensibilidade aos riscos de taxa de juros e câmbio. A administração da Companhia não considera relevante sua exposição aos demais riscos descritos anteriormente.

Para fins de definição de um cenário base da análise de sensibilidade do risco taxa de juros, índice de preços e variação cambial, utilizamos as mesmas premissas estabelecidas para o planejamento econômico financeiro de longo prazo da Companhia. Essas premissas se baseiam, dentre outros aspectos, na conjuntura macroeconômica do país e opiniões de especialistas de mercado.

Dessa forma, para avaliar os efeitos da variação no fluxo de caixa da Companhia, a análise de sensibilidade, abaixo demonstrada, para os itens atrelados a índices variáveis, considera:

Cenário base: Cotação da taxa de juros (curva Pré-DI) e taxa de câmbio (dólar futuro) em 31 de março de 2018, apurada em 28 de dezembro de 2017, conforme B3 que são informadas nos quadros de Risco de juros e variação cambial; e

Foram aplicadas as variações positivas e negativas 25% (cenário I) e 50% (cenário II).

Risco de Variação Cambial – Efeitos no Fluxo de Caixa – Controladora e Consolidado							
Operação	Risco	Saldo em 31.12.2017	Cenário Base	Risco de Elevação dos Indexadores		Risco de Queda dos Indexadores	
				Cenário I	Cenário II	Cenário I	Cenário II
Ativos e passivos financeiros							
Lei 4131 – <i>Credit Agreement</i> – <i>BTMU</i>	Variação Cambial + <i>Libor</i> 3M + 0,28% a.a.+IR	166.026	(799)	(998)	(1.198)	(599)	(399)
Swap Ponta Ativa – Lei 4131 – <i>Credit Agreement</i>	Variação Cambial + <i>Libor</i> 3M + 0,32% a.a.	166.026	799	998	1.198	599	399
Efeito líquido da variação			-	-	-	-	-
Referência para Ativos e Passivos Financeiros							
Taxa do Dólar USD/R\$ (março de 2018) (*)			3,3356	4,1695	5,0034	2,5017	1,6678

				Risco de juros – Efeitos no Fluxo de Caixa - Controladora			
Operação	Risco	Saldo em 31.12.2017	Cenário Base	Risco de Elevação dos Indexadores		Risco de Queda dos Indexadores	
				Cenário I	Cenário II	Cenário I	Cenário II
Ativos Financeiros							
Aplicações financeiras	103,35% CDI	348.083	8.670	10.076	11.465	7.248	5.808
Passivos financeiros							
Debêntures Série única (ii)	116,0% CDI a.a.	169.441	3.248	4.037	4.817	2.450	1.643
Debêntures Série única (iii)	IPCA+6,04%	155.185	3.828	4.206	4.580	3.448	3.066
Debêntures Série única (iv)	IPCA + 5,04%	309.119	6.776	7.624	8.368	6.120	5.359
Debêntures Série única (v)	105,65% CDI a.a.	350.114	6.109	7.592	9.057	4.610	3.092
FINEM BNDES (i), (ii)	TJLP+1,80% a 2,62%	369.846	8.018	9.172	10.648	6.235	4.723
Derivativos							
SWAP BTMU	101,40% CDI a.a.	162.805	2.569	3.191	3.808	1.937	1.299
Efeito líquido da variação			(21.878)	(25.746)	(29.813)	(17.552)	(13.374)
Referência para Ativos e Passivos Financeiros							
100% CDI (março de 2018) (*)			6,77% a.a	8,46% a.a	10,16% a.a.	5,08% a.a.	3,39% a.a.
IPCA (março de 2018)			3,96% a.a	4,95% a.a	5,94%a.a	2,97% a.a	1,98% a.a
TJLP (março de 2018)			6,75% a.a.	8,44% a.a	10,13% a.a	5,06% a.a	3,38% a.a

