

**Companhia Riograndense
de Saneamento
CORSAN**



COMPANHIA RIOGRANDENSE DE SANEAMENTO - CORSAN

GOVERNO DO ESTADO
DO RIO GRANDE DO SUL



Companhia Aberta - CNPJ 92.802.784/0001-90
Rua Caldas Júnior, 120, 18º Andar - Ed. Barrisul - Porto Alegre
www.corsan.com.br

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Atendendo às disposições da legislação societária, normas aplicáveis e estatutárias, a Companhia Riograndense de Saneamento submete o Relatório da Administração à apreciação dos acionistas.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Disponibilizar 1,5 bilhão de litros de água potável por dia, todos os 365 dias do ano, para seis milhões de consumidores é tarefa que impressiona. No entanto isso é apenas rotina para a população. A universalização no abastecimento de água não é uma conquista de momento, mas fruto de uma caminhada que iniciou ainda nos anos 1960, e que inscreveu definitivamente o nome CORSAN no mapa do Rio Grande do Sul. Nessas cinco décadas, cada passo dado carregou a marca do desafio e da superação, palavras hoje ressignificadas no reconhecimento e na confiança que cada usuário deposita na Companhia.

Mas nessa história a via é de mão única: só se pode avançar. Abastecer com qualidade e regularidade exige cuidar da água do início ao fim do ciclo. Não só captar, tratar e distribuir, mas proteger os mananciais concentrando forças para universalizar a coleta, o tratamento e a adequada destinação do esgoto. Esse é o principal desafio que ora se apresenta, e do qual a CORSAN não se desvia.

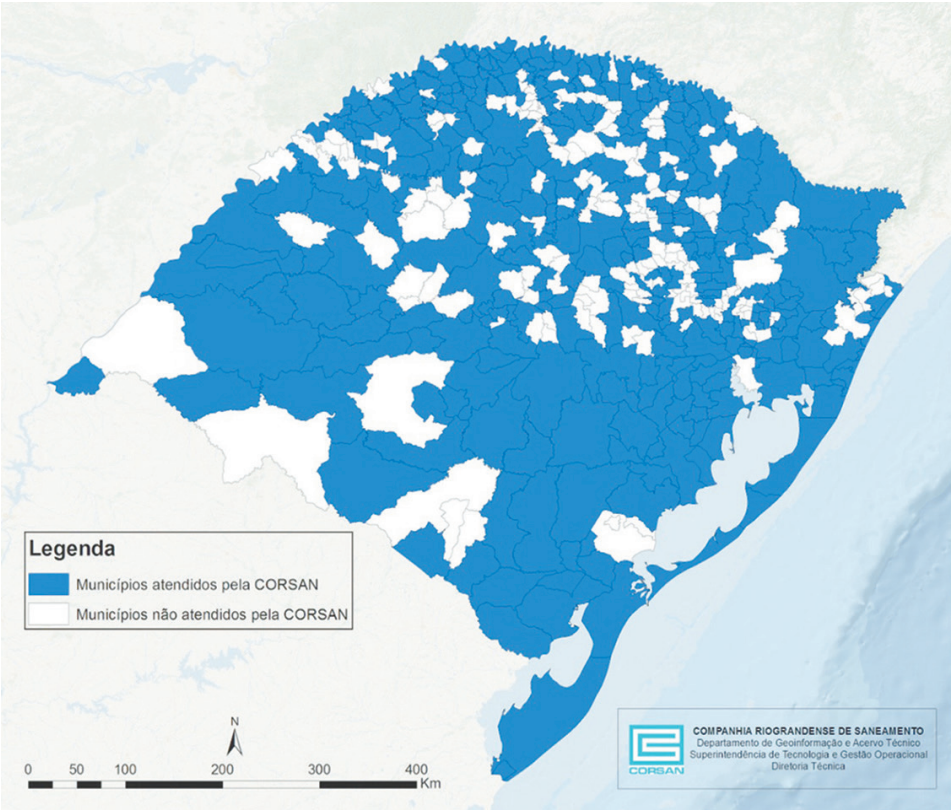
Para conquistar a universalização em esgotamento sanitário, será necessário investir mais de R\$10 bilhões em obras de infraestrutura. Com recursos próprios insuficientes para fazer frente a tamanho volume de investimento, a opção foi o financiamento. A princípio se recorreu ao mercado interno. Todavia, a recessão vivida pelo país e o contingenciamento de verbas por parte do governo federal desaceleraram tanto as novas contratações quanto o desembolso de valores já contratados. Diante desse ambiente econômico desfavorável, foi preciso se lançar em novas direções, tais como a modelagem de uma parceria público-privada e a prospecção de financiamentos junto a instituições de fomento internacionais. Além de diversificar as formas de financiar as obras de maior envergadura, a demanda por universalização estimulou a empresa a explorar com maior vigor alternativas como a Solução Individual e a Solução Mista, cujo foco é utilizar e otimizar infraestruturas já disponíveis.

Conquistar e manter a universalização em água e esgoto é, sem dúvida, o motor primeiro da CORSAN. No entanto, atuar como empresa pública competitiva no setor de saneamento implica desafios que transcendem a expansão e a operação. Cada vez mais é preciso investir na saúde da organização, do ponto de vista do equilíbrio econômico-financeiro, da qualidade dos produtos e processos, da satisfação dos clientes, da interlocução com o poder concedente e os reguladores, e da posição no mercado concorrencial. Nesse enfrentamento, a CORSAN se vale do Planejamento Estratégico como apoiador da tomada de decisão; bem como do desdobramento da estratégia em todos os níveis da empresa. Nesse horizonte, o relatório da administração sintetiza não apenas a estratégia, mas o que dela se concretizou no ano de 2017.

A CORSAN

Criada na década de 1960 com o objetivo de promover a saúde e a qualidade de vida da população, a CORSAN tem como norte preservar os recursos hídricos para assegurar o fornecimento de água potável às comunidades, seja para consumo humano, seja para atividade econômica. A vocação para cuidar da água do início ao fim de seu ciclo sintetiza a atividade fim da Companhia: prestar serviços de abastecimento de água e esgotamento sanitário para residências, empresas e órgãos públicos.

Do ponto de vista do regime jurídico, a CORSAN é uma sociedade de economia mista de capital aberto, regida pela Lei das Sociedades por Ações, cujo acionista controlador é o Estado do Rio Grande do Sul, detentor de 99,99% do capital social. Nesse arranjo institucional, a empresa configura-se como braço estratégico do governo na execução das políticas públicas de saneamento básico, sendo concessionária dos serviços de água e esgoto em 317 dos 497 municípios gaúchos. Embora não detenha concessão na capital, a Companhia mantém contrato com a maioria das cidades da região metropolitana de Porto Alegre, fator que contribui decisivamente para sua posição de protagonista no setor de saneamento do Rio Grande.



Em sua área de abrangência, a Companhia vê plenamente consolidada a universalização no segmento água, superando 96% de Nível de Universalização de Água (NUA) nos últimos anos. Hoje, mais de dois terços da população do estado recebem, em casa, água potável produzida pela CORSAN. A seguir, alguns números representativos do ano de 2017.



