

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

O ano de 2016 representa um marco que encerra um ciclo de profundas mudanças para a CTEEP, originado em 2012, com a publicação da Medida Provisória nº 579/12, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013. Ao aceitarmos a prorrogação do contrato de concessão, iniciamos um novo estágio na trajetória da Companhia, em um cenário de grande complexidade e significativas transformações no setor elétrico brasileiro.

Com coragem, determinação e protagonismo, aceitamos o desafio de reorganizar a empresa, adaptando-a um contexto de drástica redução na receita. Abraçamos a tarefa de elevar ainda mais o alto nível de eficiência pelo qual a CTEEP sempre foi reconhecida. Assumimos o compromisso contínuo com uma rígida disciplina financeira e de controle de custos. E atuamos ativamente para defender os interesses da empresa. Todos esses esforços nos renderam conquistas valiosas e avanços relevantes, muitos dos quais se manifestaram ao longo de 2016.

Um dos principais eventos ocorridos, foi a publicação em 20 de abril de 2016, da Portaria nº 120 pelo Ministério de Minas e Energia, que estabelece as regras para o pagamento dos ativos não amortizados existentes em maio de 2000, decorrentes do processo de prorrogação da concessão. Embora inferior ao valor apresentado em laudo protocolado na ANEEL em 13 de agosto de 2014, o montante de R\$ 3,9 bilhões já foi homologado pela ANEEL. Mesmo com os progressos obtidos, permanecemos atuando perante as esferas competentes para pleitear o valor justo pelos ativos não amortizados.

Outro tema de grande relevância para a CTEEP é referente à Lei 4.819/58. Em 2015, a definição do Supremo Tribunal Federal quanto à competência da Justiça Comum, e não da Justiça do Trabalho, para julgar a ação que trata desses pagamentos possibilitou obtermos avanços significativos ao longo de 2016, por meio de decisões jurídicas favoráveis à Companhia. Em especial, está a ação de cobrança, que declara a responsabilidade da Fazenda do Estado de São Paulo pelo repasse dos valores dispendidos pela CTEEP com pagamento da complementação aos beneficiados pela Lei 4.819/58 e determina o reembolso dos valores que não haviam sido repassados anteriormente pela Fazenda. Embora essas decisões sinalizem positivamente, foram insuficientes para trazer um desfecho para o assunto em razão de recursos interpostos que aguardam julgamento. Continuamos atuando intensamente para solucionar esse tema e desonerar o comprometimento financeiro que tem implicação negativa sobre a sustentabilidade e o crescimento da Companhia.

No campo regulatório, também observamos progresso nas discussões sobre a transferência das instalações com tensão inferior a 230 kV, as chamadas Demais Instalações de Transmissão (DIT), das empresas transmissoras para as distribuidoras. Acreditamos que a incerteza em torno desse tema foi superada com a nota técnica nº 170/2016 emitida pela ANEEL, após intenso debate com os agentes envolvidos, a qual informou que a transferência de forma compulsória ficaria restrita às DIT exclusivas, ou seja, às instalações com tensão abaixo de 230 kV que atendem a uma única concessionária. Ainda que representem impactos para as transmissoras, essa mudança reduz tais repercussões de maneira significativa.

Também aplaudimos as condições apresentadas nos leilões de transmissão realizados pela ANEEL, dentre os quais destacamos a melhora na taxa de retorno dos investimentos e o aprimoramento nos prazos para licenciamento ambiental. Esses avanços criaram condições para alcançarmos outro destaque que marca o ano de 2016 e abre um novo ciclo para a CTEEP: a conquista de três lotes de projetos de transmissão. Arrematamos dois lotes em parceria com a Taesa, na Bahia e em Minas Gerais, e também fomos ganhadores de um empreendimento no Espírito Santo. Somados, os aportes nos três lotes arrematados representam investimentos totais de R\$1.148,5 milhões e a expansão de 625 quilômetros de linhas de transmissão e 1.197 MVA de capacidade de transformação.

Em termos de desempenho operacional, implementamos a reorganização da Diretoria Técnica, trabalhando com um modelo mais sinérgico entre as unidades da empresa e fortalecendo pontos estratégicos de nossa rede de atendimento aos clientes da Companhia. Essa nova forma de atuarmos nos levou a obter, em mais um ano, expressivos indicadores de eficiência. O Índice de Energia Não Suprida (IENS) da empresa apresentou relevantes níveis de excelência, resultado que mantém a Companhia entre as melhores no setor.

Foi também esse trabalho qualificado que nos possibilitou superar com êxito os desafios que tivemos em 2016. No mês de junho, devido a eventos climáticos extremos, enfrentamos a maior ocorrência na história da CTEEP em termos de abrangência geográfica: a queda de estruturas de torres em nove linhas de transmissão, em cinco localidades diferentes do estado de São Paulo. A despeito de toda a complexidade envolvida nesse evento, conseguimos restabelecer com agilidade, qualidade e segurança a transmissão de energia, evitando um possível colapso do sistema energético na região.

Nossos esforços em 2016 também foram voltados para aprimorar a governança de nossas subsidiárias. Avançamos na finalização dos testes da IE Madeira e o projeto está prestes a entrar totalmente em operação comercial, possibilitando a transmissão de energia em todo o potencial que ele tem a oferecer.

Ao longo do ano passado, aportamos R\$ 191,8 milhões em projetos na CTEEP e em suas subsidiárias. Esse montante decorre de nossa visão exigente sobre a rentabilidade dos projetos, o que nos levou a adotar uma postura mais criteriosa na condução desses investimentos, revisando nossa estratégia de aportes, visando à obtenção de retornos superiores.

Os resultados financeiros que alcançamos em 2016 atestam o compromisso da CTEEP com excelência de gestão e crescimento sustentável: a receita operacional líquida foi de R\$7.789,2 milhões e o lucro líquido registrado ao final do exercício foi de R\$4.949,3 milhões. Trata-se de um resultado excepcional, fruto dos nossos esforços iniciados em 2012 e do reconhecimento da base de remuneração regulatória existente na Companhia em maio de 2000.

Reafirmamos o compromisso com o diálogo e o relacionamento com nossos públicos, sempre orientados por padrões éticos e de transparência e por princípios como o Pacto Global da Organização das Nações Unidas, do qual somos signatários desde 2011.

O ano de 2016 simboliza para a CTEEP o início de uma nova fase. Para 2017, temos que continuar trabalhando para manter a eficiência em nossas operações e a mesma disciplina financeira, a fim de construirmos bases sustentáveis de crescimento com os recursos oriundos da recomposição da base de remuneração regulatória. Este desafio foi iniciado com os projetos dos empreendimentos conquistados no último leilão, e continuará sendo foco central de nossa gestão e de nossa missão.

A CTEEP está pronta para ser protagonista em uma nova etapa de expansão do setor elétrico nacional, contribuindo diretamente para a retomada do crescimento do País.

Reynaldo Passanezi Filho
Presidente

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO - EXERCÍCIO SOCIAL 2016

1. PERFIL DA COMPANHIA

A CTEEP é uma das mais relevantes empresas de transmissão do setor elétrico brasileiro. Com tecnologias inovadoras, processos bem estruturados e uma equipe de 1.400 profissionais altamente qualificados, a Companhia transmite 24% de toda a energia elétrica produzida no País, 60% da energia consumida na Região Sudeste e quase 100% no Estado de São Paulo.

A CTEEP e suas empresas contam com uma infraestrutura com capacidade instalada de 56.237 MVA de transformação e formada por 18.633 quilômetros de linhas de transmissão, 25.785 quilômetros de circuitos, 2.347 quilômetros de cabos de fibra óptica próprios e 122 subestações com tensão de até 550 kV.

Com suas atividades e de suas empresas controladas e coligadas, a companhia está presente em 16 estados do País: Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Minas Gerais, Espírito Santo, Rondônia, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás, Tocantins, Maranhão, Piauí, Paraíba, Pernambuco e Alagoas.

Atuando segundo os mais exigentes padrões de qualidade e investindo constantemente em tecnologia, na formação de suas equipes e na melhoria de seus processos, a CTEEP presta um serviço com altos níveis de confiabilidade, sendo considerada pela ANEEL empresa referência em eficiência operativa e indicadores de qualidade de serviço.

A Companhia investe na capacitação profissional de suas equipes e também tem como prioridades a segurança de seus colaboradores e a gestão do clima organizacional. Em 2016, a CTEEP conquistou o seu melhor resultado na Pesquisa de Clima, com mais de 70% dos colaboradores considerando como positivos os aspectos da empresa voltados ao ambiente de trabalho. Esse número coloca a CTEEP em um grupo de empresas que é referência de mercado em gestão do clima organizacional, de acordo com a Hay Group, consultoria de gestão de negócios internacional. Também foi eleita uma das “Melhores Empresas para Trabalhar” pelo Great Place to Work (GPTV), instituto internacional que promove pesquisas organizacionais em 53 países.

Em sua estratégia de atuação, a CTEEP busca analisar os impactos sociais, ambientais e econômicos que suas atividades possam trazer, buscando equilibrar as necessidades de crescimento do seu negócio e as demandas da sociedade.

A Companhia adota referenciais de mercado para nortear sua atuação em sustentabilidade, como o Dow Jones Sustainability Index (DJSI) e os Indicadores Ethos para Negócios Sustentáveis e Responsáveis. Também é signatária, desde 2011, do Pacto Global das Nações Unidas, um compromisso formal assumido por organizações de todo o mundo para mobilizar ações em torno de dez princípios relacionados a Direitos Humanos, Direitos do Trabalho, Proteção do Meio Ambiente e Combate à Corrupção.

A CTEEP desenvolve e apoia projetos com foco socioambiental, cultural, esportivo e que contribuam para qualidade de vida da população. Em 2016, por meio de leis de incentivo fiscal e recursos próprios, foram destinados R\$ 1,9 milhões a iniciativas voltadas à saúde, à cultura e ao seu programa de relacionamento com a comunidade e prevenção de riscos relacionados ao negócio de transmissão.

Reconhecimentos

Pelo segundo ano consecutivo, a empresa foi uma das vencedoras do Prêmio da Associação Brasileira das Companhias Abertas (ABRASCA), que destaca os melhores Relatórios Anuais e de Sustentabilidade. A empresa foi campeã na categoria de companhia aberta com receita líquida abaixo de R\$3 bilhões, uma vez, que esse prêmio ocorreu antes do reconhecimento do RBSE.

Em 2016, a Companhia foi considerada uma das 10 melhores empresas na avaliação da Associação dos Analistas e Profissionais de Investimento do Mercado de Capitais (APIMEC), conquista obtida graças à avaliação de sua reunião APIMEC realizada em 2015. E figurou entre as 20 empresas com melhor reputação da Bolsa de Valores de São Paulo (Bovespa).

2. GESTÃO

A estratégia da CTEEP é baseada no desempenho eficiente, na disciplina na gestão econômico-financeira e no olhar criterioso para rentabilidade dos investimentos. Esses aspectos, combinados à atuação sinérgica entre as diversas unidades da companhia localizadas no Brasil, permitem à empresa entregar um serviço de qualidade e confiável.

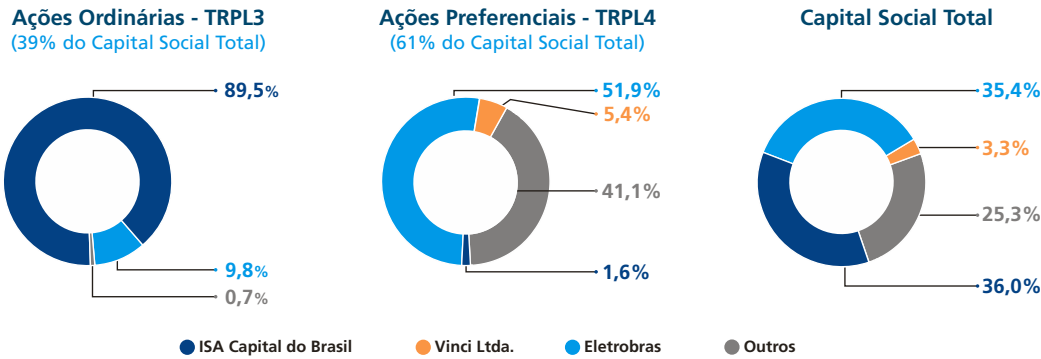
A Companhia realiza uma gestão dedicada a temas regulatórios que impactam as empresas do setor. Nesse contexto, destacaram-se em 2016 a atuação na revisão do valor homologado pela ANEEL para a recomposição da base de remuneração regulatória e a participação ativa da Companhia nas discussões em torno da transferência das Demais Instalações de Transmissão (DIT) para as empresas distribuidoras.

A CTEEP tem trabalhado para reduzir as contingências, sendo mais atuante e proativa na solução dos processos e passivos judiciais e também melhorando sua estratégia para lidar com essas questões.

A gestão de suas subsidiárias é um tema prioritário para a Companhia. Ações voltadas para aprimorar a governança das empresas, alinhando cada vez mais processos operacionais e de gestão e sistemas tecnológicos, foram realizadas em 2016 e continuarão neste ano.