				Risco de juros – Efeitos no Fluxo de Caixa - Consolidado			
Operação	Risco	Saldo em 31.12.2017	Cenário Base	Risco de Elevação dos Indexadores		Risco de Queda dos Indexadores	
				Cenário I	Cenário II	Cenário I	Cenário II
Ativos Financeiros							
Aplicações financeiras	102,85% CDI	386.937	9.161	10.722	12.264	7.582	5.984
Passivos financeiros							
Debêntures Série única (ii)	116,0% CDI a.a	169.441	3.248	4.037	4.817	2.450	1.643
Debêntures Série única (iii)	IPCA+6,04%	155.185	3.828	4.206	4.580	3.448	3.066
Debêntures Série única (iv)	IPCA + 5,04%	309.119	6.776	7.624	8.368	6.120	5.359
Debêntures Série única (v)	105,65% CDI a.a.	350.114	6.109	7.592	9.057	4.610	3.092
FINEM BNDES (i), (ii)	TJLP+1,80% a 2,30%	369.846	8.018	9.172	10.648	6.235	4.723
BNDES (Controladas)	TJLP + 1,55% a 2,62% aa	123.940	2.652	3.140	3.623	2.158	1.657
Conta Garantida	CDI + 0,56% a.m	9.398	104	117	129	92	79
Derivativos							
SWAP BTMU	101,40% CDI a.a	162.805	2.569	3.191	3.808	1.937	1.299
Efeito líquido da variação			(24.143)	(28.357)	(32.766)	(19.468)	(14.934)
Referência para Ativos e Passivos Financeiros							
100% CDI (março de 2018) (*)			6,77% a.a	8,46% a.a	10,16% a.a.	5,08% a.a.	3,39% a.a.
IPCA (março de 2018)			3,96% a.a	4,95% a.a	5,94% a.a	2,97% a.a	1,98% a.a
TJLP (março de 2018)			6,75% a.a.	8,44% a.a	10,13% a.a	5,06% a.a	3,38% a.a

(*)fonte:http://www.bmfbovespa.com.br/pt_br/servicos/market-data/consultas/mercado-de-derivativos/precos-referenciais/taxas-referenciais-bm-fbovespa/.

31 Compromissos assumidos - Arrendamentos mercantis operacionais

Os principais compromissos assumidos pela Companhia e suas controladas estão relacionados às operações de arrendamento mercantil operacional de veículos, cujos pagamentos mínimos futuros, no total e para cada um dos períodos, é apresentado a seguir:

Controladora e consolidado		
	2017	2016
Até um ano	4.600	6.511
Mais de um ano até cinco anos	6.347	893
	10.947	7.404

32 Seguros

A especificação por modalidade de risco e vigência dos seguros está demonstrada a seguir:

Controladora			
Modalidade	Vigência	Importância Segurada - R\$ mil	Prêmio - R\$ mil
Patrimonial (a)	30/11/16 a 01/06/18	2.448.262	6.621
Responsabilidade Civil Geral (b)	19/12/17 a 19/12/18	30.000	158
Transportes Nacionais (c)	19/12/17 a 19/12/18	360.000	43
Acidentes Pessoais Coletivos (d)	30/04/17 a 30/04/18	72.000	4
Automóveis (e)	02/04/17 a 02/04/18	Valor de Mercado	240
Garantia Judicial (f)	11/04/14 a 22/03/22	310.359	3.088
			10.154
Consolidado			
Modalidade	Vigência	Importância Segurada - R\$ mil	Prêmio - R\$ mil
Patrimonial (a)	30/11/16 a 19/12/18	2.923.184	6.967
Responsabilidade Civil Geral (b)	19/12/17 a 19/12/18	30.000	121
Transportes Nacionais (c)	19/12/17 a 19/12/18	360.000	33
Acidentes Pessoais Coletivos (d)	30/04/17 a 30/04/18	72.000	4
Automóveis (e)	02/04/17 a 02/04/18	Valor de Mercado	240
Garantia Judicial (f)	11/04/14 a 22/03/22	310.359	2.990
			10.355