Quanto ao segmento esgoto, os atuais 14% de Nível de Universalização de Esgoto conectado (NUE-c) significam que ainda há muito a ser feito, fato que move a Companhia a concentrar e acelerar os investimentos na ampliação da cobertura. Somente em 2017, foram aplicados mais de R\$170 milhões (considerando recursos próprios e de terceiros) em obras por todo o estado, como estações de tratamento e redes coletoras. As 30 mil ligações disponibilizadas por conta desses investimentos permitem que se atinja uma universalização próxima dos 20%. Quanto mais ligações forem efetivadas, mais próximos se tornarão o NUE conectado e o NUE disponibilizado, tendência que se espera confirmar com a consolidação da cobrança pela disponibilidade do sistema de esgotamento sanitário. Além disso, passou-se a explorar tecnologias até então inéditas no âmbito da empresa, como a solução individual e a mista. Ainda nesse horizonte de prospecção de soluções para o esgotamento sanitário, a CORSAN voltou-se à Parceria Público-Privada (PPP) como alternativa de universalização para a região metropolitana de Porto Alegre.

Tendo em vista que a CORSAN é uma empresa pública não dependente de repasses do Estado, todo o custeio, os investimentos com recursos próprios e a amortização dos financiamentos são suportados pela receita advinda da tarifa. Para viabilizar o equilíbrio tarifário, a política de subsídio cruzado praticada pela Companhia permite não apenas a manutenção do mercado, mas torna possível o atendimento universalizado às diferentes comunidades, principalmente aquelas menos desenvolvidas economicamente.



* Em apenas dois municípios o reajuste foi diferenciado: São Borja 5,32% e Erechim 4,10%.

Infraestrutura

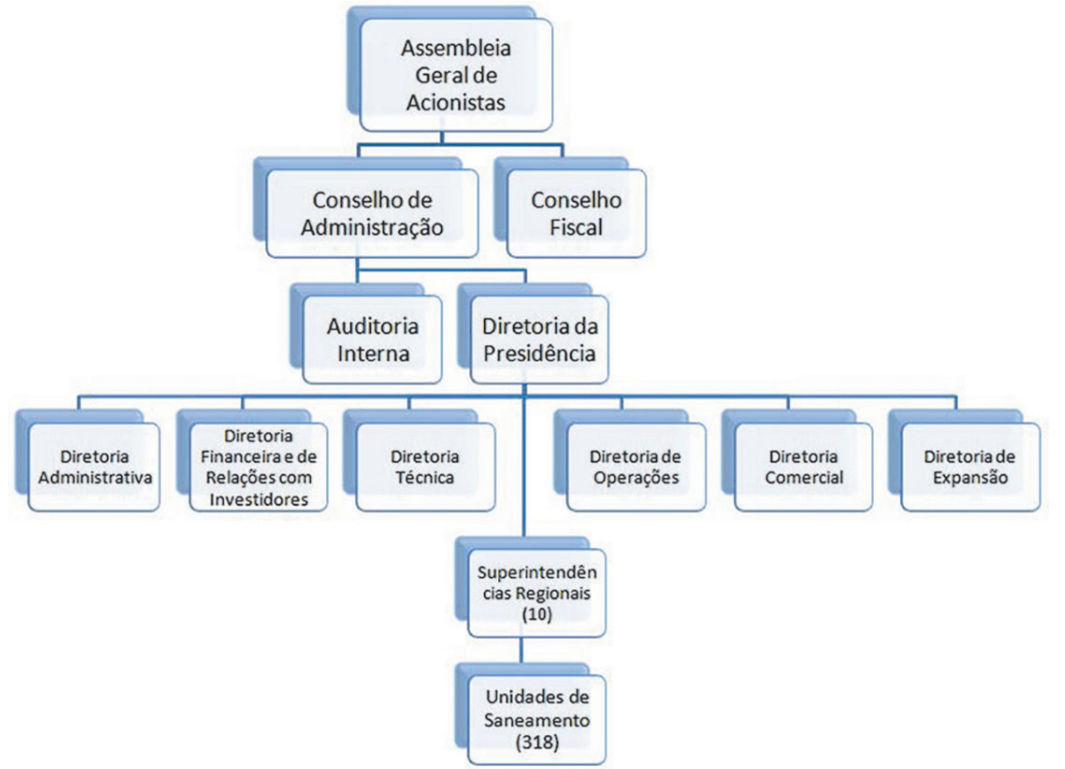


Estrutura Organizacional

No que se refere à estrutura organizacional da CORSAN, cabe ao Conselho de Administração orientar os atos de gestão da Diretoria Executiva, proteger o patrimônio da Companhia e promover a realização do objeto social. O Conselho é um órgão de deliberação colegiada, com membros eleitos em Assembleia Geral de Acionistas para representarem o acionista majoritário e os minoritários. Diretamente vinculada ao Conselho de Administração, encontra-se a Auditoria Interna. Em paralelo ao Conselho de Administração, encontra-se o Conselho Fiscal.

A responsabilidade de gerir os negócios da Companhia, em sintonia com a visão, missão, valores e objetivos estratégicos, cabe à Diretoria Colegiada, composta pela Diretoria da Presidência e demais diretorias: Diretoria Administrativa, Diretoria Comercial, Diretoria de Expansão, Diretoria de Operações, Diretoria Financeira e de Relações com Investidores, e Diretoria Técnica.

Hierarquicamente vinculada à Diretoria da Presidência, mas em interface com as demais diretorias, dez Superintendências Regionais promovem a aproximação entre a gestão dos serviços prestados e os municípios atendidos. A empresa se faz presente nos municípios por meio das Unidades de Saneamento, estruturas locais onde se dá o atendimento presencial aos usuários, bem como a execução de rotinas comerciais e operacionais.



Governança Corporativa

O modelo de Governança Corporativa adotado pela CORSAN tem como referência as boas práticas estabelecidas pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC, pela Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico - OCDE e pela Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros - BM&F BOVESPA S/A, atendendo aos requisitos da legislação vigente, em especial à Lei nº 13.303/2016 - Lei das Estatais. Trata-se de um conjunto de mecanismos de incentivo e controle para assegurar que as decisões da administração sejam tomadas em linha com o Planejamento Estratégico. Nesse sentido, a estrutura de governança contempla órgãos diretivos e órgãos de controle voltados à *compliance*, à gestão de riscos e aos controles internos. São princípios da governança a transparência, a equidade, a prestação de contas (*accountability*) e a responsabilidade corporativa.

Auditoria interna & controles internos, *compliance* & gestão de riscos

A fim de conferir maior acuidade à Governança Corporativa, em conformidade com a Lei das Estatais, a Companhia adota estruturas autônomas, porém interdependentes, de auditoria interna e de controles internos, *compliance* e gestão de riscos. No que se refere à auditoria interna, são auditados os atos de gestão das diretorias e respectivas unidades organizacionais, bem como da Fundação CORSAN. No âmbito dos controles internos e gestão de riscos, são elaboradas/acompanhadas/revisadas as políticas e estratégias institucionais, com foco na proposição de medidas corretivas à Diretoria Colegiada e ao Conselho de Administração, ante eventuais deficiências detectadas nos processos da empresa.

DESAFIOS DO MERCADO

Regulação

No Brasil, o setor de saneamento básico está concentrado principalmente em operadores públicos. No Rio Grande do Sul, o panorama não é diferente: a CORSAN presta serviços a mais de dois terços da população do estado.