3. GOVERNANÇA CORPORATIVA

Controlada pela ISA, empresa multilatina sediada em Medellín, na Colômbia, com mais de 50 anos de experiência em sistemas de infraestrutura lineares, a CTEEP ainda tem entre seus investidores a Eletrobras, maior grupo brasileiro de energia elétrica, e mais 60 mil acionistas pessoas físicas e jurídicas de diferentes países, dos quais destacam-se abaixo os detentores de mais de 5% das ações ordinárias ou preferenciais:



Desde 2002, a CTEEP integra o Nível 1 de Governança Corporativa da BM&FBovespa e participa do programa de American Depositary Receipts - ADRs - Regra 144 A, nos Estados Unidos, desde 1999.

A companhia foi a primeira organização do setor elétrico a obter a certificação internacional Quality Assessment, concedida pelo The Institute of Internal Auditors (IIA), que reconhece a qualidade das áreas de auditoria interna das empresas.

A Companhia conta com a política de Gestão Integral de Riscos, baseada na metodologia Enterprise Risk Management (ERM), que tem como principal objetivo identificar e gerir os riscos estratégicos, operacionais e do entorno relacionados às atividades do seu negócio. Também implantou o Sistema de Prevenção à Lavagem de Dinheiro e Financiamento ao Terrorismo (SARLAFT), um conjunto de ações preventivas e de detecção de riscos para proteger a Companhia do relacionamento com pessoas físicas ou jurídicas que estejam ligadas diretamente a práticas de crimes de lavagem de dinheiro e financiamento ao terrorismo.

4. DESEMPENHO OPERACIONAL

A CTEEP é referência no setor quando se trata de desempenho. Esse patamar de qualidade é alcançado, ano após ano, graças ao uso de tecnologias de ponta, combinado ao profundo conhecimento técnico de seus colaboradores e a uma estratégia de operação e manutenção focada na sinergia entre as diversas unidades da Companhia.

Buscando sempre a melhora de seus níveis de eficiência, a empresa realiza um acompanhamento minucioso de seus indicadores operacionais. Entre eles, destacam-se o Índice de Energia Não Suprida (IENS), obtido pela relação percentual entre o total de energia não suprida durante todas as ocorrências no ano e o total da demanda de energia suprida pela Companhia. Em 2016, o IENS foi da ordem de 6,54.10-6 sobre a carga atendida. Esse foi um dos melhores resultados apresentados pela CTEEP para esse indicador, comprovando a tendência de diminuição registrada nos últimos anos.

A Companhia também adota referenciais de nível mundial, como os indicadores do programa The International Transmission Operations & Maintenance Study (ITOMS). A CTEEP é a única empresa brasileira a integrar esse programa, que mensura a performance de companhias de transmissão de diversos países, avaliando seu desempenho em relação ao nível de serviço e custo. No ITOMS, a Companhia é referência em diferentes aspectos, entre eles o custo de manutenção de subestações.

Um aspecto importante da estratégia operacional da Companhia é a busca constante de soluções inovadoras. Desde que foi implantado, o Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da CTEEP já investiu R\$ 71 milhões em 105 projetos concluídos e em andamento, que estimulam os colaboradores a encontrar melhorias em equipamentos e processos, gerando novos conhecimentos que alavancam o desempenho da CTEEP e trazem benefícios para todo o setor elétrico. Somente em 2016, o programa de P&D contou com um aporte de mais de R\$2 milhões.

5. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Reconhecimento RBSE

A CTEEP reconheceu em 2016 o valor do RBSE atualizado, com impacto de R\$7.318,5 milhões no ativo financeiro, R\$6.503,6 milhões na receita operacional líquida, R\$2.211,2 milhões nas provisões de imposto de renda e contribuição social diferidos e R\$4.292,4 milhões no lucro líquido.

A mensuração e contabilização do direito referente às instalações do SE foi possível, após a publicação pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, em outubro de 2016, da Nota Técnica nº 336/2016, que resultou na abertura de Audiência Pública nº 68/2016, para o período de 14 de outubro a 14 de novembro de 2016, com vistas a obter subsídios e informações adicionais para aprimoramento do cálculo do custo de capital a ser adicionado à RAP das concessionárias de transmissão, abrangidas pela Lei nº 12.783/2013, em consonância com a Portaria MME nº 120/2016.

Resultados 2016 IFRS

Em 2016, a **Receita Operacional Bruta** Consolidada atingiu R\$8.774,3 milhões, decorrente, substancialmente, da atualização do ativo financeiro do contas a receber do RBSE, no montante de R\$7.318,5 milhões.

• A **Receita de Infraestrutura** consolidada totalizou R\$171,9 milhões em 2016, queda de 38,3% quando comparada aos R\$278,7 milhões de 2015, decorrente, principalmente, da conclusão de projetos de reforços, da implantação de novas instalações de infraestrutura nas subestações e da recapitação de linhas de transmissão na Controladora. Nas Controladas, houve redução de receita de infraestrutura devido a fase de implementação da instalação de banco de transformadores, capacitores e reatores na IEPinheiros e Serra do Japi.

• No exercício de 2016, a **Receita de Operação e Manutenção** consolidada somou R\$835,8 milhões, aumento de 0,8% quando comparados aos R\$829,6 milhões de 2015. Esse aumento é justificado, principalmente, pela variação positiva, referente ao IGPm/IPCA aplicados na parcela da receita de O&M que corrigem a RAP do ciclo 2016/2017, redução de entrada de novos projetos e variação negativa da parcela de ajuste (PA).

• A **Receita de Remuneração dos Ativos da Concessão** consolidada somou R\$ 7.743,2 milhões em 2016, refletindo a atualização do valor do contas a receber do RBSE, que impactou em um ajuste no ativo de R\$7.318,5 milhões. Excluindo este efeito, a **Receita de Remuneração dos Ativos de Concessão** consolidada somou R\$424,7 milhões em 2016, aumento de 36,3% comparada a 2015, refletindo, principalmente, o ajuste do ciclo da RAP 2016/2017 e a atualização do ativo financeiro.

• As **Outras Receitas** referem-se a aluguéis com empresas de telecomunicação e prestação de serviços relacionados à manutenção e análises técnicas contratadas por terceiros. Em 2016, estas receitas totalizaram R\$ 23,4 milhões, aumento de 5,4% comparada ao ano de 2015.

As **Deduções da Receita Operacional** consolidadas atingiram R\$985,1 milhões em 2016, frente aos R\$154,9 milhões de 2015, trazendo o efeito da provisão de PIS e CONFINS no montante de R\$814,9 milhões sobre a remuneração do ativo de concessão do RBSE.

A **Receita Operacional Líquida** em 2016 atingiu R\$7.789,2 milhões, decorrente, principalmente, do reconhecimento da remuneração do ativo de concessão do RBSE no montante de R\$6.503,6 milhões.

Os **custos e despesas de O&M** em 2016 registraram R\$479,5 milhões, queda de 8,2% em relação ao ano de 2015.

Esta redução dos custos e despesas traz os efeitos, principalmente, do acréscimo nos custos e despesas de pessoal em decorrência do dissídio coletivo de 9,32% concedido em 2016; do aumento em materiais pelo consumo de estoque aplicado nas manutenções de linhas de transmissão e subestações; do aumento em serviços de terceiros, pela manutenção e conservação de linhas de transmissão e subestações e reajustes contratuais; e da redução nas despesas de contingências pelo efeito não recorrente, da revisão de metodologia nos processos trabalhistas, realizada em 2015, quando a CTEEP passou a considerar histórico de condenações com provas disponíveis e casos análogos.

Os custos de infraestrutura consolidados registraram R\$156,4 milhões em 2016, redução de 38,6% em relação a 2015. Esta variação acompanha a queda na receita de infraestrutura, decorrente da conclusão de projetos de reforços e menor atividade de implantação de infraestrutura.

O resultado da **equivalência patrimonial consolidado** em 2016 registrou receita de R\$267,7 milhões, aumento de 66,0% frente à receita de R\$161,3 milhões registrado em 2015.

A variação positiva é proveniente, principalmente, do aumento na receita líquida das subsidiárias IEMadeira e IE Garanhuns, refletindo, o ajuste de ciclo da RAP 2016/2017 de ambas e o recebimento da RAP integral na IEGaranhuns pela entrada em operação comercial no final de 2015.

O **resultado financeiro** consolidado registrou despesa de R\$109,9 milhões em 2016, aumento de 333,5% frente à despesa de R\$25,3 milhões registrada em 2015.

A variação reflete, principalmente, o fim das receitas de variação monetária e de juros ativos, referentes à atualização do IPCA + 5,59%, pelo recebimento do contas a receber de ativo reversível pela Lei nº 12.783/2013 (RBNII), combinado com o aumento nas despesas de variação monetária pela atualização das provisões de demandas judiciais.

O **resultado do Imposto de Renda e Contribuição Social** apresentou despesa de R\$ 2.333,9 milhões, devido à constituição de provisão de IR/CSLL diferido no montante de R\$ 2.211,2 milhões pelo o efeito do reconhecimento da remuneração do ativo de concessão do RBSE no resultado de 2016. Excluindo o efeito, o imposto de renda e contribuição social consolidado resultou em despesa de R\$ 122,7 milhões no ano, 32,8% superior ao registrado em 2015.

O **Lucro Líquido** em 2016 totalizou R\$4.949,3 milhões, comparado a R\$517,2 milhões em 2015, decorrente do impacto de R\$4.292,4 milhões do reconhecimento da remuneração do ativo de concessão do RBSE. Excluindo esse efeito, o lucro líquido foi de R\$656,9 milhões em 2016, aumento de 27,0%.

O **EBITDA Consolidado**, conforme ICMV 527/12 foi de R\$7.404,8 milhões. Excluindo o efeito do reconhecimento da remuneração do ativo de concessão do RBSE o EBITDA foi de R\$901,1 milhões em 2016, aumento de R\$225,3 milhões, comparado ao EBITDA de R\$675,8 milhões registrado em 2015.

A **divida bruta** consolidada em 31 de dezembro de 2016 somou R\$1.010,5 milhões, queda de 7,9% em relação ao final de 2015 quando registrou R\$1.096,7 milhões, refletindo, principalmente, o pagamento de R\$270,2 milhões, em principal e juros das debêntures da 1ª e 3ª Emissão da Companhia, e emissão em agosto de 2016 de R\$148,3 milhões de debêntures de infraestrutura.

As **disponibilidades** da CTEEP consolidada somavam R\$340,6 milhões em 31 de dezembro de 2016, queda de 23,7% em comparação ao registrado em 31 de dezembro de 2015. A **divida líquida** consolidada totalizou R\$ 669,8 milhões, apresentando aumento de 3,0% em relação à divida líquida ao final de 2015.

6. INVESTIMENTOS

Em 2016, a CTEEP, suas controladas e controladas em conjunto investiram em reforços, novas conexões e modernizações um total de R\$ 191,8 milhões comparados ao R\$ 376,5 milhões investidos em 2015. A variação decorre, sobretudo, pelo esforço de negociações comerciais para redução de preços contratuais e projetos suspensos por pleitos da CTEEP buscando melhor rentabilidade.

Plano de Investimentos para 2017

Em reunião realizada em novembro de 2016, o Conselho de Administração aprovou Plano de Investimentos para 2017 em até R\$ 513,8 milhões, sendo R\$ 310,3 milhões em reforços, novas conexões, modernizações e melhorias na CTEEP, R\$157,6 milhões de investimentos pelas subsidiárias em projeto original, melhorias, reforços e novas conexões e R\$ 45,9 milhões em capitalização de pessoal e investimentos corporativos.

7. MERCADO DE CAPITAIS

As ações ordinárias e preferenciais da CTEEP (BM&FBovespa: TRPL3 e TRPL4) encerraram 2016 cotadas a R\$ 59,00 e R\$ 64,87, o que representa uma variação de 37,24% e 41,95%, respectivamente, em relação a 31 de dezembro de 2015. No mesmo período, o Ibovespa apresentou uma valorização de 38,94% e o Índice de Energia Elétrica (IEE) de 45,58%.

Ao longo de 2016, as ações preferenciais da CTEEP apresentaram volume médio diário de negociação na BM&FBovespa de R\$ 27,4 milhões, aumento de 83,9% em comparação ao ano de 2015. O volume total negociado de TRPL4 no ano foi de R\$ 6.928 milhões.

A média diária de negócios nas ações preferenciais foi de 2.614, representando aumento de 37,0% em relação à média de 2015. As ações preferenciais da CTEEP atingiram 650,9 mil negociações em 2016.

8. AUDITORES INDEPENDENTES

Com respeito à prestação de serviços relacionados à auditoria externa, a CTEEP informa que a Ernst & Young Auditores Independentes S.S., prestou apenas serviços relacionados à Auditoria das Demonstrações Financeiras individuais e consolidadas do exercício de 2016.