- (a) **Patrimonial** - Cobertura contra riscos de incêndio e danos elétricos para os principais equipamentos instalados nas subestações de transmissão, prédios e seus respectivos conteúdos, almoxarifados e instalações, conforme contratos de Concessão, onde as transmissoras deverão manter apólices de seguro para garantir a cobertura adequada dos equipamentos mais importantes das instalações do sistema de transmissão, cabendo à transmissora definir os bens e as instalações a serem segurados.
- (b) **Responsabilidade Civil Geral** - Cobertura às reparações por danos involuntários, pessoais e/ou materiais causados a terceiros, em consequência das operações da Companhia.
- (c) **Transportes Nacionais** - Cobertura a danos causados aos bens e equipamentos da Companhia, transportados no território nacional.
- (d) **Acidentes Pessoais Coletivos** - Cobertura contra acidentes pessoais a executivos e aprendizes.
- (e) **Automóveis** - Cobertura contra colisão, incêndio, roubo e terceiros.
- (f) **Garantia Judicial** – substituição de cauções e/ou depósitos judiciais efetuados junto ao Poder Judiciário.

Não há cobertura para eventuais danos em linhas de transmissão contra prejuízos decorrentes de incêndios, raios, explosões, curtos-circuitos e interrupções de energia elétrica.

As premissas adotadas para a contratação dos seguros, dada sua natureza, não fazem parte do escopo de uma auditoria. Consequentemente não foram auditadas pelos nossos auditores independentes.

33 **Plano de complementação de aposentadoria regido pela Lei 4.819/58**

O plano de complementação de aposentadoria regido pela Lei Estadual 4.819/58, a qual dispunha sobre a criação do Fundo de Assistência Social do Estado, aplica-se aos empregados servidores de autarquias, sociedades anônimas em que o Estado de São Paulo fosse detentor da maioria das ações com direito de controle e dos serviços industriais de propriedade e administração estadual, admitidos até 13 de maio de 1974, e previa benefícios de complementação de aposentadorias e pensão, licença-prêmio e salário-família. Os recursos necessários para fazer face aos encargos assumidos nesse plano são de responsabilidade dos órgãos competentes do Governo do Estado de São Paulo, cuja implementação ocorreu conforme convênio firmado entre a Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo (SEFAZ-SP) e a Companhia, em 10 de dezembro de 1999.

Tal procedimento foi realizado regularmente até dezembro de 2003 pela Funcesp, mediante recursos da SEFAZ-SP, repassados por meio da CESP e posteriormente da Companhia. A partir de janeiro de 2004, a SEFAZ-SP passou a processar diretamente os pagamentos dos benefícios, sem a interveniência da Companhia e da Funcesp, em montantes inferiores àqueles historicamente pagos até dezembro de 2003.

- (a) Ação Civil Pública em trâmite na 2ª Vara da Fazenda Pública

A alteração na forma de pagamento pela SEFAZ gerou a propositura de demandas judiciais por parte dos aposentados, destacando-se a Ação Civil Pública. Com a decisão judicial da 2ª Vara da Fazenda Pública, proferida em junho de 2005, julgando improcedente o pedido, permitindo o processamento da folha e pagamentos das aposentadorias e pensões da Lei nº 4.819/58 pela SEFAZ-SP. A Associação dos Aposentados da Funcesp – AAFC, que representa os aposentados e pensionistas, interpôs recurso de apelação contra a decisão e insurgiu-se contra a competência da Justiça Comum. Em 24 de novembro de 2015 transitou em julgado a decisão do STF que estabeleceu a competência da Justiça Comum para a discussão desta ação.

Assim, em 27 de junho de 2016, foi atribuído efeito suspensivo ao Recurso de Apelação da AAFC esclarecendo que a liminar, obtida na justiça trabalhista (item (b)) deveria ser mantida até o julgamento do mérito do recurso. O TJ/SP, em julgamento realizado em 02 de Agosto de 2017, por decisão unânime confirmou a sentença de improcedência, condenou a AAFC por litigância de má fé e revogou a liminar.