Apesar de estar inserida em um mercado que opera em regime de concessão pública, a CORSAN é avaliada por esse mercado no que tange à capacidade de operação e à qualidade da prestação dos serviços às comunidades. Os municípios, no papel de poder concedente, estipulam o caráter especial dos contratos e da respectiva prorrogação, as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão, os direitos dos usuários, a política tarifária e a obrigação de manter serviços adequados. Tais condições são estabelecidas sob a forma não só de cláusulas contratuais, mas de compromissos de contratos de concessão/programa e de Planos Municipais de Saneamento Básico (PMSB).

De acordo com as diretrizes da Lei Federal 11.445/2007 - Lei do Saneamento, cabe ao município delegar a um ente regulador, com independência orçamentária e decisória, a mediação das relações entre a concessionária e os usuários. Os limites dessa regulação alcançam a homologação de tarifas, a definição de padrões de qualidade dos serviços e a arbitragem de conflitos.



Concorrência

Uma realidade cada vez mais presente no setor do saneamento é a concorrência da iniciativa privada e dos operadores municipais. Nesse horizonte competitivo, destacam-se cidades como Caxias do Sul, Novo Hamburgo, Pelotas e Porto Alegre, onde a administração municipal é responsável pela prestação dos serviços de abastecimento de água e de esgotamento sanitário; além dos municípios de Uruguaiana e São Gabriel, que concederam a operação do saneamento a empresas privadas. Não obstante isso, a CORSAN tem se mostrado preparada para participar de processos concorrenciais abertos a empresas públicas, como o certame promovido pelo município de Santa Cruz do Sul, em que a Companhia obteve a vitória.

Apesar da crescente concorrência, a CORSAN é a operadora de maior relevância no contexto estadual, atuando na maioria dos sistemas, apresentando expressiva capacidade de geração de economia em escala, mesmo diante de variados níveis de complexidade de operação em função da heterogeneidade dos aspectos geográficos das regiões.

CERTIFICAÇÕES, PREMIAÇÕES E RECONHECIMENTOS

As certificações da qualidade atestam a adoção de práticas de gestão baseadas em normas internacionais, evidenciando às partes interessadas um firme alicerce na eficiência, viabilidade técnico-financeira e qualidade de produtos e serviços. A ISO demonstra, portanto, o quanto a CORSAN busca ofertar serviços e produtos de qualidade a seus clientes, sendo percebida como uma empresa de excelência.



ISO 9001: a CORSAN certificou o Sistema de Gestão da Qualidade nas áreas de Operações e de Contabilidade, conforme os requisitos da Norma ISO 9001:2015. O certificado abrange os processos de tratamento de água e esgoto e de manutenção eletromecânica dos municípios de Canoas e Cachoeirinha, além de processos de apoio, como ensaios laboratoriais de água e esgoto, gestão de produtos químicos, fabricação de sulfato de alumínio e gestão contábil.

ISO-IEC 17025: a Companhia acreditou seu Laboratório Central de Esgoto na Norma ISO-IEC-17025 e manteve a acreditação no Laboratório Central de Águas garantindo a qualidade dos ensaios realizados para o monitoramento da qualidade dos processos de tratamento de água e esgoto.

ISO 14001: a CORSAN mantém a certificação do seu Sistema de Gestão Ambiental no tratamento de efluentes líquidos do Pólo Petroquímico Sul.



A CORSAN recebeu o Prêmio Responsabilidade Social 2017 na categoria entidades governamentais. Instituído pela Assembleia Legislativa do Rio Grande do Sul no ano 2000, o Prêmio de Responsabilidade Social distingue ações de organizações públicas e privadas que atuam pelo bem estar social e preservação do meio ambiente.



A CORSAN ocupa posição de destaque na 27ª edição do prêmio 500 Maiores do Sul - Grandes & Líderes, promovido pela Revista Amanhã. A Companhia é a 13ª maior empresa do Estado, a 2ª colocada no segmento de serviços públicos e a 34ª entre os três estados da região Sul. Produzido com o apoio técnico da PwC, esse é o maior e mais completo ranking regional de empresas do Brasil.



Seis superintendências regionais da CORSAN receberam premiações no Prêmio Nacional de Qualidade em Saneamento - Ciclo PNQS 2017. As premiações integram a categoria "As Melhores em Gestão no Saneamento Ambiental" e são concedidas pelo Comitê Nacional de Qualidade da Associação Brasileira de Engenharia Sanitária e Ambiental (Abes). As regionais Central (Surcen), Fronteira (Surfro), Nordeste (Surne) e Planalto (Surpla) conquistaram o Troféu Quirón Bronze no Nível I. A regional Sinos (Sursin) obteve o Troféu Prata no Nível II. A regional Metropolitana (Surmet), a Placa Finalista Nível II.



Funcionários das unidades de Cachoeirinha, Santa Rosa e Gualba destacaram-se pela performance no Campeonato de Operadores, disputado no Congresso Brasileiro de Engenharia Sanitária e Ambiental.



A CORSAN subiu 15 posições no anuário Valor 1000, publicado pelo jornal Valor Econômico. Em 2017, a Companhia saltou do 257º para o 242º lugar entre as 1000 maiores empresas do país e conquistou a 6ª colocação na categoria Água e Saneamento. Nesse setor, foi a 2ª em crescimento sustentável, 4ª em giro do ativo, 6ª em cobertura de juros, 6ª em rentabilidade e 6ª em receita líquida. Destacou-se também como a 40ª maior empresa da região Sul.



A CORSAN foi homenageada pelo Sindilojas Vale do Jacuí com o Troféu Mercado Princesa do Jacuí 2017, devido ao investimento na restauração do Chateau D'Eau, monumento referência para a cidade de Cachoeira do Sul.

PRESENÇA DA CORSAN NAS COMUNIDADES

Formação de Embaixadores do Saneamento Básico: realizado no sítio Quinta da Estância, em Viamão, o projeto beneficiou mais de seis mil alunos de escolas públicas de Alvorada, Cachoeirinha, Canoas, Eldorado do Sul, Esteio, Gravataí, Gualba, Sapucaia do Sul e Viamão. A atividade teve como objetivo sensibilizar os jovens para a importância do saneamento e o papel de cada um na preservação dos recursos hídricos.

Ospa - Série Interior: com patrocínio da CORSAN, a Orquestra Sinfônica de Porto Alegre (Ospa) realizou a série Interior 2017, que levou arte e cultura à população gaúcha com apresentações musicais gratuitas em Cachoeira do Sul, Santo Antônio da Patrulha, Jaguarão, Ijuí, Rio Grande, Osório, Estrela, Campo Bom e Torres.

Porto Verão Alegre: o apoio financeiro da CORSAN oportunizou a inédita ampliação do Porto Verão Alegre para palcos além da capital gaúcha. Por conta dessa iniciativa, o festival promoveu espetáculos teatrais com entrada franca nas cidades de Canoas, Gualba e Sapiranga.

Expointer: por meio do projeto "Preserve a Água, Tchê", a CORSAN fortaleceu a sua tradicional presença na maior feira a céu aberto da América Latina. A disseminação da educação ambiental foi protagonizada pela personagem Aqualina Pureza Oceânica, estimulando ludicamente o desejo de preservação do meio ambiente em crianças e adultos.