→☆continuação

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015
Em milhares de reais, exceto quando de outra forma indicado

Ativo	Nota	Controladora		Consolidado	
		2016	2015	2016	2015
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa.....	5	1.609	3.120	4.524	6.135
Aplicações financeiras.....	6	124.479	230.855	336.138	440.054
Contas a Receber (ativo da concessão).....	7	1.091.764	220.566	1.221.016	319.961
Estoques.....		35.796	38.787	37.723	40.476
Tributos e contribuições a compensar.....	9	8.248	4.928	8.563	5.763
Créditos com controladas.....	29	18.340	29.500	18.041	29.200
Despesas pagas antecipadamente.....		10.104	6.037	10.303	6.057
Outros.....		41.714	49.866	44.036	51.180
		1.332.054	583.659	1.680.344	898.826
Não circulante					
Realizável a longo prazo					
Caixa restrito.....	14	–	–	12.002	12.059
Contas a Receber (ativo da concessão).....	7	9.222.081	2.569.403	10.225.808	3.526.968
Valores a receber - Secretaria da Fazenda.....	8	1.150.358	965.920	1.150.358	965.920
Imposto de renda e contribuição social diferidos.....	28	–	183.809	–	183.809
Cauções e depósitos vinculados.....	10	70.166	66.252	70.175	66.268
Estoques.....		25.438	27.948	32.512	29.675
Outros.....		1.570	9.835	1.570	9.835
		10.469.613	3.823.167	11.492.425	4.794.534
Investimentos.....	11	2.757.784	2.394.590	1.826.930	1.572.640
Imobilizado.....	12	25.424	23.163	25.457	23.194
Intangível.....	13	18.219	22.649	41.843	49.509
		2.801.427	2.440.402	1.894.230	1.645.343
		13.271.040	6.263.569	13.386.655	6.439.877
		14.603.094	6.847.228	15.066.999	7.338.703
Total do ativo.....					

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO DO EXERCÍCIO
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015
Em milhares de reais, exceto quando de outra forma indicado

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2016	2015	2016	2015
Receita operacional líquida	24.1	7.585.688	1.089.287	7.789.240	1.287.130
Custo dos serviços de implementação da infraestrutura e de operação e manutenção	25	(474.606)	(521.298)	(494.973)	(575.326)
Lucro bruto		7.111.082	567.989	7.294.267	711.804
(Despesas) receitas operacionais					
Gerais e administrativas	25	(130.133)	(192.335)	(135.198)	(196.991)
Honorários da administração	25 e 29	(5.227)	(4.595)	(5.661)	(4.991)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	27	(27.939)	(37.919)	(27.939)	(36.190)
Resultado de equivalência patrimonial	11	426.824	281.766	267.706	161.306
		263.525	46.917	98.908	(76.866)
Lucro antes das receitas e despesas financeiras e dos impostos sobre o lucro		7.374.607	614.906	7.393.175	634.938
Despesas financeiras	26	51.106	133.835	76.684	151.711
Despesas financeiras	26	(169.258)	(159.041)	(186.613)	(177.067)
		(118.152)	(25.206)	(109.929)	(25.356)
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social		7.256.455	589.700	7.283.246	609.582
Imposto de renda e contribuição social					
Corrente	28	(71.797)	(80.523)	(79.301)	(85.804)
Diferido	28	(2.252.346)	(4.747)	(2.254.611)	(6.592)
		(2.324.143)	(85.270)	(2.333.912)	(92.396)
Lucro líquido do exercício		4.932.312	504.430	4.949.334	517.186
Atribuível aos:					
Acionistas controladores				4.932.312	504.430
Acionistas não controladores				17.022	12.756
Lucro básico por ação	23 (e)	<u>30,20956</u>	<u>3,12807</u>		
Lucro diluído por ação	23 (e)	<u>30,01340</u>	<u>3,07192</u>		

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015
Em milhares de reais, exceto quando de outra forma indicado

	Controladora		Consolidado	
	2016	2015	2016	2015
Lucro líquido do exercício.....	4.932.312	504.430	4.949.334	517.186
Outros resultados abrangentes.....	–	–	–	–
Total do resultado abrangente do exercício	4.932.312	504.430	4.949.334	517.186
Atribuível aos:				
Acionistas controladores.....		4.932.312	504.430	
Acionistas não controladores.....		–	17.022	

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015
Em milhares de reais, exceto quando de outra forma indicado

	Controladora		Consolidado	
	2016	2015	2016	2015
Fluxo de caixa das atividades operacionais				
Lucro líquido do exercício.....	4.932.312	504.430	4.949.334	517.186
Ajustes para reconciliar o lucro líquido ao caixa gerado pelas atividades operacionais				
Atualização contas a receber Lei nº 12.783 - SE.....	(7.318.492)	–	(7.318.492)	–
PIS e COFINS diferidos (nota 18).....	837.739	27.874	840.423	31.050
Depreciação e amortização (notas 12, 13 e 25).....	8.313	7.776	9.061	8.525
Imposto de renda e contribuição social diferidos.....	2.252.346	4.747	2.254.611	6.592
Demandas judiciais (nota 20 (a)).....	(63.749)	36.937	(64.041)	37.136
Custo residual de ativo imobilizado baixado (notas 12 e 13).....	5.319	375	5.340	375
Benefício fiscal - ágio incorporado (nota 28).....	36	29.887	36	29.887
Amortização de ativo da concessão na aquisição de controlada (notas 11).....	2.490	2.491	2.490	2.491
Realização da perda em controlada em conjunto (notas 11).....	(2.276)	(2.340)	(2.276)	(2.340)
Resultado de equivalência patrimonial (notas 11).....	(426.824)	(281.766)	(267.706)	(161.306)
Juros e variações monetárias e cambiais sobre ativos e passivos.....	160.737	151.214	177.749	168.466
	387.951	481.625	586.529	638.062
(Aumento) diminuição de ativos				
Caixa restrito.....	–	–	57	(369)
Contas a receber (ativo da concessão).....	(205.384)	137.881	(279.127)	51.013
Estoques.....	5.501	14.684	(84)	13.538
Valores a receber - Secretaria da Fazenda.....	(184.438)	(163.818)	(184.438)	(163.818)
Tributos e contribuições a compensar.....	(3.320)	27.300	(2.800)	28.799
Despesas pagas antecipadamente.....	(4.067)	(5.218)	(4.246)	(5.109)
Cauções e depósitos vinculados.....	215	(3.899)	222	(3.915)
Outros.....	15.301	17.276	14.292	34.704
	(376.192)	24.206	(456.124)	(45.157)
Aumento (diminuição) de passivos				
Fornecedores.....	7.455	(14.657)	6.532	(40.520)
Tributos e encargos sociais a recolher.....	1.548	2.184	1.636	1.896
Impostos parcelados - Lei nº 11.941.....	(16.927)	(15.603)	(16.927)	(15.603)
Encargos regulatórios a recolher.....	(12.170)	(12.292)	(11.856)	(12.886)
Provisões.....	3.734	1.842	3.853	2.288
Valores a pagar Funesp.....	(649)	769	(649)	769
Outros.....	27.867	11.536	22.032	14.798
	10.858	(26.221)	4.621	(49.258)
	22.617	479.610	135.026	543.647
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais				
Fluxo de caixa das atividades de investimentos				
Aplicações financeiras.....	106.376	167.768	103.916	39.547
Transações com acionistas não controladores.....	–	–	(17.085)	102.473
Imobilizado (nota 12).....	(5.745)	(2.166)	(5.767)	(2.184)
Intangível (nota 13).....	(5.718)	(1.111)	(5.721)	(1.335)
Investimentos (nota 11).....	(2.394)	(120.964)	(2.394)	(103.364)
Dividendos recebidos.....	78.050	27.628	28.050	15.945
	170.569	71.155	100.999	51.082
Caixa gerado nas atividades de investimentos				
Fluxo de caixa das atividades de financiamento				
Adições de empréstimos (notas 14 e 15).....	150.407	103.877	150.407	103.877
Pagamentos de empréstimos (principal) (notas 14 e 15).....	(219.355)	(115.140)	(245.851)	(141.636)
Pagamentos de empréstimos (juros) (notas 14 e 15).....	(113.412)	(172.871)	(123.855)	(190.630)
Integralização de capital.....	97.373	–	97.373	–
Dividendos e juros sobre capital próprios pagos (nota 23 (b)).....	(109.710)	(364.901)	(109.710)	(364.901)
	(194.697)	(549.035)	(237.636)	(593.290)
Caixa utilizado nas atividades de financiamentos	(1.511)	1.730	(1.611)	1.439
Aumento (redução) líquido em caixa e equivalentes de caixa				
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício.....	1.609	3.120	4.524	6.135
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício.....	3.120	1.390	6.135	4.696
	(1.511)	1.730	(1.611)	1.439

O total de imposto de renda e contribuição pagos pela Companhia e suas controladas em 2016 foi de R\$61.867 (R\$56.646 em 2015) e R\$66.776 (R\$60.701 em 2015), respectivamente.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015
Em milhares de reais, exceto quando de outra forma indicado

											Controladora e consolidado		
	Nota	Capital social	Reservas de capital	Adiantamento para futuro aumento de capital	Reserva legal	Reserva estatutária	Reserva de retenção de lucros	Reserva especial de lucros a realizar	Lucros acumulados	Total	Participação de não controladores	Total	
Reservas de lucros													
Em 31 de dezembro de 2014		2.215.291	1.277.356	666	253.032	191.906	1.226.794	-	-	5.165.045	63.567	5.228.612	
Juros sobre capital próprio prescritos		-	-	-	-	-	-	-	570	570	-	570	
Dividendos prescritos		-	-	-	-	-	-	-	1.025	1.025	-	1.025	
Aquisição de participação adicional junto a não controladores		-	-	-	-	-	-	-	-	-	102.473	102.473	
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	-	504.430	504.430	12.756	517.186	
Destinação do lucro:													
Constituição da reserva legal	23 (c)	-	-	-	25.222	-	-	-	(25.222)	-	-	-	
Constituição da reserva estatutária	23 (c)	-	-	-	-	29.623	-	-	(29.623)	-	-	-	
Constituição da reserva de retenção de lucros	23 (c)	-	-	-	-	-	116.315	-	(116.315)	-	-	-	
Dividendos intermediários (R\$ 2,0765735 por ação)	23 (b)	-	-	-	-	-	-	-	(334.865)	(334.865)	-	(334.865)	
Em 31 de dezembro de 2015		2.215.291	1.277.356	666	278.254	221.529	1.343.109	-	-	5.336.205	178.796	5.515.001	
Aumento de capital	23 (a)	157.146	(59.773)	-	-	-	-	-	97.373	-	-	97.373	
Aquisição de participação adicional junto a não controladores		-	-	-	-	-	-	-	-	-	(17.085)	(17.085)	
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	-	4.932.312	4.932.312	17.022	4.949.334	
Destinação do lucro:													
Constituição da reserva legal	23 (c)	-	-	-	196.234	-	-	-	(196.234)	-	-	-	
Constituição da reserva estatutária	23 (c)	-	-	-	-	15.715	-	-	(15.715)	-	-	-	
Constituição da reserva de retenção de lucros	23 (c)	-	-	-	-	-	148.639	-	(148.639)	-	-	-	
Constituição da reserva especial de lucros a realizar	23 (c)	-	-	-	-	-	-	4.324.224	(4.324.224)	-	-	-	
Dividendos intermediários (R\$ 1,502543 por ação)	23 (b)	-	-	-	-	-	-	-	(247.500)	(247.500)	-	(247.500)	
Em 31 de dezembro de 2016		2.372.437	1.217.583	666	474.488	237.244	1.491.748	4.324.224	-	10.118.390	178.733	10.297.123	

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



→ **continuação**

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

Em milhares de reais, exceto quando de outra forma indicado

1. CONTEXTO OPERACIONAL

1.1 Objeto social

A CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista ("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 EPTÉ - Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S.A. ("EPTÉ"), empresa oriunda da cisão parcial da Eletropaulo - Eleticidade de São Paulo S.A.

Em laço de privatização realizado em 28 de junho de 2006, na Bolsa de Valores de São Paulo - BOVESPA, 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 laço foi a Interconexão Elétrica S.A. E.S.P.

As ações da Companhia são negociadas na Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros - BM&FBovespa. 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 Itaú S.A. é o custodiante. Em setembro de 2002, a Companhia aderiu às práticas diferenciadas de Governança Corporativa - Nível 1, da BM&FBovespa. 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 de Governança Corporativa Trade - IGCT, Índice de Energia Elétrica - IEE, Índice Brasil Amplo - IBRA, Índice Brasil 100 - IBRX 100, Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada - IGDX, Índice Mid Large Cap - MLCX, Índice BM&FBOVESPA Utilidade Pública - UTIL e Índice Valor BM&FBOVESPA - IBVX2.