Cumprindo a decisão unânime acima, A SEFAZ enviou ofício em 08 de Agosto para a Companhia informando a assunção da folha de pagamento dos aposentados e pensionistas da Lei 4819/58 a partir de agosto de 2017. A AAFC interpôs Recursos contra a decisão unânime do TJ/SP, sendo um recurso especial para o STJ e um recurso extraordinário para o STF, ambos com pedido de liminar para suspender os efeitos da decisão unânime do TJ/SP.

O TJ/SP, em 18 de Outubro de 2017 e, o STJ, em 31 de Outubro de 2017, negou a liminar pleiteada pela AAFC. Contudo, o STF concedeu a liminar suspendendo os efeitos do acórdão proferido pelo TJ/SP e mandando que as requeridas procedam como faziam antes do julgamento do tema pelo TJ/SP e até que o STF analise o mérito da questão..

Em razão da liminar, a SEFAZ determinou o processamento da folha pela Funcesp a partir de dezembro de 2017.

Em dezembro a Companhia recorreu da decisão liminar do STF, recurso este que ainda está pendente de julgamento. Os Recursos Especiais e Extraordinários apresentados pela AAFC estão pendentes de julgamento.

- (b) Ação Coletiva em trâmite perante a 2ª Vara da Fazenda Pública/SP (antiga Reclamação Trabalhista que tramitou na 49ª Vara do Trabalho)

Trata-se de ação coletiva distribuída, pela AAFC simultaneamente à sentença da Ação Civil Pública acima, desta vez, entretanto, perante a Justiça do Trabalho em caso individual que já possuía tutela antecipada em 11 de julho de 2005 foi deferida a concessão de tutela antecipada para que a Funcesp voltasse a processar os pagamentos de benefícios decorrentes da Lei Estadual 4.819/58, segundo o respectivo regulamento, da forma realizada até dezembro de 2003, figurando a Companhia como intermediária entre SEFAZ-SP e Funcesp.

Atualmente a Ação Civil Pública e a presente Ação Coletiva tramitam apensadas na Justiça Comum por força de decisão obtida pela CTEEP em conflito de competência perante o STF.

Por força da decisão do Conflito de Competência mencionado acima, a Ação Coletiva foi recebida na 2ª Vara da Fazenda Pública em 20 de maio de 2016 e, no dia 30 de maio de 2016, foi proferida sentença cassando a liminar que obrigava a Companhia no pagamento das parcelas mensais, extinguindo-se os pedidos inerentes ao processamento da folha e, julgando improcedente o pedido de ressarcimento de eventuais diferenças devidas aos aposentados e pensionistas da Lei 4.819/58.

A SEFAZ-SP retomou a folha de pagamento a partir de junho de 2016, contudo, após interposição de Recurso de Apelação, a AAFC requereu ao TJ/SP atribuição de efeito suspensivo ao recurso, o que foi concedido em 27 de junho de 2016.

Após manifestação das partes, em 22 de julho de 2016, foi proferida nova decisão esclarecendo que a liminar trabalhista deve ser mantida até que seja proferida decisão no recurso da AAFC.

O TJ/SP, em julgamento realizado em 02 de agosto de 2017, por decisão unânime confirmou a sentença de improcedência, condenou a AAFC por litigância de má fé e revogou a liminar.

Cumprindo a decisão unânime acima, A SEFAZ enviou ofício em 08 de agosto para a Companhia informando a assunção da folha de pagamento dos aposentados e pensionistas da Lei 4819/58 a partir daquela data. A AAFC interpôs Recursos Especial (para o STJ) e Extraordinário (para o STF), contra a decisão unânime do TJ/SP, ambos com pedido de liminar para suspender os efeitos da decisão proferida.

O TJ/SP, em 18 de outubro de 2017 e, o STJ, em 31 de outubro de 2017, negou a liminar pleiteada pela AAFC. Contudo, em dezembro de 2017, o STF concedeu a liminar suspendendo os efeitos do acórdão proferido pelo TJ/SP em agosto de 2017, e determinou que as requeridas procedessem como faziam antes do julgamento do tema pelo TJ/SP e até que o STF analise o mérito da questão.