Festival Boas Ideias: o projeto marcou a abertura da Semana Estadual e Interamericana da Água, em Gramado. Foram realizadas diversas atividades voltadas à cultura, sustentabilidade e bem-estar, como aulas de dança e jiu-jitsu, apresentações teatrais e música instrumental.

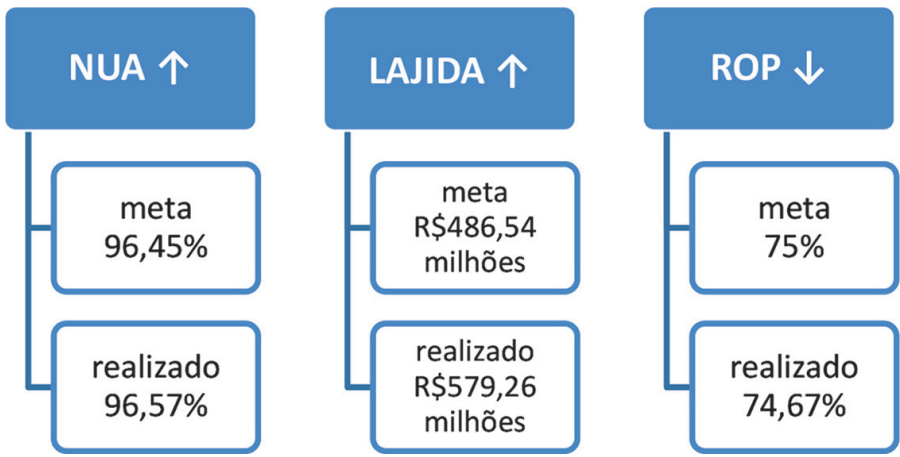
RS Sustentável: no âmbito do projeto, merece destaque a participação da CORSAN no Fórum Água é Vida, que reuniu autoridades e especialistas para debater relevantes temas relacionados à preservação ambiental, ao uso dos recursos hídricos e ao esgotamento sanitário nos municípios de Gualba e Santa Maria.

CONTROLE SOCIAL

Portal da Transparência: o acesso à informação é um direito pleno da sociedade civil. Como empresa pública, a CORSAN tem o compromisso de divulgar sistematicamente informações atualizadas, e de tornar seus processos cristalinos aos olhos da população. Nesse sentido, e integrada à política de transparência da gestão pública estadual, a Companhia disponibiliza informações sobre gastos e receitas, além de outras informações úteis aos cidadãos, no Portal da Transparência CORSAN, acessível em <http://www.transparencia.corsan.com.br>.

Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento - SNIS: vinculado à Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental do Ministério das Cidades, esse é o maior portal de informações do setor de saneamento do país. A CORSAN fornece anualmente ao SNIS dados de caráter operacional, gerencial, financeiro e de qualidade relativos aos serviços de água e esgoto. As informações prestadas são públicas e acessíveis em <http://www.snis.gov.br/>.

Acordo de Resultados: trata-se do principal instrumento utilizado pelo Governo do Estado para estabelecer e monitorar os compromissos dos órgãos de governo, representados por ações planejadas, indicadores e metas a serem cumpridos anualmente. Em 2017, a CORSAN foi avaliada por um conjunto de 11 indicadores, cujo monitoramento deu-se em ciclos bimestrais, totalizando cinco ciclos no ano. Merece destaque o desempenho da empresa do ponto de vista da universalização dos serviços e da saúde econômico-financeira.



* NUA (Nível de Universalização em Água).

417* LAJIDA (Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização) - desconsiderou-se a margem de construção, conforme definido no Acordo de Resultados. Nas demonstrações financeiras consta o LAJIDA de R\$ 583.757 (com margem de construção).

* ROP (Razão Operacional) - foi desconsiderada a margem de construção.

COMPANHIA RIOGRANDENSE DE SANEAMENTO - CORSAN



Companhia Aberta - CNPJ 92.802.784/0001-90
Rua Caldas Júnior, 120, 18º Andar - Ed. Barrisul - Porto Alegre
www.corsan.com.br

GOVERNO DO ESTADO
DO RIO GRANDE DO SUL



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

OS DESAFIOS DE 2017



ESTRATÉGIA E VISÃO DE FUTURO

Diante dos desafios de um mercado concorrencial e regulado, o Planejamento Estratégico assume papel preponderante para o crescimento sustentável. Na CORSAN, o planejamento alinha-se com as diretrizes do governo estadual no sentido de assegurar o aumento da produtividade e da qualidade dos serviços prestados, de manter o equilíbrio econômico-financeiro e a satisfação dos usuários.

No escopo do Planejamento, a identidade organizacional da CORSAN traduz-se na Missão, na Visão, nos Valores e na Política da Qualidade, ideias que se tornam realidade por meio dos objetivos estratégicos. A Missão expressa o que a Companhia se propõe fazer, como e para quem fazer. Em uma perspectiva de médio e longo prazo, a Visão demonstra onde a Companhia pretende chegar. Os Valores, por sua vez, refletem as crenças e princípios que guiam as decisões, balizando o comportamento da administração e de seus colaboradores nas relações internas e externas.



Em sintonia com a identidade organizacional, foi concebido o Mapa Estratégico 2016-2019, composto por 18 objetivos estratégicos, associados às perspectivas **Financeira** – Como serão assegurados os resultados financeiros; **Clientes** – O que fazer para gerar valor para os clientes; **Processos** – Melhorias em processos para operação e prestações dos serviços; **Aprendizagem e Crescimento** – Desenvolvimento organizacional e melhorias no relacionamento institucional.



Aos objetivos estratégicos são associados indicadores, através dos quais é possível acompanhar o cumprimento das metas definidas, permitindo o tratamento adequado e tempestivo a cada situação. O monitoramento e controle envolvem o acompanhamento das informações, sua análise e a identificação de ações de melhoria quando necessário. Trata-se de um ciclo contínuo até o fechamento do ano, quando se reavaliam os indicadores e metas para o ano seguinte.

Tão importante quanto definir objetivos, metas e indicadores, é tornar realidade o planejamento. Na CORSAN, esse processo, hoje plenamente consolidado, desenvolve-se em duas frentes: no âmbito corporativo e no âmbito regional.

No âmbito corporativo, com base nos objetivos estratégicos, foram elaborados planos de projetos abrangendo todas as diretorias, dando origem aos projetos estratégicos da empresa. A atual carteira chega a 45 projetos estratégicos, patrocinados pelas diretorias, executados de forma transversal sob a condução de gerentes e equipes específicas, e monitorados pela alta administração por meio de um escritório de gerenciamento de projetos estratégicos.

No âmbito regional, o desdobramento da estratégia realiza-se nas superintendências regionais sob dois enfoques: a concretização da estratégia em planos de ação operacionais desenvolvidos com base no modelo 5W2H; e o aperfeiçoamento da gestão dos processos gerenciais, com base no Modelo de Excelência da Gestão (MEG) do Prêmio Nacional da Qualidade em Saneamento (PNQS).