1.2 Concessões

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

Concessionária	Contrato	Participações (%)	Revisão Tarifária Periódica		Receita Anual Permitida - RAP			
			Prazo (anos)	Vencimento	Prazo	Próxima	Índice de correção	Mês-Base
CTEEP	059/2001		30	31.12.42	5 anos	2018	IPCA	06/16
Controladas								
Serra do Japi	026/2009	100	30	18.11.39	5 anos	2020	IPCA	06/16
Pinheiros	015/2008	100	30	15.10.38	5 anos	2019	IPCA	06/16
Serra do Japi (*)	143/2001	100	30	20.12.31	n/a	n/a	IGPM	06/16
IEMG	004/2007	100	30	23.04.37	5 anos	2017	IPCA	06/16
Evrecy	020/2008	100	30	17.07.25	4 anos	2017	IGPM	06/16
Pinheiros	012/2008	100	30	15.10.38	5 anos	2019	IPCA	06/16
Pinheiros	021/2011	100	30	09.12.41	5 anos	2017	IPCA	06/16
Pinheiros	018/2008	100	30	15.10.38	5 anos	2019	IPCA	06/16
Itaipava	018/2017	100	30	10.02.47	5 anos	2022	IPCA	06/16
Controladas em conjunto								
IEMadeira	013/2009	51	30	25.02.39	5 anos	2019	IPCA	06/16
IEMadeira (**)	015/2009	51	30	25.02.39	5 anos	2019	IPCA	06/16
IEGaranhuns	022/2011	51	30	09.12.41	5 anos	2017	IPCA	06/16
IENNE	001/2008	25	30	16.03.38	5 anos	2018	IPCA	06/16
IESul	016/2008	50	30	15.10.38	5 anos	2019	IPCA	06/16
IESul	013/2008	50	30	15.10.38	5 anos	2019	IPCA	06/16
Paraguçu	03/2017	50	30	10.02.47	5 anos	2022	IPCA	06/16
Almorés	04/2017	50	30	10.02.47	5 anos	2022	IPCA	06/16

(*) Em 30 de abril de 2015, a Companhia transferiu o contrato de concessão de transmissão de energia elétrica nº 143/2001 para a controlada Serra do Japi, via aumento de capital, conforme aprovado em Resolução Autorizativa da ANEEL nº 5.036 de 20 de janeiro de 2015 (nota 11.1a) (ii).

(**) 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. Em função da existência de pendências impeditivas decorrentes de outros agentes (relativas a não conclusão dos estudos conjuntos dos integradores no simulador de estudos elétricos do ONS), tem sido aplicado o 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 é previsto o direito à remuneração dos investimentos em ampliação, reforços e melhorias.

Lei nº 12.783/2013

No dia 12 de setembro de 2012, foi publicada a Medida Provisória 579/2012 (MP 579) que regulamentou a prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, outorgadas antes da publicação da Lei nº 8.987, de 1995, e alcançadas pela Lei nº 9.074 de 1995. Em 14 de setembro de 2012, foi publicado o Decreto 7.805 que regulamentou a MP 579.

De acordo com a MP 579, as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia, vencidas ou vincendas nos 60 meses subsequentes à publicação da referida MP, tinham a opção de ter o vencimento antecipado para dezembro de 2012, com prorrogação, a critério do Poder Concedente ou não, sendo 50% à vista e 50% em parcelas, liquidadas durante o exercício da concessão. A opção de antecipação da data de vencimento, dentre outras, das seguintes principais condições: i) receita fixada conforme critérios estabelecidos pela ANEEL; ii) valores estabelecidos pela indenização dos ativos; e iii) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL.

Em 1 de novembro de 2012, o Ministério de Minas e Energia (MME), publicou a Portaria Interministerial nº 580, na qual foram definidos os valores da indenização atribuível à Companhia, para as instalações energizadas a partir de 1 de junho de 2000 (NI), no valor de R\$2.891.291 referente ao contrato de concessão nº 059/2001 (único contrato alcançado pela referida MP) e a Portaria Interministerial nº 579, na qual ficou definido o novo valor da RAP a partir de 1 de janeiro de 2013.

Em 29 de novembro de 2012, foi publicada a Medida Provisória nº 591 (MP 591) que alterou a MP 579 de maneira a autorizar o Poder Concedente a pagar o valor relativo aos ativos não depreciados existentes em 31 de maio de 2000 (SE). As MP's 579 e 591 foram convertidas em Lei nº 12.783/2013, em janeiro de 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.

Em 4 de dezembro de 2012, foi assinado aditivo ao contrato de concessão nº 059/2001, com opção de recebimento da indenização, referente aos ativos da NI, sendo 50% à vista e 50% em parcelas, liquidadas durante o exercício de 2015, remanescentes das discussões quanto à forma de atualização (nota 7).

A Companhia protocolou, em 13 de agosto de 2014, o laudo de avaliação independente referente aos ativos do SE, que totaliza R\$5.186.018, equivalente aos investimentos pelo Valor Novo de Reposição (VNR) e ajustado pela depreciação acumulada até 31 de dezembro de 2012. Na 4ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL, realizada em 15 de dezembro de 2015, foi homologado o valor desses ativos em R\$3.896.328, sendo objeto do Despacho nº 4036/2015, publicado no Diário Oficial da União no dia 21 de dezembro de 2015. Com o objetivo de reformar a decisão da Diretoria da ANEEL, foi protocolado pela Companhia em 30 de dezembro de 2015, pedido para que aquela Agência reconsiderasse o valor desses ativos, o qual encontra-se em fase de análise e fiscalização pela ANEEL e como continuidade deste processo de fiscalização foi emitido, em 7 de fevereiro de 2017, relatório de fiscalização complementar, que conclui quanto o valor de R\$4.094.440, data-base 31 de dezembro de 2012. Este valor pendente de homologação da ANEEL, portanto não há reconhecimento contábil em 31 de dezembro de 2016.

Em 20 de abril de 2016, foi emitida a Portaria nº 120 do Ministério de Minas e Energia (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 apresenta proposta de regulamentação quanto ao previsto na Portaria nº 120 do MME e foi submetida à Audiência Pública com início em 14 de outubro de 2016. A Nota Técnica regulamenta a metodologia de cálculo do custo do capital e do custo da RAP a ser adicionado referente o valor das instalações do SE e determina valores e prazos de pagamento por concessionárias, conforme mencionado na nota 7 (d).

Nota Técnica da ANEEL nº 032/2015-SRD/ANEEL

A ANEEL, em Reunião Pública Ordinária da Diretoria realizada em 23 de junho de 2015, aprovou a abertura de audiência pública para o período de 29 de junho a 31 de agosto de 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 (Processo Administrativo nº 48500.004452/2014-60). As DIT se caracterizam por instalações com tensão de operação inferior a 230 kV e, conforme parágrafo 46 da referida Nota Técnica, a transferência proposta contempla parte dessas instalações, que caso venha a ocorrer, ensejará o pagamento de indenização às transmissoras afetadas. Em agosto de 2015, a Companhia apresentou suas contribuições à Audiência Pública, juntamente com pareceres jurídico, técnico e econômico-financeiro, contestando os fundamentos da Nota Técnica da ANEEL nº 32/2015, bem como apontando consequências da eventual transferência de parte de suas DIT e definição dos critérios a serem considerados para preservação do equilíbrio econômico-financeiro de sua concessão, incluindo revisão do critério de cálculo da indenização.

Recapitulando as contribuições dos agentes em 07 de dezembro de 2015, foi emitido o Parecer nº 786/2015/PF-ANEEL/PGF/AGU, do Procurador-Geral Substituto da ANEEL, que questiona a competência da ANEEL para promover a transferência compulsória das DIT das transmissoras às distribuidoras e sugere maior aprofundamento das áreas técnicas sobre o eventual comprometimento do equilíbrio econômico financeiro que esta medida poderia causar sobre a receita das concessionárias de transmissão.

Faça às contribuições recebidas ao constante do Parecer nº 786/2015/PF-ANEEL/PGF/AGU, em 26 de abril de 2016 a Diretoria da ANEEL determinou a abertura de segunda fase da Audiência Pública, com período de contribuições de 28 de abril a 27 de julho de 2016. Nessa segunda fase o escopo de transferência foi delimitado apenas às DIT de uso exclusivo das distribuidoras, porém ainda de forma compulsória. No prazo determinado pela ANEEL, a Companhia apresentou suas contribuições, juntamente com pareceres jurídico, técnico e econômico-financeiro, em que foram apresentados os seguintes argumentos em especial: (i) necessidade de manutenção do equilíbrio econômico do contrato de concessão da transmissora; (ii) a eventual transferência destas instalações deve ser consensual e não compulsória, mediante o estabelecimento de "regulação por incentivo"; (iii) preservar nas transmissoras os ativos que tenham função sistêmica, evitando assim, no futuro, uma possível volta ao tema, considerando a possibilidade de transferência de DIT com função de otimização eletroenergética.

Em 07 de fevereiro de 2017, a resolução normativa nº 758 estabeleceu as disposições gerais para a transferência de algumas DIT Exclusivas para as distribuidoras conforme previsão no anexo da referida resolução.

As DIT Exclusivas passíveis de transferência serão incorporadas ao ativo das distribuidoras na primeira revisão tarifária ordinária subsequente a 01 de janeiro de 2019.

Conforme Nota Técnica nº 170/2016, considerando a relação de instalações que constam no anexo da resolução normativa nº 758/2017, a RAP atual dessas instalações é de ordem de R\$6,0 milhões, tendo contrapartida da indenização de aproximadamente R\$12,0 milhões.

A eventual perda de receita com a transferência destas DIT será equivalente ao custo marginal de operação e manutenção, que será determinado pela ANEEL a partir da revisão tarifária.

Lei nº 008/2011 - ANEEL

Em 10 de junho de 2011, o consórcio Extremoz, constituído por CTEEP (51%) e Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf (49%), arrematou, em sessão pública realizada na BM&FBovespa, o lote A do laço ANEEL nº 001/2011, composto pelas LT Ceará-Mirim - João Câmara II, em 500 kV com 64 km; LT Ceará-Mirim - Campina Grande III, em 500 kV com 201 km; LT Ceará-Mirim - Extremoz II, em 230 kV com 26 km; LT Campina Grande III - Campina Grande II, com 8,5 km; SE João Câmara II 500 kV, SE Campina Grande III 500/230 kV e SE Ceará-Mirim 500/230 kV. Em 7 de julho do mesmo ano foi constituída a Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A., observando as mesmas participações, com o objetivo de explorar o serviço concedido. Este projeto tem investimento estimado em R\$622,0 milhões e RAP de R\$31,9 milhões, base junho de 2011.

A ETN formalizou junto à ANEEL, em 20 de março de 2016, a inscrição da CTEEP de retirar do consórcio. Conforme Resolução Autorizativa nº 5.218 de 20 de maio de 2015, a ANEEL anuiu a transferência do controle societário estabelecendo o prazo para implementação da operação em 120 dias a contar da data de publicação da resolução. Em 10 de dezembro de 2015 foi obtida a aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE. Em 06 de dezembro de 2016 foi obtida aprovação da ANEEL, restando pendente autorização do Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão - DEST.

Lei nº 013/2015 - ANEEL (2ª etapa) - ANEEL

Em 28 de outubro de 2016, através do laço ANEEL nº 013/2015, em sessão pública realizada na BM&FBOVESPA, a Companhia arrematou o lote 21 de forma independente e os lotes 3 e 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 21 tem a seguinte composição:

Lote	Descrição	RAP Lance (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, (94-1-Res) 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.

Os lotes 3 e 4 têm a seguinte composição:

Lote	Descrição	RAP Lance (R\$)	Investimentos Estimados ANEEL (R\$)	Prazo (meses)	Participação CTEEP
3	LT 500 kV Poços III - Padre Paraiso 2 C2, com 338 km;	106.613	505.595	60	50%
4	LT 500 kV Padre Paraiso 2 - Governador Valadares 6 C2, com 208 km.	71.424	341.118	60	50%

Assim o com o lote 21, 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.

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 emitidos 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, exceto quanto ao 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 22 de fevereiro de 2017.

Estas demonstrações financeiras, bem como as demonstrações contábeis regulatórias, mencionadas na nota 2.6, estarão disponíveis no site da Companhia a partir de 23 de fevereiro e até 30 de abril de 2017, respectivamente.

2.2 Reclassificações de saldos contábeis

(i) Em 31 de dezembro de 2015, os saldos referentes às rubricas "despesas gerais e administrativas" e "receitas e despesas financeiras" na demonstração do resultado do exercício foram reclassificados para melhor apresentação da variação monetária referente a demandas judiciais.

Demonstrações de Resultados do Exercício	Controladora				Consolidado			
	Saldos apresentados em 2015	Reclas-sificações	Saldos após reclas-sificação	Saldos apresentados em 2015	Reclas-sificações	Saldos após reclas-sificação	Saldos apresentados em 2015	Reclas-sificações
Despesas gerais e administrativas	(213.219)	20.884	(192.335)	(217.875)	20.884	(196.991)	(213.219)	20.884
Resultado financeiro	(4.322)	(20.884)	(25.206)	(4.472)	(20.884)	(25.356)	(4.322)	(20.884)

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 revisitos 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 à 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 3.22 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 ativos subsequentes ao ativo financeiro somente ocorrerá quando da prestação do serviço 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 transformados em despesas relativas 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 tem o poder de controlar as políticas financeiras e operacionais de uma entidade para auferir benefícios de suas atividades.