Em razão da liminar, a SEFAZ determinou o processamento da folha pela Funcesp a partir de dezembro de 2017.

Em dezembro a Companhia recorreu da decisão liminar do STF ainda pendente de julgamento. Os Recursos Especiais e Extraordinários apresentados pela AAFC estão pendentes de julgamento.

(c) Ação de cobrança

A SEFAZ-SP vem repassando à Companhia, desde setembro de 2005, valor inferior ao necessário para o fiel cumprimento da citada decisão liminar da 49ª Vara do Trabalho, citada no item (b) acima.

Por força dessa decisão, a Companhia repassou à Funcesp no período de janeiro de 2005 a dezembro de 2017, o valor de R\$3.904.412 para pagamento de benefícios da Lei Estadual 4.819/58, tendo recebido da SEFAZ-SP o valor de R\$2.343.653 para a mesma finalidade. A diferença entre os valores repassados à Funcesp e ressarcidos pela SEFAZ-SP, no montante de R\$1.560.759 (nota 8 (a)), tem sido requerida pela Companhia para ressarcimento por parte da SEFAZ-SP. Adicionalmente, há valores relacionados a ações trabalhistas quitados pela Companhia e de responsabilidade da SEFAZ-SP, no montante de R\$268.287 (nota 8 (b)), perfazendo um total de R\$1.829.046.

Em dezembro de 2010, a Companhia ingressou com ação de cobrança contra a SEFAZ-SP, visando reaver os valores não recebidos. Após decisão que extinguiu o processo sem analisar seu mérito em maio de 2013. Tal decisão foi mantida pelo TJ/SP em julgamento de dezembro de 2014..

A Companhia apresentou recurso e, em 31 de agosto de 2015, o TJ/SP deu provimento ao recurso da Companhia e condenou a SEFAZ-SP a efetuar os repasses da complementação de aposentadoria e pensão nos termos dos ajustes firmados com a Companhia e das leis de regência, com exceção das verbas glosadas.

Pretendendo que as verbas glosadas sejam incorporadas à decisão, a Companhia apresentou novo recurso para esclarecimentos, o que foi acolhido pelo TJ/SP em julgamento de 1 de fevereiro de 2016, que manteve a decisão de 31 de agosto de 2015 e determinou a aferição, na fase de acerto, dos valores pendentes de repasse pela SEFAZ-SP.

A SEFAZ-SP, em 7 de março de 2016, apresentou recurso que foi rejeitado em julgamento ocorrido em 04 de julho de 2016, mantendo-se a condenação da SEFAZ-SP que apresentou novo recurso também rejeitado pelo TJ/SP em 05 de junho de 2017.

Em 08 de agosto de 2017 a SEFAZ-SP interpôs Recurso Especial para o STJ que aguarda análise de admissibilidade no TJ/SP.

(d) Posicionamento CTEEP

A Companhia continua empenhada em obter decisão judicial definitiva que mantenha o procedimento de pagamento direto da folha de benefícios da Lei Estadual 4.819/58 pela SEFAZ-SP. A Companhia reitera também o entendimento da sua área jurídica e de seus consultores jurídicos externos de que as despesas decorrentes da Lei Estadual 4.819/58 e respectivo regulamento são de responsabilidade integral da SEFAZ-SP e prossegue na adoção de medidas adicionais para resguardar os interesses da Companhia.

Tendo em vista os fatos ocorridos durante 2013, sobretudo relacionados ao andamento jurídico do processo relacionado à cobrança dos valores devidos pela SEFAZ-SP, acima descrito, e considerando o andamento jurídico dos demais processos e ações acima mencionados, a Administração da Companhia reconheceu, em 2013, e julga adequada, provisão para perdas sobre a realização de créditos de parte dos valores a receber, para a qual há expectativa de aumento no prazo de realização e ainda não contemplada como sendo de responsabilidade exclusiva da SEFAZ-SP.

A Administração segue monitorando os novos fatos relacionados à parte jurídica e comercial do assunto, bem como qualquer impacto sobre as informações financeiras da Companhia.

* *