Uma vez que a CORSAN é instância executiva das políticas de saneamento do Estado, o Planejamento Estratégico da Companhia alinha-se ao Plano Plurianual do Governo do Estado (PPA). O PPA para o quadriênio 2016-2019, elaborado e coordenado pela Secretaria de Planejamento, Governança e Gestão (SPGG), configura-se como instrumento legal (Lei Estadual 14.755/15) que define diretrizes, objetivos e metas da administração estadual. O plano é formado por programas, que contemplam todas as ações a serem desenvolvidas pelo Estado no período. A Companhia está inserida nesse quadriênio com metas estabelecidas no Eixo de Infraestrutura e Ambiente, em três ações: Expansão e Melhorias dos Sistemas de Abastecimento de Água, Expansão e Melhorias dos Sistemas de Esgotamento Sanitário, Promoção de Medidas Institucionais.

REALIZAÇÃO DA ESTRATÉGIA NA DIMENSÃO DA UNIVERSALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS

Esgotamento Sanitário



Execução de Obras: durante o ano de 2017, a Companhia realizou investimentos da ordem de R\$ 170 milhões (recursos próprios e/ou financiados) em obras nos Sistemas de Esgotamento Sanitário, resultando na disponibilização de mais de 30 mil novas ligações, o que representa cerca de 200 mil habitantes a serem beneficiados.

Alternativas para universalização: tendo em vista os grandes investimentos financeiros necessários para a execução de sistemas de esgotamento sanitário do tipo separador absoluto, além da complexidade das obras, a CORSAN compreendeu ser o momento de avaliar dois tipos de solução de esgotamento sanitário que utilizam a infraestrutura existente: a solução individual e a mista.

• **Solução Individual Programada:** esse tipo de solução, disseminado em todo o Rio Grande do Sul, é considerado adequado quando as fossas são controladas, construídas e operadas adequadamente. Nesse segmento, os investimentos ultrapassaram os R\$ 140 milhões em 2017, iniciando-se em 2017 o projeto de limpeza e programação de fossas em vista que assumir a limpeza das fossas e executar o serviço na frequência ideal vem a garantir que o lodo seja destinado de maneira ambientalmente correta. No âmbito do projeto, durante a temporada de verão 2017/2018 está em andamento um projeto piloto no baneário de Atlântida Sul, mediante o qual as fossas são limpas conforme cronograma da Companhia, e cujo lodo é destinado à ETE II de Xangri-Lá. A partir desse aprendizado, serão avaliadas questões do ponto de vista operacional e do relacionamento com o cliente, bem como do mapeamento dos processos.

• **Esgoto Misto:** quanto à solução mista, a CORSAN elegeu o município de Osório para um projeto piloto. Para tanto, foi executada rede coletora do tipo misto, prevendo utilização da rede de drenagem pluvial da cidade para receber os efluentes de esgoto cloacal. Os efluentes, hoje ainda descartados diretamente na Lagoa da Mochelha, serão tratados na ETE de Osório, a qual foi construída pela Companhia. Do ponto de vista da operação, o projeto está em fase de obtenção de licenciamento ambiental da estação de tratamento. Do ponto de vista da regulação, a solução mista já foi reconhecida pelo regulador do contrato com o município, a AGERGS.

Parceria Público Privada (PPP) em Esgoto: mais conhecido como Parceira Pelo Futuro, o projeto envolve nove municípios da Região Metropolitana de Porto Alegre: Canoas, Cachoeirinha, Gravataí, Estelo, Sapucaia do Sul, Guaiíba, Eldorado do Sul, Alvorada e Viamão. Combinando investimentos da CORSAN e do setor privado, a PPP tem como escopo a complementação da infraestrutura e a operação dos serviços de esgotamento sanitário pelo parceiro, durante um prazo de 35 anos, possibilitando a universalização dos serviços em 11 anos. O projeto é considerado uma solução inovadora no modelo de gestão da Companhia, pois tem foco nos resultados a partir de metas previamente estabelecidas, além de concentrar em um único contrato todo o conjunto de atividades segmentadas em diversos instrumentos, como projetos de engenharia, obras e apoio operacional. Vencidas as etapas de consulta e audiência pública, oportunizando esclarecimento sobre a parceria, o projeto encontra-se em fase de aprovação dos municípios, etapa prévia e condicional para o lançamento da licitação.

Cobrança pela Disponibilidade do Sistema de Esgotamento Sanitário: a CORSAN investe fortemente na expansão do sistema de esgotamento sanitário, além de promover ações de conscientização ambiental em paralelo à realização das obras. Entretanto, frustram-se os investimentos em infraestrutura na medida em que os usuários resistem à conexão ao sistema. Para superar esse desafio, a Companhia está implantando a cobrança pela disponibilidade do sistema de esgoto, regulamentada por todas as agências reguladoras. Em 2017, foi realizado um projeto piloto nos municípios de Santo Ângelo, Santa Rosa, Ijuí e Cruz Alta. Nos primeiros quatro meses de implantação, houve ingresso de 1.400 ligações (ainda na etapa de divulgação local e do primeiro lote de notificações), em um universo de 8.000 imóveis factíveis. O sucesso do piloto ensejou a ampliação para os demais municípios com sistema de esgotamento sanitário em 2018.

Abastecimento de Água

No que diz respeito à universalização em água, não obstante o atual NUA superior a 96%, a CORSAN mantém o olhar voltado à segurança hídrica, a fim de fazer frente ao crescimento vegetativo das comunidades atendidas. Nesse segmento, os investimentos ultrapassaram os R\$ 140 milhões em 2017. Dentre os empreendimentos concluídos em diversos municípios do estado, merece destaque a conclusão de uma obra de forte impacto para a região de Erechim: a ampliação do sistema de abastecimento de água da cidade, onde foram investidos R\$ 32 milhões na transposição do Rio do Cravo, garantindo assim o abastecimento de água para os próximos 50 anos.

REALIZAÇÃO DA ESTRATÉGIA NA DIMENSÃO INSTITUCIONAL

Solução individual sob demanda: atendendo a uma demanda do mercado, o novo negócio consiste na prestação do serviço de limpeza de lodo de fossas sépticas sob demanda do usuário. Diferentemente da limpeza de fossa programada, a modalidade sob demanda não é considerada serviço público e tampouco é contabilizada nos índices de universalização. Trata-se de um negócio regido pelas leis de mercado, cuja adesão não é compulsória. Uma vez aprovado pelos entes reguladores, a CORSAN poderá prestar o serviço de limpeza de fossa por meio de terceiros, desde que os prestadores de serviços sejam capacitados e devidamente licenciados.

Gestão dos Compromissos Assumidos com os Municípios: para integrar os processos de planejamento, orçamento e gestão no que tange a compromissos assumidos nos contratos de programa e Planos Municipais de Saneamento Básico (PMSB), a CORSAN vem desenvolvendo o Sistema de Planejamento, Orçamento e Gestão Estratégica - SISPLAN. Esse sistema oferece aos usuários ferramentas de controle integradas aos demais sistemas de informação da Companhia para que, a partir dos compromissos, sejam gerados planos de ação por município e segmento, bem como consequentes demandas às áreas executoras. Do ponto de vista da regulação, além de permitir a gestão efetiva dos compromissos, o SISPLAN possibilita o monitoramento das metas dos planos municipais de saneamento e instrumentos contratuais, bem como o acompanhamento das demandas das agências. Embora ainda em construção, o sistema já disponibiliza, para consulta e relatórios, todos os 317 contratos de programa, os 254 PMSB e os 21 mil compromissos assumidos com os municípios.