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 2016 e 2015, as participações nas controladas se apresentavam da seguinte forma:

Controladas	Data-base das demonstrações financeiras		Participação %	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Interligação Elétrica de Minas Gerais S.A. (IEMG)	31.12.2016	100	100	100
Interligação Elétrica Pinheiros S.A. (Pinheiros)	31.12.2016	100	100	100
Interligação Elétrica Serra do Japi S.A. (Serra do Japi)	31.12.2016	100	100	100
Evrecy Participações Ltda. (Evrecy)	31.12.2016	100	100	100
Fundo de Investimento Referenciado DI Bandeirantes	31.12.2016	53 (*)	59	59
Fundo de Investimento Xavantes Referenciado DI	31.12.2016	38 (*)	59	59

(*) 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 19 (R2) e 36 (R3) e possuem acordo de acionistas que define o controle compartilhado.

Em 31 de dezembro de 2016 e 2015, as participações nas controladas em conjunto, se apresentavam da seguinte forma:

Controladas em conjunto		Data-base das	Participação %	
		demonstrações financeiras	31.12.2016	31.12.2015
Interligação Elétrica Norte e Nordeste S.A. (IENNE)	31.12.2016	25	25	
Interligação Elétrica do Sul S.A. (IESul)	31.12.2016	50	50	
Interligação Elétrica de Madeira S.A. (IEMadeira)	31.12.2016	51	51	
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEGaranhuns)	31.12.2016	51	51	



NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

Em milhares de reais, exceto quando de outra forma indicado

(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 de ativo financeiro é reduzido diretamente pela perda por redução ao valor recuperável para todos os ativos financeiros, com exceção das contas a receber, em que o valor contábil é reduzido pelo uso de uma provisão. Recuperações subsequentes de valores anteriormente baixados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão 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 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.

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, e o procedimento 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 da concessão renovada deve corresponder ao Valor Novo de Reposição ajustado pela depreciação acumulada de cada item.

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

A Companhia reconhece e demonstra os investimentos em controladas através do método de equivalência patrimonial.

3.10 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.

3.11 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.

3.12 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.

3.13 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.

3.14 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.

3.15 Provisões

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou não formalizada) resultante 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, o valor contábil do ativo responde ao valor presente desses fluxos de caixa.

Quando alguns ou todos os benefícios econômicos requeridos para a liquidação de uma provisão são esperados que sejam recuperados de um terceiro, um ativo é reconhecido se, e somente se, o reembolso for praticamente certo e o valor puder ser mensurado de forma confiável.

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).

3.16 Benefícios a empregados

A Companhia patrocina plano de benefício de aposentadoria e pensão por morte aos seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários, administrados pela Funceps, 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 concluídos.

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 2016 e 2015, a Companhia não possuía ativos ou passivos atuariais reconhecidos contabilmente, conforme mencionado na nota explicativa 21.

3.17 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 equivalente a 10% do capital social integralizado, condicionados à existência de lucros.

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.

3.18 Segmento de negócio

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio das quais pode se obter receita e incorrer em despesas, com disponibilidade de informações financeiras individualizadas e cujos resultados operacionais são regularmente revisitos 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.

3.19 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 complementar às demonstrações financeiras consolidadas, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

3.20 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.

3.21 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).

3.22 Contratos de concessão (ICPC 01 (R1) e OCPG 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 concedente 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 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 2016.

As normas e interpretações novas e/ou revisadas pelo CPC, CVM e IASB em 2016 são:

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

Pronunciamentos e que passaram a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2018.

• CPC nº 47 - Receita de contrato com cliente - Deliberação CVM nº 762 em 22 de dezembro de 2016; e

• CPC nº 48 - Instrumentos financeiros - Deliberação CVM nº 763 em 22 de dezembro de 2016.

(b) Normas e interpretações revisadas pelo IASB e ainda não emitidas pelo CPC:

• IFRS 14 - Contas regulatórias diferidas

• IFRS 11 - Contabilização para aquisições de participações em operações em conjunto

• IAS 16 e IAS 38 - Esclarecimento sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização

• IAS 16 e IFRS 41 - Agricultura: plantas produtivas

• IAS 27 - Método de Equivalência Patrimonial em Demonstrações Financeiras Separadas

• IFRS 7 - Instrumentos Financeiros: Divulgações

• IAS 19 - Planos de benefícios definidos: contribuições dos empregados

• IAS 34 - Elaboração e Divulgação de Demonstrações Financeiras Intermediárias

• IAS 1 - Iniciativa de Divulgação

• IFRS 10, IFRS 12 e IAS 28 - Entidades de Investimento: Exceções à Regra de Consolidação

Tendo em vista o não pronunciamento por parte do CPC em relação às normas acima, a Companhia não adotou de forma antecipada estas normas em suas demonstrações financeiras individuais e consolidadas de 31 de dezembro de 2016. 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.

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

• IFRS 9 - Instrumentos financeiros

• IFRS 14 - Contas regulatórias diferidas

• IFRS 15 - Receita de contratos com clientes

• 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

• IAS 7 - Iniciativa de divulgação

• IFRS 12 - Reconhecimento de ativos fiscais diferidos para perdas não realizadas

• IFRS 2 - Pagamento Baseado em Ações

• IFRS 16 - Operações de arrendamento mercantil

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

	% do CDI	Controladora		Consolidado	
		2016	2015	2016	2015
Caixa e bancos		505	2.287	1.571	3.798
CDB	92,0% a 100,0%	940	827	946	1.137
Compromissada (a)	93,0% a 97,0%	-	-	1.843	1.194
Fundos de investimento de curto prazo (b)	60,0% a 70,0%	164	6	164	6
		1.609	3.120	4.524	6.135

Equivalentes de caixa estão mensurados 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

	% do CDI	Controladora		Consolidado	
		2016	2015	2016	2015
Fundos de investimentos (*)	101,62%	124.479	230.855	336.138	440.054
		124.479	230.855	336.138	440.054

(*) 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 em fundos de investimentos, que referem-se a quotas de fundo de investimento com liquidez diária, prontamente conversíveis em montante de caixa, independentemente do vencimento dos ativos.

Os fundos de investimentos são:

• 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 2016 de R\$88.541 e R\$207.025 (R\$97.490 e R\$183.806 em 31 de dezembro 2015), 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 Especial DI (Corp Referenciado DI incorporado pelo Special DI). Saldo em 31 de dezembro de 2016 de R\$35.938 e R\$129.113 (R\$133.365 e R\$256.248 em 31 de dezembro de 2015), controladora e consolidado, respectivamente.

Os fundos de investimento Referenciado DI Coral e Special DI possuem liquidez diária, independentemente dos ativos, conforme estipulado nos regulamentos dos Fundos Bandeirantes e Xavantes. A composição das carteiras em 31 de dezembro de 2016 reflete principalmente por aplicações em operações compromissadas em títulos públicos federais, letra financeira, debêntures, CDB pós-fixado e depósitos à vista, conforme demonstrado abaixo.

	% do CDI	Referenciado DI Coral		Special DI	
		2016	2015	2016	2015
Títulos públicos (Over)				52,6%	43,9%
Letra financeira				24,9%	28,4%
Letra financeira do tesouro				16,7%	22,9%
Debêntures				5,5%	2,9%
CDB				0,00%	1,3%
Outros				0,3%	0,6%

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	
	2016	2015	2016	2015
O&M				
Contas a receber serviços de O&M (a)	81.811	149.451	92.577	158.656
	81.811	149.451	92.577	158.656

Ativo financeiro

Contas a receber serviços de				
implementação da infraestrutura (b)	1.396.183	1.137.185	2.443.191	2.111.192
Contas a receber indenização (c)	26.363	12.337	101.568	86.085
Contas a receber Lei nº 12.783 - SE (d)	8.809.488	1.490.996	8.809.488	1.490.996
	10.232.034	2.640.518	11.354.247	3.688.273
	10.313.845	2.789.969	11.446.824	3.846.929

Circulante	1.091.764	220.566	1.221.016	319.961
Não circulante	9.222.081	2.569.403	10.225.808	3.526.968

(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) 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 - refere-se ao valor 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:

• A indenização referente às instalações do NI correspondia ao montante original de 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, sobre as quais remanessem discussões quanto à forma de atualização. A ANEEL, Eletrobras e o TCU (Tribunal de Contas da União) efetuaram uma revisão dos valores repassados a título da indenização das instalações do NI a todas as concessionárias e entendem que ocorreram equívocos no cálculo de atualização, gerando pagamentos a maior para as concessionárias. A Companhia pautada na posição do laudo econômico independente e opinião de seus assessores jurídicos entende ter direito a atualização e mora das parcelas pagas em atraso. No entanto, tendo em vista que estas discussões estão em fase inicial, a administração julgou adequado registrar um passivo conforme valor apresentado em carta de cobrança emitida pela Eletrobras, de R\$24.513 milhões, até que a discussão esteja em estágio mais evoluído. O montante está registrado na rubrica "outros" no passivo circulante.

• O valor referente às instalações do SE, em 30 de setembro de 2016, foi remensurado conforme condições previstas na Portaria nº 120/16 e valores regulamentados pela Nota Técnica ANEEL nº 336/2016, por determinação do CPC 38

→continuação

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

Em milhares de reais, exceto quando de outra forma indicado

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. O saldo está composto da seguinte forma:

	Controladora		Consolidado	
	2016	2015	2016	2015
Depósitos judiciais				
Trabalhistas (nota 20 (a) (i))	53.913	54.695	53.922	54.711
Previdenciárias - INSS (nota 20 (a) (iv))	3.531	3.261	3.531	3.261
PIS/COFINS (a)	5.599	2.049	5.599	2.049
Outros	327	287	327	287
Autuações - ANEEL (b)	6.796	5.960	6.796	5.960
	70.166	66.252	70.175	66.268

(a) Em março de 2015, através do Decreto nº 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 nº 8.426/15 também viola o princípio da não cumulatividade previsto no artigo 194, § 12º. Os valores depositados em juízo até 31 de dezembro de 2016 totalizam R\$5.599.

(b) Referem-se a depósitos com o objetivo de anular autuações da ANEEL às quais a Companhia contesta.

11. INVESTIMENTOS

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

	Data base	Quantidade de ações ordinárias possuídas	Participação no capital integralizado - %	Capital integralizado	Ativos		Passivos		Patrimônio líquido	Receita bruta	Lucro líquido
					2016	2015	2016	2015			
IEMG	2016	83.055.292	100,0	83.055	181.970	48.131	133.839	24.999	12.529		
	2015	83.055.292	100,0	83.055	173.433	52.123	121.310	20.271	12.992		
Pinheiros	2016	300.910.000	100,0	300.910	623.627	142.843	480.784	92.237	71.830		
	2015	300.910.000	100,0	300.910	582.531	157.577	424.954	111.749	68.698		
Serra do Japi	2016	130.857.000	100,0	130.857	367.821	90.291	277.530	84.029	61.912		
	2015	130.857.000	100,0	130.857	334.039	99.421	234.618	63.093	28.233		
Evrecy	2016	21.512.367	100,0	21.512	54.472	3.167	51.305	17.749	12.947		
	2015	21.512.367	100,0	21.512	56.283	2.825	53.458	17.399	10.537		
IEENNE	2016	81.821.000	25,0	327.284	766.043	346.471	419.572	91.367	30.601		
	2015	81.821.000	25,0	327.284	719.556	330.585	388.971	83.227	29.535		
IESul	2016	105.758.499	50,0	211.515	330.972	91.649	239.323	41.527	10.502		
	2015	104.128.499	50,0	208.257	307.089	81.526	225.563	24.763	3.892		
IEMadeira	2016	717.060.000	51,0	1.406.000	5.756.230	3.376.285	2.379.945	939.262	407.684		
	2015	717.060.000	51,0	1.406.000	5.302.355	3.299.094	2.003.261	681.973	242.306		
IEGaranhuns	2016	290.700.000	51,0	570.000	1.335.532	573.564	761.968	239.865	91.935		
	2015	289.935.000	51,0	568.500	1.178.434	509.901	668.533	300.738	55.681		

(i) Controladas

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 2016, a conciliação do patrimônio líquido da IEMG e do investimento na Companhia é como segue:

	RS mil
Patrimônio líquido da IEMG	133.839
Participação da CTEEP	100%
Valor contábil do investimento	133.839
Perda na aquisição do controle da IEMG (líquida) - Valor justo	(33.180)
Total do investimento	100.659

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 Itapeiti (Lote K - contrato de concessão nº 021/2011) entrou em operação em 9 de agosto de 2013.

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.

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\$65,2 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 2016 a conciliação do patrimônio líquido da Evrecy e do investimento na Companhia é como segue:

	RS mil
Patrimônio líquido da Evrecy	51.305
Participação da CTEEP	100%
Valor contábil do investimento	51.305
Ativo de concessão em 31 de dezembro de 2016 (líquido)	20.576
Total do investimento	71.881

(ii) Controladas em conjunto

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).

Em 2011, a IENNE recebeu autorização e iniciou a sua operação comercial.

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. Os ativos deste Contrato de Concessão foram declarados livres de pendências impeditivas próprias em agosto de 2014. Em função da existência de pendências impositivas decorrentes de outros agentes (relativas a não conclusão dos estudos conjuntos dos integradores no simulador de estudos elétricos do ONS), tem sido aplicado o fator redutor equivalente a 10% da receita associada ao contrato.

Os testes de comissionamento nas Estações Conversoras de Araraquara e Porto Velho encontram-se em sua etapa final, sendo que a operação comercial completa e a emissão pelo ONS do Termo de Liberação Definitivo estão previstos para o 1º semestre de 2017.

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.

(b) Movimentação dos investimentos

	Controladora						Consolidado	
	IEMG	Pinheiros	Serra do Japi	Evrecy	IEENNE	IESul	IEMadeira	Total
Saldos em 2014	70.522	338.656	168.639	73.798	89.859	107.636	927.254	1.967.284
Integralização de capital	—	17.600	—	—	—	3.200	—	142.435
Dividendos a receber	—	—	(6.363)	(5.320)	—	—	(29.170)	(40.853)
Equivalência Patrimonial	12.992	68.698	28.233	10.537	7.384	1.946	123.579	281.766
Transferência contrato de concessão nº 143/2001	—	—	44.109	—	—	—	—	44.109
Realização da perda na aquisição de controle	2.340	—	—	—	—	—	—	2.340
Amortização do ativo da concessão	—	—	(2.491)	—	—	—	—	(2.491)
Saldos em 2015	85.854	424.954	234.618	76.524	97.243	112.782	1.021.663	2.394.590
Integralização de capital	—	—	—	—	—	1.629	—	2.394
Dividendos a receber	—	(16.000)	(19.000)	(15.000)	—	(15.810)	(65.810)	(15.810)
Equivalência Patrimonial	12.529	71.830	61.912	12.847	7.650	5.250	207.919	46.887
Realização da perda na aquisição de controle	2.276	—	—	—	—	—	—	2.276
Amortização do ativo da concessão	—	—	(2.490)	—	—	—	—	(2.490)
Saldos em 2016	100.659	480.784	277.530	71.881	104.893	119.661	1.213.772	2.757.784

	Controladora				Consolidado
	IEENNE	IESul	IEMadeira	IEGaranhuns	Total
Saldos em 2014	89.859	107.636	927.254	190.920	1.315.669
Integralização de capital.....	—	3.200	—	121.635	124.835
Dividendos a receber.....	—	—	(29.170)	—	(29.170)
Equivalência Patrimonial.....	7.384	1.946	123.579	28.397	161.306
Saldos em 2015	97.243	112.782	1.021.663	340.952	1.572.646
Integralização de capital.....	—	1.629	—	765	2.394
Dividendos a receber.....	—	—	(15.810)	—	(15.810)
Equivalência Patrimonial.....	7.650	5.250	207.919	46.887	267.706
Saldos em 2016	104.893	119.661	1.213.772	388.604	1.826.930

12. IMOBILIZADO

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

	Controladora				Taxas médias anuais de depreciação - %
	2016	2015			
	Custo	Depreciação acumulada	Líquido	Líquido	
Terrenos	2.060	—	2.060	2.060	—
Máquinas e equipamentos	5.304	(1.667)	3.637	3.481	6,33%
Móveis e utensílios	7.436	(5.430)	2.006	1.911	6,24%
Equipamentos de informática	14.824	(8.441)	6.383	3.533	11,3%
Veículos	10.586	(2.050)	8.536	9.838	14,1%
Outros	3.740	(938)	2.802	2.340	4,0%
	43.989	(18.532)	25.457	23.194	

	Consolidado				Taxas médias anuais de depreciação - %
	2016	2015			
	Custo	Depreciação acumulada	Líquido	Líquido	
Terrenos	2.060	—	2.060	2.060	—
Máquinas e equipamentos	3.481	(1.667)	1.814	1.814	6,33%
Móveis e utensílios	1.911	(425)	1.486	1.486	6,24%
Equipamentos de informática	3.533	(1.339)	2.194	1.194	11,3%
Veículos	9.838	(208)	9.630	9.838	14,1%
Outros	2.340	(481)	1.859	2.340	4,0%
	23.163	5.745	(3.434)	(17)	

	Consolidado				Taxas médias anuais de depreciação - %
	2016	2015			
	Saldos em 2014	Adições	Depreciação	Baixas/Transferências	Saldos em 2015
Terrenos	2.060	—	—	—	2.060
Máquinas e equipamentos	1.187	328	(214)	—	1.299
Móveis e utensílios	2.105	—	(303)	—	1.802
Equipamentos de informática	4.938	370	(2.119)	—	3.189
Veículos	10.854	—	(528)	—	10.326
Outros	3.394	1.468	(2)	(2.520)	2.340
	24.553	2.166	(3.166)	(375)	23.194

	Saldos em 2015	Adições	Depreciação	Baixas/Transferências	Saldos em 2016
Terrenos.....	2.060	—	—	—	2.060
Máquinas e equipamentos.....	3.481	441	(280)	—	3.637
Móveis e utensílios.....	1.911	425	(304)	(5)	2.006
Equipamentos de informática.....	3.533	4.190	(1.339)	(1)	6.383
Veículos.....	9.838	208	(1.509)	(1)	8.536
Outros.....	2.340	481	(2)	(17)	2.802
	23.163	5.745	(3.434)	(50)	25.424



NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

Em milhares de reais, exceto quando de outra forma indicado

17. IMPOSTOS PARCELADOS - LEI Nº 11.941 - CONTROLADORA E CONSOLIDADO

A Companhia retificou, nos anos de 2009 e 2010, as declarações de Débitos e Créditos Tributários Federais (DCTFs) referentes aos anos de 2004 a 2007, apurando um débito relativo às contribuições do PIS e da COFINS. Para a quitação do débito a Companhia aderiu ao Programa de Parcelamento de Débitos Fiscais instituído pela Lei nº 11.941, de 27 de maio de 2009 e optou pelo parcelamento em 180 meses, com vencimento final em outubro de 2024. As parcelas são atualizadas com base na SELIC e o valor da parcela em 31 de dezembro de 2016 é de R\$1.462.

Movimentação nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e de 2015 é a seguinte:

	2016	2015
Saldo Inicial.....	143.097	147.011
Atualização monetária sobre o débito.....	11.226	11.689
Pagamentos efetuados.....	(16.926)	(15.603)
	137.397	143.097
	17.540	16.200
	119.857	126.897

18. PIS E COFINS DIFERIDOS

	2016	2015	2016	2015
PIS diferido.....	168.653	19.219	176.483	26.570
COFINS diferido.....	776.827	88.522	812.962	122.452
	945.480	107.741	989.445	149.022

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

	2016	2015	2016	2015
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D (i).....	39.256	40.875	41.492	42.356
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.....	1.109	1.157	1.109	1.157
Reserva Global de Reversão - RGR (ii).....	548	6.421	1.600	7.730
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA.....	1.059	1.772	1.059	1.772
	41.972	50.225	45.260	53.015
	12.598	21.442	12.751	21.821
	29.374	28.783	32.509	31.194

(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 da 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 2016 soma R\$4.206 (R\$11.075 em 31 de dezembro de 2015).

(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. Aplica-se somente para a Companhia referente ao contrato nº 059/2001. Na controladora, em 31 de dezembro de 2016, 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.

20. PROVISÕES

	2016	2015	2016	2015
Férias, 13ª e encargos sociais.....	24.340	22.709	25.052	23.365
Participação nos Lucros e Resultados - PLR.....	8.222	6.119	8.558	6.392
Demandas judiciais (a).....	153.035	189.320	153.035	189.612
	185.597	218.148	186.645	219.369
	32.562	28.828	33.610	29.757
	153.035	189.320	153.035	189.612

Circulante.....

Não circulante.....

(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:

	2016	2015	2016	2015
Trabalhistas (i).....	118.537	164.308	118.537	164.528
Cíveis (ii).....	16.343	14.230	16.343	14.302
Fiscais - IPTU (iii).....	16.839	9.722	16.839	9.722
Previdenciárias - INSS (iv).....	1.316	1.060	1.316	1.060
	153.035	189.320	153.035	189.612

(i) **Trabalhistas**

A Companhia responde por certos processos judiciais, perante diferentes tribunais, advindos dos processos trabalhistas por questões de equiparação salarial, horas extras, adicional de periculosidade entre outros.

(ii) **Cíveis**

A Companhia está envolvida em processos cíveis relacionados a questões imobiliárias, indenizações, cobranças, anulatórias e ações coletivas 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) **Fiscais - IPTU**

A Companhia efetua provisão para fazer face aos débitos com prefeituras de diversos municípios do Estado de São Paulo, relacionados a processos de regularização de áreas.

(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, 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\$3.531 (R\$3.261 em 31 de dezembro de 2015), conforme nota 10.

(v) **Movimentação das provisões para demandas judiciais:**

	2016	2015	2016	2015
Saldo em 2014.....	114.466	9.656	1.989	131.592
Constituição.....	76.721	5.937	5.584	88.242
Reversão/pagamento.....	(46.271)	(2.148)	(1.858)	(51.305)
Atualização.....	19.505	785	99	20.884
Saldo em 2015.....	164.308	14.230	1.060	189.320
Constituição.....	79.921	11.940	1	195
Reversão/pagamento.....	(143.433)	(11.504)	(218)	(651)
Atualização.....	17.741	1.677	7.334	712
Saldo em 2016.....	118.537	16.343	16.839	1.316

	2016	2015	2016	2015
Saldo em 2014.....	114.446	9.656	1.989	131.592
Constituição.....	76.885	6.009	5.584	88.478
Reversão/pagamento.....	(46.308)	(2.148)	(1.858)	(51.342)
Atualização.....	19.505	785	99	20.884
Saldo em 2015.....	164.528	14.302	1.060	189.612
Constituição.....	79.921	11.945	1	195
Reversão/pagamento.....	(143.653)	(11.581)	(651)	(156.103)
Atualização.....	17.741	1.677	7.334	712
Saldo em 2016.....	118.537	16.343	16.839	1.316

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

A Companhia e suas controladas possuem ações de natureza tributária, trabalhista e cível, 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\$680.306 e R\$682.081 em 31 de dezembro de 2016 (R\$483.801 e R\$484.363 em 31 de dezembro de 2015), controladora e consolidado, respectivamente.

	2016	2015	2016	2015
Classificação	Quantidade	Total	Quantidade	Total
Trabalhistas.....	177	24.268	178	24.373
Cíveis.....	49	33.163	57	34.833
Previdenciário.....	61	2.912	61	2.912
Cíveis - Nulidade de Incorporação da EPTE pela CTEEP (i).....	1	159.709	1	159.709
Cíveis - Ace Seguradora (ii).....	1	11.849	1	11.849
Fiscais - CSLL base negativa (iii).....	1	22.891	1	22.891
Fiscais - Amortização ágio (iv).....	4	366.396	4	366.396
Fiscais - IRPJ e CSLL (v).....	1	9.836	1	9.836
Fiscais - Outros.....	147	51.828	147	51.828
Regulatório - Resolução Autorizativa de reforços (vi).....	1	60.000	1	60.000
Plano Lei 4.819/58 (nota 33).....	1	-	1	-
	742.852	744.627		

(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 Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) ou, de forma subsidiária, a declaração de seu direito de rescisão e determinação do pagamento do valor de reembolso de suas ações. Atualmente, em fase de execução, com previsão definitiva da execução 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.

(iii) **Fiscais - 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. Atualmente esse processo encontra-se pendente de julgamento no Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF.

(iv) **Fiscais - Amortização do ágio**

Processo decorrente de autos de infração lavrados pela Secretaria da Receita Federal do Brasil em 2013 a 2016, competência de 2008 a 2013, referente a operação de ágio pago pela ISA no processo de aquisição do controle acionário da CTEEP (nota 28). Atualmente esses processos encontram-se pendentes de julgamento em diferentes instâncias do CARF.

(v) **Fiscais - 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.

(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 - Eleticidade de São Paulo S.A. (atual ELETROPAULO Metropolitano Eleticidade 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 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 ELETROPAULO passiva referente ao valor determinado 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 da mencionada 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 polo 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 18 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 Execução de Pré-Executividade ofertada pela Eletropaulo, a ação de execução movida pela ELETROBRAS segue 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 é da 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 Eletrobrás 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. O processo aguarda decisão sobre as manifestações e conclusão da perícia.

(ii) **PIS 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. Por a receita do SE se enquadrar nestes requisitos, 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 cumulativo para PIS e COFINS. Os processos administrativos com andamento mais avançado no CARF (envolvendo os exercícios de 2003 a 2010) totalizam R\$1.373,0 milhões, cuja cobrança está suspensa através de decisão proferida em Mandado de Segurança no qual a Companhia pretende que, na fase administrativa seja analisado o laudo elaborado por consultoria externa. O processo envolvendo o exercício de 2011 possui valor atualizado de R\$481,0 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 que já existe posicionamento do STJ a favor da tese.