Desdobramento do Planejamento Estratégico: o ano de 2017 foi marcado pelo amadurecimento da metodologia 5W2H e a consolidação da cultura do planejamento no nível regional, não obstante esse processo ter iniciado em 2015 por ocasião da revisão do planejamento. Partindo dos objetivos estratégicos da empresa como um todo, sob a orientação das superintendências regionais, cada unidade passou a eleger e priorizar o que devia e podia ser feito localmente. Superintendências e unidades de saneamento se empenharam, de forma padronizada e documentada, na elaboração dos planos de ação, na sua execução e no acompanhamento dos resultados. Além disso, os ciclos de monitoramento nas regionais fomentaram o diálogo entre áreas e unidades, contribuindo para construção de soluções articuladas, evitando o sombreamento de ações. Em última análise, a capilarização da estratégia contribuiu para fortalecer a gestão local tanto na prestação de contas quanto na busca de soluções para entaves que dependam de intervenção da alta administração. Como evidência do sucesso desse modelo de gestão, destacam-se as premiações conquistadas por seis superintendências regionais da CORSAN no PNQS 2017, cujo foco recaí não apenas sobre as metodologias, mas também sobre os resultados obtidos a partir de sua aplicação.

Monitoramento dos Projetos Estratégicos: para que a alta administração atuasse de forma mais efetiva na realização da estratégia, no eixo dos projetos estratégicos, em 2016 foi criado um escritório de gerenciamento e monitoramento, competente para propor, planejar, monitorar e avaliar projetos sob três dimensões: planejamento, execução e resultados. Ao longo desses dois anos, por meio de indicadores específicos, tem sido possível medir tanto a eficácia quanto a contribuição dos projetos para os Objetivos Estratégicos. O monitoramento dá-se em ciclos não superiores a dois meses, quando são apresentadas evidências da evolução dos projetos, permitindo que eventuais correções de curso sejam feitas de forma tempestiva e realista. Além disso, os ciclos mobilizam diversas instâncias da empresa, o que confere transversalidade à tomada de decisão. Dentre os 45 projetos estratégicos, seis já foram concluídos: *Implantar uma unidade de gerenciamento de projetos estratégicos; Estruturar o Processo de Gestão dos Fundos Municipais de Gestão Compartilhada; PAC2 CEF Projetos; Aperfeiçoar a Gestão Financeira do Fluxo de Caixa; Implantar o Sistema de Gestão Estratégica de Custos e Despesas.*

Matriz de Riscos e Mapeamento de Processos: do ponto de vista dos controles internos e da gestão de riscos, 2017 foi um ano de consolidação dessa cultura dentro da CORSAN. A metodologia de mapeamento de processos baseada em riscos foi amadurecida por meio de oficinas colaborativas que alcançaram todas as esferas da Companhia. Assim foi possível instrumentalizar as unidades organizacionais para descreverem os seus processos, etapa embrionária para o futuro sistema de controles internos, a ser modelado em 2018. Além disso, construiu-se uma matriz de 23 riscos corporativos, cujo enfrentamento encontra total amparo no desdobramento do Planejamento Estratégico e nos Projetos Estratégicos.

Unidades de Saneamento Especializadas: considerando a complexidade de operar sistemas de água e esgoto em municípios de grande porte, em aglomerados urbanos, a CORSAN criou as Unidades de Saneamento Especiais (USE). Essas unidades diferenciam-se das demais pelo modelo de gestão estratificado em coordenadorias (clientes, projetos, operação), e pelo maior grau de autonomia decisória. A primeira USE, Santa Maria, foi criada ainda em 2016, porém 2017 foi o ano de amadurecimento do modelo, de definição de critérios de constituição das unidades especiais, e da criação da USE Canoas e da USE Rio Grande.

REALIZAÇÃO DA ESTRATÉGIA NA DIMENSÃO ADMINISTRATIVA & LOGÍSTICA

Revisão e readequação da gestão do conhecimento e do modelo de gestão de pessoas: com base em uma pesquisa de clima organizacional que abrangia todas as esferas da CORSAN, foi possível detectar, através do *feedback* dos próprios empregados, certo grau de discrepância entre o trabalho realizado pelos colaboradores e as oportunidades e regras de promoção e ascensão profissional na empresa. Evidenciando que progresso profissional dava-se em bases um tanto subjetivas, por vezes dissociado de resultados mensuráveis, a pesquisa apontava para a necessidade de tomar uma nova direção, voltada para a objetividade e a transparência nas avaliações e promoções. Foi com esse objetivo que, no ano de 2017, com o auxílio da consultoria da Fun-Fla/USP, foram realizadas a revisão e a readequação da gestão de pessoas para entaves que dependam de intervenção da alta administração. Como evidência do sucesso desse modelo de gestão, destacam-se as premiações conquistadas por seis superintendências regionais da CORSAN no PNQS 2017, cujo foco recaí não apenas sobre as metodologias, mas também sobre os resultados obtidos a partir de sua aplicação.

Qualidade de vida dos empregados: em especial no que se refere à preservação da saúde e integridade física, são premissas da gestão os aspectos de segurança e saúde dos empregados, em todas as etapas do trabalho. Nesse sentido, foram desenvolvidos os seguintes programas em 2017: Preparação para a Aposentadoria (PPA), com a participação de 61 empregados e 34 familiares; Acompanhamento Psicossocial aos Empregados Afastados em Auxílio Doença, realizando acompanhamento domiciliar de 52 empregados; Facilitação em Gestão de Conflitos, culminando na capacitação de 146 gestores para identificação e gestão de conflitos ocorridos em ambiente de trabalho.

Acordo Coletivo de Trabalho: as negociações resultaram na manutenção das vantagens e na continuidade da recuperação de perdas, com o reajuste salarial pelo INPC, de forma parcelada. O reajuste foi aplicado em percentuais e datas diferenciadas para parcelas salariais, gratificações e benefícios, de modo que não houvesse perda salarial e que o custo permanencesse vinculado ao valor orçado e autorizado pelo governo estadual.

Programa de Participação nos Lucros e nos Resultados (PPLR): este sistema de remuneração variável, já consolidado na CORSAN, cria um ambiente cooperativo entre a empresa e os empregados através da fixação de metas claras e objetivas, levando em consideração as condições técnicas e o histórico da organização. Dessa forma, a cultura participativa é fomentada e os processos do Programa de Melhoria de Gestão são amadurecidos, convergindo para a melhoria do clima motivacional da empresa.

Renovação da frota de veículos: ao final de 2017, foi dado início à substituição da frota locada, que compreende a entrega de 92 caminhões com capacidade de carga de 1,8 tonelada, 919 picapes e 289 automóveis. Os veículos serão utilizados em toda a área de abrangência da CORSAN, principalmente pelas Unidades de Acesso e Superintendências Regionais.

Centro de distribuição de materiais: a Companhia adotou em 2017 um novo modelo de gestão de suprimentos que resultou na qualificação das especificações, melhoria de controle e nos processos de aquisição. Foi implementada uma política de estoques e inaugurado o Centro de Distribuição - CD possibilitando assim a qualificação do recebimento, inspeção e armazenamento dos materiais.