21. VALORES A PAGAR - FUNCESP - CONTROLADORA E CONSOLIDADO

A Companhia patrocina planos de complementação e suplementação de aposentadoria e pensão por morte mantidos com a Funcesp, que somado aos custos administrativos do fundo apresenta saldo de R\$5.495 em 31 de dezembro de 2016 (R\$6.144 em 31 de dezembro de 2015), 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) **PSAP/CTEEP**

O PSAP/CTEEP abriga os seguintes subplanos:

- Benefício Suplementar Proporcional Saldaado (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 Funcesp, 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/EPTPE 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 Saldaado 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/EPTPE ocorrida em 1 de janeiro de 2004 calculado nas datas de 31 de dezembro de 1997 (CTEEP) e 31 de março de 1998 (EPTPE), 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.

(c) **Avaliação atuarial**

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

Em 31 de dezembro de 2016 o PSAP/CTEEP apresentava superávit atuarial de R\$568.247. Este superávit não pôde ser reconhecido contabilmente, pois de acordo com as regras da deliberação CVM nº 695/2012, o reconhecimento de ativo é permitido somente quando o excedente patrimonial representar um benefício econômico futuro para a Companhia. A Superintendência Nacional de Previdência Complementar (PREVIC) - trata as questões relacionadas a destinação de superávit por meio da Resolução CGPC nº 26/2008 alterada posteriormente pela Resolução CNPC nº 22/2015, porém não há previsão para uma peculiaridade presente no PSAP/CTEEP: a existência de submassas distintas dentro de um único plano. Essas peculiaridades e a falta de uma legislação mais abrangente torna prematura qualquer discussão sobre a figura do benefício econômico nos resultados de 31 de dezembro de 2016 do PSAP/CTEEP. Portanto, o laudo atuarial, em 31 de dezembro de 2016, não apresenta ativo ou passivo atuarial passível de reconhecimento contábil.

As principais informações econômico-financeiras, em atendimento ao CPC nº33 (R1) e à Deliberação CVM nº695 (IAS 19R), com base nos pareceres atuariais são as seguintes:

(i) **Conciliação dos ativos e passivos**

	2016	2015
Valor justo dos ativos do plano (ii).....	3.428.206	3.043.161
Valor presente da obrigação de benefício definido (iii).....	(2.859.959)	(2.247.458)
Superávit atuarial.....	568.247	795.703
Restrição do reconhecimento do ativo.....	(568.247)	(795.703)
	-	-

(ii) **Movimentação dos ativos do plano**

	2016	2015
Valor justo dos ativos no início do exercício.....	3.043.161	2.967.520
Contribuições do empregador.....	1.195	2.609
Contribuições do empregado.....	1.658	3.098
Retorno dos investimentos.....	575.693	239.246
Benefícios pagos.....	(193.501)	(169.312)
Valor justo dos ativos no final do exercício (i).....	3.428.206	3.043.161

(iii) **Movimentação do passivo atuarial**

	2016	2015
Valor presente da obrigação atuarial líquida no início do exercício.....	2.247.458	2.397.911
Custos dos serviços correntes.....	7.688	-
Custos do juro.....	273.240	261.002
Contribuição dos participantes.....	1.658	3.098
Ganho/perda atuarial.....	523.416	(245.241)
Benefícios pagos.....	(193.501)	(169.312)
Valor presente da obrigação atuarial líquida no final do exercício (i).....	2.859.959	2.247.458

(iv) **Participantes dos planos (número de pessoas)**

	2016	2015
Ativos.....	1.360	1.375
Coligados.....	137	144
Inativos.....	-	-
Aposentados.....	2.227	2.169
Aposentados por invalidez.....	44	43
Pensionistas.....	153	140
	2.424	2.352
	3.921	3.871

(v) **Premissas atuariais utilizadas**



→continuação

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

Em milhares de reais, exceto quando de outra forma indicado

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 hipotética de que todos as condições para sua emissão foram atendidas. Em 2016 e 2015, 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:

	2016	2015
Lucro líquido - R\$ mil	4.932.312	504.430
Média ponderada de ações		
Ordinárias	64.484.433	64.484.433
Preferenciais	98.785.462	96.775.022
	163.269.895	161.259.455
Média ponderada ajustada de ações		
Ordinárias	65.035.958	65.975.801
Preferenciais	99.301.051	98.231.290
	164.337.009	164.207.091
	30.20956	3.12807
Lucro básico por ação	30,01340	3,07192

24. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

24.1 Composição da receita operacional líquida

	Controladora		Consolidado
	2016	2015	2016 2015
Receita bruta			
Receita de infraestrutura (a) (nota 7)	164.290	239.101	171.902 278.685
Operação e manutenção (a) (nota 7)	809.280	797.930	835.786 829.551
Remuneração dos ativos de concessão (b) (nota 7)	7.557.589	170.419	7.743.248 311.647
Aluguéis	18.069	16.826	14.581 17.063
Prestação de serviços	8.819	8.817	8.819 5.125
Total da receita bruta	8.558.047	1.233.093	8.774.336 1.442.071
Tributos sobre a receita			
COFINS	(764.049)	(90.728)	(770.587) (97.127)
PIS	(165.879)	(19.699)	(167.295) (21.086)
ISS	(427)	(428)	(427) (428)
	(930.355)	(110.855)	(938.309) (118.641)

Encargos regulatórios			
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(16.057)	(11.541)	(16.057) (11.541)
Reserva Global de Reversão - RGR	(188)	(662)	(3.621) (3.713)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(8.270)	(7.840)	(9.618) (8.438)
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA	(17.491)	(12.608)	(17.491) (12.608)
	(42.004)	(32.951)	(46.787) (36.300)
	7.585.688	1.089.287	7.789.240 1.287.130

(a) Serviços de implementação de infraestrutura e operação e manutenção

A receita relacionada à 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 à revisão tarifária periódica.

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

- a) da base de remuneração regulatória para RBN;
- 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 reductor tarifário - Outras Receitas.

As informações das últimas revisões tarifárias periódicas estão descritas abaixo:

Concessionária	Resolução homologatória REH	Data da REH	Vigência
IEMG	1.299	19/06/2012	01/07/2012
ENNE	1.540	18/06/2013	01/07/2013
Erecy	1.538	18/06/2013	01/07/2013
Pinheiros	1.755/1.762	24/06 e 09/07/2014	01/07/2014
Serra do Japi	1.901	16/06/2015	01/07/2015
IESul	1.755	24/06/2014	01/07/2014
IEMadeira (i)	1.755	24/06/2014	01/07/2014

(i) A primeira revisão tarifária periódica da IEMadeira foi definida por intermédio da REH nº 1.755, reduzindo a RAP em 4,5% para o contrato nº 013/2009 e 3,81% para o contrato 015/2002. A IEMadeira protocolou na ANEEL requerimento tendo por objeto o reestabelecimento do equilíbrio econômico e financeiro da RAP do Contrato de Concessão nº 013/2009. Como fundamento deste requerimento, a IEMadeira apresentou os custos adicionais e o valor da perda de receita incorridos durante a implantação da Linha Transmissão sob sua concessão, em decorrência de fatores, como (i) o atraso no Licenciamento Ambiental; (ii) embargos fundiários; e (iii) alterações de projeto exigidas pelo órgão licenciador. O Pleito original da IEMadeira era que fosse concedido um aumento real da RAP em 26,8%. A IEMadeira revisou seu pleito, sugerindo as alternativas de (i) aumento real da RAP de 29,7%, a partir de 1º de julho de 2016; (ii) aumento do prazo da concessão em 238 meses, sem conceder aumento real à RAP; ou (iii) aumento real da RAP de 19,4%, a partir de 1º de julho de 2016 mais 54 meses de aumento de prazo da concessão. A IEMadeira aguarda a posição final da ANEEL sobre a conclusão do processo.

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 nº 270 de 9 de julho de 2007, 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 §3º 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 28 de junho de 2016, foi publicada a Resolução Homologatória nº 2.098, 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 1º de julho de 2016 a 30 de junho de 2017.

De acordo com a Resolução Homologatória nº 2.098, 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\$836.611* em 1º de julho de 2015, passou para R\$893.452** em 1º de julho de 2016, apresentando um incremento de R\$56.841 equivalente a 6,8%, sendo 9,2% (R\$76.106)** do ajuste de IPCA/IGPM, negativo em 6,5% (R\$54.220) da variação da parcela de ajuste, 4,1% (R\$34.955) de RAP adicional para novos investimentos que entraram em operação e investimentos previstos para entrarem em operação no decorrer do ciclo.

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.....	499.508	113.271	(24.873)	211.436	102.436	(8.326)	893.452	
	499.508	113.271	(24.873)	211.436	102.436	(8.326)	893.452	

A receita regulatória anual consolidada, que era de R\$963.348* em 1º de julho de 2015, passou para R\$1.035.328* em 1º de julho de 2016, apresentando um incremento de R\$71.980 equivalente a 7,5%. Sendo 9,3% (R\$89.339)** do ajuste de IPCA/IGPM, negativo em 5,5% (R\$53.141) da variação da parcela de ajuste, 3,7% (R\$35.782) de RAP adicional para novos investimentos que entraram em operação e investimentos previstos para entrarem em operação no decorrer do ciclo.

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

**Contempla a variação da receita de Ativos Existentes (R\$60.187) e a variação da receita de Novos Investimentos energizados antes do reajuste anual (R\$15.919 na controladora e R\$29.151 no consolidado).

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

Ativos				Ativos				Total	
existentes		Novos investimentos		Parcela de ajuste		Novos investimentos			
				Licitada		Licitada			
059/2001.....	499.508	113.271	-	(24.873)	211.436	102.436	(8.326)	893.452	
143/2001.....	-	-	21.994	(1.610)	-	-	-	20.384	
004/2007.....	-	-	18.121	(1.260)	-	-	-	16.861	
012/2008.....	-	1	8.568	(340)	-	889	1.292	-	10.410
015/2008.....	-	13.720	16.265	(2.964)	-	4.031	398	350	31.800
018/2008.....	-	50	4.219	(302)	-	1.540	51	19	5.577
021/2011.....	-	-	4.509	(192)	-	-	-	1.654	8.921
026/2009.....	-	4.860	27.112	(632)	-	-	6.166	-	37.506
020/2008.....	-	11.373	-	(498)	-	2.490	-	2	13.367
	499.508	143.275	100.788	(32.671)	211.436	111.386	9.561	(7.955)	1.035.328

25. CUSTOS DOS SERVIÇOS DE IMPLEMENTAÇÃO DA INFRAESTRUTURA E DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

	Controladora			
	2016		2015	
	Custos	Despesas	Total	Total
Pessoal	(225.985)	(59.536)	(285.521)	(267.255)
Serviços	(124.967)	(48.350)	(173.317)	(193.445)
Depreciação	—	(8.313)	(8.313)	(7.776)

Materiais.....	(84.700)	(1.008)	(85.708)	(119.826)
Arrendamentos e aluguéis.....	(9.240)	(4.490)	(13.730)	(13.201)
Demandas judiciais.....	—	(1.761)	(1.761)	(76.319)
Outros.....	(29.714)	(11.902)	(41.616)	(40.406)

	Controladora		Consolidado
	2016	2015	2016 2015
Custos			
Pessoal	(234.460)	(61.489)	(295.949) (279.111)
Serviços	(133.524)	(49.882)	(183.406) (212.895)

Depreciação.....	-	(9.061)	(9.061)	(8.525)
Materiais.....	(85.624)	(1.016)	(86.640)	(142.799)
Arrendamentos e aluguéis.....	(10.029)	(4.661)	(14.690)	(14.313)
Demandas judiciais.....	-	(1.689)	(1.689)	(76.530)
Outros.....	(31.336)	(13.061)	(44.397)	(43.135)
	(494.973)	(140.859)	(635.832)	(777.308)

Dos custos demonstrados acima, os custos de implementação da infraestrutura da controladora totalizaram R\$149.017 em 2016 e R\$216.888 em 2015. Os custos de implementação da infraestrutura consolidados totalizaram R\$156.379 em 2016 e R\$254.982 em 2015. 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. O saldo de 2015, referente a demandas judiciais foi reclassificado conforme nota 2.2.

26. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado
	2016	2015	2016 2015
Receitas			
Rendimento de aplicações financeiras	41.870	47.972	67.084 65.404
Juros ativos	915	21.294	947 21.552
Variações monetárias	5.311	50.177	5.590 50.184
Outras	3.010	14.392	3.063 14.571
	51.106	133.835	76.684 151.711

Despesas			
Juros sobre empréstimos	(27.218)	(24.191)	(44.043) (41.927)
Juros passivos	(12.361)	(13.103)	(12.396) (13.110)
Encargos sobre debêntures	(87.360)	(86.009)	(87.360) (86.009)
Variações monetárias	(39.300)	(30.406)	(39.492) (30.457)
Outras	(3.019)	(5.332)	(3.322) (5.564)
	(169.258)	(159.041)	(186.613) (177.067)
	(118.152)	(25.206)	(109.929) (25.356)

O saldo de 2015, referente a variações monetárias foi reclassificado conforme nota 2.2.

27. OUTRAS RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS

Outras receitas (despesas) operacionais referem-se, substancialmente, a constituição do passivo para fazer frente a cobrança da Eletrobras para devolução de parte dos valores do NI, no montante de R\$24.513 (nota 7). Em 2015 refere-se, basicamente, a amortização do ágio incorporado da controladora (nota 28), no montante de R\$29.887 em 2015.