Ferramenta online de gestão de contratos com fornecedores: em 2017 foi implementada na empresa a ferramenta gerencial ContratosGov, que apoia os gestores e fiscais de contratos de fornecimento de materiais, prestação de serviços e execução de obras. O uso da ferramenta permite gerir e fiscalizar diversos contratos, das mais diferentes complexidades, mediante a organização das atribuições de todos os envolvidos no processo e o registro de todos os atos praticados.

REALIZAÇÃO DA ESTRATÉGIA NA DIMENSÃO COMERCIAL

Otimização da Micromedicação: em 2017, foram adquiridos 360 mil novos hidrômetros de diâmetro ¾", a fim de manter a idade média do parque em 3,5 anos. Além disso, foram substituídos/redimensionados 397 mil hidrômetros acima de ¾", implicando a renovação de 73% do parque de grandes consumidores, repercutindo em um incremento de 7% na arrecadação.

Atualização do Cadastro: foi mantido o processo de revisão de cadastro específico nas economias atendidas, cujo ingresso superior a 20 mil economias representou um incremento de 1,14% no cadastro.

Captação de clientes em esgotamento sanitário: foi dada continuidade ao Projeto Estratégico que trata da comercialização das ligações factíveis com a viabilização da ligação intradomiciliar. Em 2017 foram revisados e notificados 8.900 imóveis, e efetivadas aproximadamente 7.000 ligações. A partir da implantação da cobrança pela disponibilidade na regional Surmris, houve uma evolução de 57% no número de ligações de esgoto somente nas quatro cidades contempladas no projeto piloto (Cruz Alta, Santa Rosa e Ijuí).

Combate ao uso de fontes alternativas irregulares: com respaldo no Termo de Cooperação firmado entre a CORSAN, o Ministério Público do RS e o Departamento de Recursos Hídricos da Secretaria do Meio Ambiente do RS, deu-se continuidade ao processo de revisão e lacramento de poços irregulares no Estado. Ao longo de 2017, a Companhia encaminhou denúncia às vigilâncias sanitárias municipais de Gravataí, Glorinha, Arroio dos Ratos, São Borja, Taquara, Alegrete, Osório, Santo Ângelo, Passo Fundo e Tramandaí.

Integração dos processos comerciais e operacionais: a conclusão da implantação do Sistema Móvel de Serviço CORSAN – SMS, além de modernizar a interface com o cliente e integrar todos os tipos de atendimento ao usuário, encerrar ordens de serviço em tempo real, e simplificar a execução e o gerenciamento das rotinas.

Combate à inadimplência: além de manter a negatificação de devedores nos órgãos de restrição de crédito (SPC/SERASA/SCPC), a empresa passou a encaminhar um segundo comunicado aos devedores negativos internamente, ação esta que acarretou recuperação de 18% dos valores de dívidas. Em paralelo, a Companhia aderiu à campanha *Super Feirão Zero Dívida* (promovida pela CDL de Porto Alegre), bem como criou e implementou o *Programa de Negociação de Dívida* da CORSAN, voltado à recuperação de faturas pendentes há mais de um ano, mediante a concessão de descontos sobre multas e juros. Durante os 45 dias do programa, o resultado obtido pelas quase 400 mil negociações ultrapassou R\$ 700 mil em pagamentos a vista e R\$ 300 mil em valores parcelados.

REALIZAÇÃO DA ESTRATÉGIA NA DIMENSÃO DO RELACIONAMENTO COM O CLIENTE

Aplicativo CORSAN para smartphones: o lançamento do APP CORSAN permitiu aos usuários acessarem, por meio de seus *smartphones*, os serviços disponíveis no site e no canal de atendimento 0800. A modelagem de segunda fase, iniciada em 2017, abrange a implementação de novas funcionalidades, como o envio de mensagens de controle de acesso de usuários por senha; *Push Notification* (notificações automáticas e personalizadas para o usuário); emissão de segunda via da fatura gerando arquivo PDF; geração de outros serviços operacionais além dos já disponíveis (verificação de falta de água e vazamentos).

Teleatendimento via chat: a partir do projeto iniciado em 2016 e desenvolvido em 2017, após testes na ferramenta e treinamento dos teleatendentes, foi concluída a implantação do canal de atendimento via *chat*, serviço já disponível no site da CORSAN.

Atendimento presencial: no ano de 2017, dando seguimento ao projeto iniciado em 2016, foi implementado sistema de controle e gerenciamento de filas nas 40 Unidades de Saneamento Especializadas (USE). Esse sistema de controle de atendimento presencial, que permite aos técnicos atuarem atendentes distribuídos entre as 198 Unidades de Saneamento que possuem atendimento pleno. Além disso, merece destaque a padronização de regras de conduta para o atendimento prioritário em todas as US.

Autoatendimento via site (www.corsan.com.br): projeto de reestruturação e remodelagem completa de toda a área do autoatendimento de usuários, cujas principais inovações são: inclusão de controle de acesso através do *login* cidadão, como já ocorre em outros órgãos do estado; disponibilização de novos serviços, como informar vazamento de água ou esgoto e encaminhar uma verificação de falta d'água no imóvel, cadastro de e-mail para envio da fatura mensal, consulta às histórias de solicitações, protocolos e informações do imóvel; reatualização das Perguntas Frequentes, possibilitando o *feedback* do usuário e o ranqueamento automático das perguntas mais acessadas; disponibilização da Carta de Serviços, conforme determina a Lei 13.460/2017 (que rege a participação, proteção e defesa dos direitos do usuário dos serviços prestados pela administração pública); Inclusão do sistema *Push Notification* (notificações automáticas e personalizadas para o usuário), o qual reterá automaticamente para o usuário as informações sobre faturas pendentes, *status* das solicitações, situações de desabastecimento na localidade do imóvel, dentre outras.

Torpedos SMS (nova ferramenta de envio de mensagens de texto): no início de 2017 foi contratada uma nova ferramenta de envio de torpedos de texto por parte da empresa, o que foi provido por parte da CORSAN (informações sobre desabastecimento, revisos de débito, etc.), o envio enviado por parte do usuário, integrado ao banco de ocorrências de rede para a localidade do imóvel. O sistema retornará ao remetente a informação com a previsão do restabelecimento do abastecimento.

Retorno ao Cliente: foi disponibilizada aos usuários dos canais de atendimento da CORSAN a ferramenta de Retorno ao Cliente, cuja funcionalidade consiste no envio de uma mensagem de texto para o celular ou para o e-mail cadastrado, sempre que o usuário encaminhar uma demanda à CORSAN. A mensagem contempla o número de protocolo do atendimento, o nome da solicitação realizada, bem como o *status* "registrada" ou "atendida".

REALIZAÇÃO DA ESTRATÉGIA NA DIMENSÃO TÉCNICA & OPERACIONAL

Contrato de Performance: em 2017 foi celebrado um contrato de performance que objetiva ampliar a eficiência do abastecimento de água no município de Santa Cruz do Sul. Inédito na CORSAN, o projeto conta com investimentos na ordem de R\$ 9,6 milhões, com foco na redução de perdas de água na região, delimitando a remuneração à contratada ao ganho de eficiência na distribuição da água. Com vigência de 23 meses, o contrato prevê obras e serviços de engenharia contemplando ações de controle de vazão e pressão, controle ativo de vazamentos e adequação da infraestrutura.