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 diferença efetiva

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

	Controladora		Consolidado
	2016	2015	2016 2015
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	7.256.455	589.700	7.283.246 609.582
Alíquotas nominais vigentes	34%	34%	34% 34%
Imposto de renda e contribuição social esperada	(2.467.195)	(200.498)	(2.476.304) (207.258)
Imposto de renda e contribuição social sobre diferenças permanentes	–	–	–
Realização de perdas	(529)	(518)	(529) (518)

	Controladora		Consolidado
	2016	2015	2016 2015
Reversão da provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido*	24	19.725	24 19.725
Equivalência patrimonial	145.120	95.800	91.020 54.844
Efeito adoção lucro presumido controladas	–	–	53.440 40.590
Outros	(1.563)	221	(1.563) 221
Imposto de renda e contribuição social efetiva	(2.324.143)	(85.270)	(2.333.912) (92.396)
Imposto de renda e contribuição social			
Corrente	(71.797)	(80.523)	(79.301) (85.804)
Diferido	(2.252.346)	(4.747)	(2.254.611) (6.592)
	(2.324.143)	(85.270)	(2,333.912) (92.396)
	32,0%	14,5%	32,0% 15,2%

(*) 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 2016 é de R\$550 (R\$586 em 31 de dezembro de 2015).

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

	Controladora		Consolidado
	2016	2015	2016 2015
Ativos/(Passivos)			
Contas a receber Lei nº 12.783 - SE (i)	(2.211.229)	–	(2.211.229) –
Contrato de concessão (ICPC 01 (R1)) (ii)	(86.906)	(35.342)	(124.972) (71.143)
Adoção inicial Lei 12.973/14 (iii)	(23.005)	(23.890)	(23.005) (23.890)
Provisão SEFAZ-SP (iv)	175.527	175.527	175.527 175.527
Provisão para demandas judiciais	52.032	64.369	52.032 64.369
Demais diferenças temporárias	25.044	3.145	25.044 3.145
Líquido	(2,068.537)	183.809	(2,068.603) 148.008
Ativo	–	183.809	– 183.809
Passivo*	(2,068.537)	–	(2,068.603) 35.801

* Em 2015, o saldo do passivo consolidado refere-se ao saldo das controladas, por isso não se encontra líquido.

(i) Conforme nota 7 (d).

(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 83 e 84 da Instrução Normativa nº 1.515/14.

(iii) Reflete os valores a serem oferecidos a tributação do imposto de renda e contribuição social pela adoção inicial da Lei nº 12.973/14

(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:

	Parte relacionada	2016	2015	2016	2015
Natureza da operação	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo	Receita/(Despesa) Receita/(Despesa)
Benefícios de curto prazo*	–	–	–	–	(5.227) (4.595)
Dividendos	ISA Capital 15.810	49.964	29.170	–	



☆continuação

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

Em milhares de reais, exceto quando de outra forma indicado

		Risco de juros - Efeitos no Fluxo de Caixa - Consolidado					
		Risco de Elevação dos Indexadores			Risco de Queda dos Indexadores		
Operação	Risco	Saldo em 2016	Cenário -Base	Cenário I	Cenário II	Cenário I	Cenário II
FINEM BNDES (i), (ii) e (iii).....	TJLP+1,80% a 2,30%	232.928	5.301	6.333	7.352	4.255	3.196
BNDES (Controladas).....	TJLP + 1,55% a 2,62% a.a.	139.076	3.652	4.270	4.881	3.026	2.391
Efeito líquido da variação.....			(15.824)	(18.472)	(21.077)	(13.134)	(10.397)
Referência para Ativos e Passivos Financeiros							
100% CDI (março de 2017) (*).....			12,72% a.a.	15,90% a.a.	19,08% a.a.	9,54% a.a.	6,36% a.a.
(*) fonte: http://www.bmfbovespa.com.br/pt_br/servicos/market-data/consultas/marcos-referenciais/taxas-referenciais-bm-fbovespa/							
Data de referência 29 de dezembro de 2016.							

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	
	2016	2015
	6.511	6.762
Até um ano	893	4.563
Mais de um ano até cinco anos	7.404	11.325

32. SEGUROS

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

Modalidade	Vigência	Importância Segurada - R\$ mil	Controladora Prêmio - R\$ mil
Patrimonial (a)	30/11/16 a 01/06/18	2.448.262	6.621
Responsabilidade Civil Geral (b)	01/09/16 a 01/09/17	21.648	121
Transportes Nacionais (c)	30/09/16 a 30/09/17	411.919	38
Acidentes Pessoais Coletivos (d)	01/05/16 a 01/05/17	74.000	4
Automóveis (e)	02/03/16 a 02/03/17	Valor de Mercado	245
Garantia Judicial (f)	29/11/13 a 30/11/18	278.571	2.885
			9.914

Modalidade	Vigência	Importância Segurada - R\$ mil	Consolidado Prêmio - R\$ mil
Patrimonial (a)	23/01/16 a 01/06/18	2.866.808	6.752
Responsabilidade Civil Geral (b)	01/09/16 a 01/09/17	25.000	140
Transportes Nacionais (c)	30/09/16 a 30/09/17	411.919	38
Acidentes Pessoais Coletivos (d)	01/05/16 a 01/05/17	74.000	4
Automóveis (e)	02/03/16 a 02/03/17	Valor de Mercado	245
Garantia Judicial (f)	29/11/13 a 30/11/18	278.571	2.885
			10.064

(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, cuja finalidade seria a entrega de benefícios a servidores públicos, foi extinto em 31 de dezembro de 2016. Com fundamento nos exames realizados e no relatório sobre as demonstrações financeiras dos auditores independentes, Ernst & Young Auditores Independentes, o Conselho Fiscal é de opinião que referidos documentos estão aptos a serem submetidos à apreciação e aprovação dos acionistas da Companhia.

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

Este fato gerou a propositura de demandas judiciais por parte dos aposentados, destacando-se a Ação Civil Pública, com 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 Indústria de Energia Elétrica de Campinas, que representa os aposentados e pensionistas recorreu da decisão e, antes do julgamento do recurso, insurgiu-se contra a competência da Justiça Comum, o que foi acolhido pelo Tribunal de Justiça-SP (TJ/SP). Posteriormente, em agosto de 2008, o STJ reconheceu a competência da Justiça Comum e, a AAFCC novamente recorreu, levando a discussão ao STF, que manteve a competência da Justiça Comum. Os inúmeros recursos apresentados pela AAFCC foram rejeitados pelo STF, sendo que a última decisão foi proferida em 7 de outubro de 2015 e se tornou definitiva em 24 de novembro de 2015, mantendo-se a competência da Justiça Comum. O processo foi recebido na 2ª Vara da Fazenda Pública/SP em 24 de maio de 2016 e foi remetido ao Ministério Público para manifestação para posteriormente ser remetido ao TJ/SP para julgamento do recurso da AAFCC contra a sentença de improcedência.

Em 27 de junho de 2016, foi atribuído efeito suspensivo ao Recurso de Apelação da AAFCC e após manifestação das partes, em 22 de julho de 2016, foi proferida nova decisão esclarecendo que a liminar trabalhista deve ser mantida até o julgamento do recurso.

Desde 29 de agosto de 2016 o Recurso da AAFCC aguarda julgamento.

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

Em contraposição à decisão anteriormente proferida, decisão da 49ª Vara do Trabalho de São Paulo comunicada à CTEEP, em 11 de julho de 2005 deferiu a concessão de tutela antecipada para que a Funceps 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 CTEEP como intermediária entre SEFAZ-SP e Funceps.

A ADMINISTRAÇÃO

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista ("Companhia"), no exercício de suas atribuições legais e estatutárias, em cumprimento ao disposto no Artigo 163 da Lei nº 6.404/76 e posteriores alterações, examinou o Relatório da Administração, as Demonstrações Contábeis da Companhia, relativos ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2016. Com fundamento nos exames realizados e no relatório sobre as demonstrações financeiras dos auditores independentes, Ernst & Young Auditores Independentes, o Conselho Fiscal é de opinião que referidos documentos estão aptos a serem submetidos à apreciação e aprovação dos acionistas da Companhia.

São Paulo, 22 de fevereiro de 2017			
Manuel Domingues de Jesus e Pinho	Flávio Cesar Maia Luz	Rosângela da Silva	Antonio Luiz de Campos Gurgel
			Egídio Schoenberger

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE O PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Os diretores da Companhia declaram que reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer dos auditores independentes.

São Paulo, 22 de fevereiro de 2017			
Reynaldo Passanezi Filho	Rinaldo Pecchio Junior	Celso Sebastião Cerchiar	Weberson Eduardo Guioito Abreu
Presidente	Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	Diretor Técnico	Diretor de Projetos
			Carlos Ribeiro
			Diretor de Relações Institucionais

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Os diretores da Companhia declaram que revisaram, discutiram e concordam com as informações contidas nas Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016, bem como, concordam com a opinião expressa no respectivo Parecer dos Auditores Independentes, Ernst & Young, declaram, ainda, que todas as informações relevantes relacionadas às Demonstrações Financeiras, e apenas elas, estão sendo evidenciadas e correspondem às utilizadas na sua gestão. Portanto, os Diretores aprovam a emissão das Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016.

São Paulo, 22 de fevereiro de 2017			
Reynaldo Passanezi Filho	Rinaldo Pecchio Junior	Celso Sebastião Cerchiar	Weberson Eduardo Guioito Abreu
Presidente	Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	Diretor Técnico	Diretor de Projetos
			Carlos Ribeiro
			Diretor de Relações Institucionais

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.
São Paulo - SP

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A. ("CTEEP" ou "Companhia"), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2016 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A. em 31 de dezembro de 2016, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Base para opinião

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

Ênfase

Lei nº 4.819/58

Conforme descrito nas Notas Explicativas nº 8 e 33, a Companhia registra saldo líquido de contas a receber do Estado de São Paulo no montante de R\$1.150.358 mil relativo aos impactos da Lei nº 4.819/1958, que concedeu aos servidores da Companhia, enquanto sob o controle do Estado de São Paulo, as vantagens já concedidas aos demais servidores públicos. A Administração da Companhia vem monitorando os novos fatos relacionados à parte jurídica e negocial do assunto, bem como avaliando continuamente os eventuais impactos em suas demonstrações financeiras. Nossa opinião não contém modificação em relação a esse assunto.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos. Além do assunto descrito na seção "Ênfase - Lei 4.819/58", determinamos que os assuntos descritos abaixo são os principais assuntos de auditoria a serem comunicados em nosso relatório.

Contas a receber - Ativo da concessão (IFRIC 12) e Indenização da Rede Básica do Sistema Existente (RBSE)

Conforme ICPC 01 (R1) e OCPC 05 que trata da forma de contabilização de concessões de serviços públicos a entidades privadas, a Companhia efetua análises que envolvem o julgamento da Administração, substancialmente, no que diz respeito à aplicabilidade da interpretação de contratos de concessão, determinação e classificação dos gastos de implementação da infraestrutura, ampliação, reforços e melhorias como ativo financeiro.

Conforme divulgado na Nota Explicativa 7, o Contas a receber da Companhia é composto por valores de serviços de O&M, serviços de implementação da infraestrutura, indenização e da Lei nº 12.783/13 - "SE". Destaca-se o contas a receber relacionada à Lei nº 12.783/13 que se refere ao valor a receber relativo aos investimentos do contrato de concessão nº 059/2001 que foi prorrogado nos termos da Lei nº 12.783/13 cujo direito de recebimento foi subdividido em NI e SE, sendo registrado em 31 de dezembro de 2016 no montante de R\$8.809.488 mil (R\$1.490.996 mil em 31 de dezembro de 2015). Esse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, tendo em vista a relevância dos valores envolvidos e os eventuais impactos que poderão advir das discussões ainda em curso entre o Poder concedente e a Companhia, relativamente a certos aprimoramentos dos critérios utilizados para determinação do valor da indenização.

Como nossa auditoria tratou o assunto:

Especificamente para o contas a receber da indenização das instalações SE, nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, revisão dos cálculos da indenização, discussão com os principais executivos da Companhia, leitura de diversos Despachos, Portarias e Leis relacionados ao tema, e revisão do memorando técnico emitido por escritório de advogados externos, relativamente à interpretação da tributação do ativo financeiro. Adicionalmente, efetuamos análise da Nota Técnica nº 23/2017-SGT/ANEEL, emitida em 16 de fevereiro de 2017, e verificamos a aprovação da Diretoria da ANEEL referente à decisão de auditoria aprovada e suficiente referente às informações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

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

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

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

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

Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou por erro.

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

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

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

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

Nossa opinião é baseada em evidências obtidas de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

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

Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações financeiras consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

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

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras ou atividades de negócio do grupo para a independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria.

Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas da tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

São Paulo, 22 de fevereiro de 2017

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S.S.
CRC-2SP0151930-0

Marcos Antonio Quintanilha
Sócio - Contador CRC-1SP132776/O-3