Contrato de Gestão Operacional (CGO): a contratação do CGO Corporativo, centralizada na sede da Companhia, permite aos técnicos atuarem de forma remota no abastecimento de água. O sistema conta com tecnologia aplicada para monitorar, 24 horas por dia, um total de 107 municípios atendidos. Além disso, permite padronizar operações, formar banco de dados, aumentar a capacidade analítica da operação e promover a integração com outros sistemas da empresa. Entre os benefícios, destacam-se a possibilidade de detectar vazamentos, reduzir pressões na rede, controlar níveis de reservatórios, acionar bombas e válvulas, economizar energia elétrica e reduzir perdas de água. A automação confere mais agilidade na identificação de ligações clandestinas e na comunicação às comunidades sobre eventuais falhas de água.

Tratamento dos efluentes do Polo Petroquímico do Sul: projeto de reestruturação e remodelagem completa de toda a área do autoatendimento de usuários, cujas principais inovações são: inclusão de controle de acesso através do *login* cidadão, como já ocorre em outros órgãos do estado; disponibilização de novos serviços, como informar vazamento de água ou esgoto e encaminhar uma verificação de falta d'água no imóvel, cadastro de e-mail para envio da fatura mensal, consulta às histórias de solicitações, protocolos e informações do imóvel; reatualização das Perguntas Frequentes, possibilitando o *feedback* do usuário e o ranqueamento automático das perguntas mais acessadas; disponibilização da Carta de Serviços, conforme determina a Lei 13.460/2017 (que rege a participação, proteção e defesa dos direitos do usuário dos serviços prestados pela administração pública); Inclusão do sistema *Push Notification* (notificações automáticas e personalizadas para o usuário), o qual reterá automaticamente para o usuário as informações sobre faturas pendentes, *status* das solicitações, situações de desabastecimento na localidade do imóvel, dentre outras.

Torpedos SMS (nova ferramenta de envio de mensagens de texto): no início de 2017 foi contratada uma nova ferramenta de envio de torpedos de texto por parte da empresa, o que foi provido por parte da CORSAN (informações sobre desabastecimento, revisos de débito, etc.), o envio enviado por parte do usuário, integrado ao banco de ocorrências de rede para a localidade do imóvel. O sistema retornará ao remetente a informação com a previsão do restabelecimento do abastecimento.

Retorno ao Cliente: foi disponibilizada aos usuários dos canais de atendimento da CORSAN a ferramenta de Retorno ao Cliente, cuja funcionalidade consiste no envio de uma mensagem de texto para o celular ou para o e-mail cadastrado, sempre que o usuário encaminhar uma demanda à CORSAN. A mensagem contempla o número de protocolo do atendimento, o nome da solicitação realizada, bem como o *status* "registrada" ou "atendida".

REALIZAÇÃO DA ESTRATÉGIA NA DIMENSÃO DA TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

Hardware: modernização e ampliação do parque de computadores, periféricos (impressoras, escâneres, projetores, etc.) e pela aquisição de *tablets* destinados à implantação do Sistema Móvel de Serviços (SMS) em toda a CORSAN.

Software: atualização do sistema operacional de 300 computadores de Windows XP para Windows 7; renovação de diversos contratos e licenças.

418. Vídeokonferência: implantação de solução em vídeokonferência na sede da empresa e nas superintendências regionais.

Data Center: aquisição de servidores Blade para o Data Center e adequação dos *links* entre CORSAN e Procergs, passando de 100 MB para 1 GB.

Fibra ótica: instalação de *links* de fibra ótica em Canoas.

Telefonia móvel: contratação de telefonia móvel com redução de 50% dos custos.



COMPANHIA RIOGRANDENSE DE SANEAMENTO - CORSAN

Companhia Aberta - CNPJ 92.802.784/0001-90
Rua Caldas Júnior, 120, 18º Andar - Ed. Barrisul - Porto Alegre
www.corsan.com.br

GOVERNO DO ESTADO
DO RIO GRANDE DO SUL



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Gestão Eletrônica de Documentos (GED): integração dos mais de 600 roteiros de teleatendimento na ferramenta SeSuite, cuja principal vantagem é o controle de versionamento dos documentos, possibilitando que todos usuários tenham acesso ao conteúdo atualizado e homologado pelas áreas afins.

REALIZAÇÃO DA ESTRATÉGIA NA DIMENSÃO SOCIOAMBIENTAL

Trabalho Técnico Social: o Trabalho Técnico Social (TTS) atua nas áreas beneficiadas por obras de implantação e ampliação de SAA e SES nas fases: antes da obra (diagnóstico socioterritorial: para conhecer a população), durante a obra (acompanhamento de obras: para informar a população do andamento e importância da obra para a saúde e meio ambiente) e depois da obra (efetivação das ligações: para conscientizar a população dos benefícios proporcionados pelos investimentos). Números do TTS em 2017: 13 mil visitas domiciliares realizadas em mais de 30 municípios distribuídos pelas regiões do estado.

Em parceria com as prefeituras do entorno do Polo Petroquímico e com o Comitê de Fomento Industrial do Polo (COFIP), foi possível sensibilizar cerca de 3.000 estudantes para as questões ambientais. Em palestras no Polo Petroquímico, o público chegou a 500 profissionais. No que se refere a visitas técnicas às instalações da CORSAN, houve participação de aproximadamente 1.150 pessoas oriundas de Universidades, escolas técnicas e empresas.

Licenciamento Ambiental: quanto a novos sistemas (SES – sistemas de esgotamento sanitário e SAA – sistemas de abastecimento de água), a Companhia atuou com êxito nos processos de Licenciamento Ambiental, obtendo mais de 50 licenças entre Licença Prévia (LP), Licença de Instalação (LI) e Licença de Operação (LO). Também participou de forma decisiva no grupo técnico que discutiu e propôs a redação da Resolução CONSEMA nº 355/2017, a qual definiu novos padrões de lançamento de efluentes no Estado, inclusive do esgotamento sanitário, viabilizando a emissão de várias licenças de projetos e obras. No que se refere aos sistemas em operação, foram realizadas ações para garantir a regularidade ambiental de operação dos sistemas da empresa. Além disso, destaca-se a elaboração do manual de procedimentos para alteração de responsabilidade e/ou regularização ambiental de sistemas de esgotamento sanitário com ETE recebidos de terceiros.

Recursos Hídricos: a CORSAN vem desenvolvendo ações em conjunto com outros entes do estado, destacando-se ações institucionais junto à Secretaria do Meio Ambiente (SEMA) com relação à previsão do tempo, auxiliando a Companhia a se precaver em casos de estiagens; ações de articulação para que as legislações que disciplinam a conduta do abastecimento continuem sendo de responsabilidade do estado. Uma vez que grande parte do abastecimento se dá por meio de águas subterrâneas, foi realizado projeto de aquisição de aparelhos de perfilação ótica, propiciando a gestão dos poços mais ajustada do ponto de vista técnico e econômico.

REALIZAÇÃO DA ESTRATÉGIA NA DIMENSÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

Plano de Investimentos

Plano de Investimentos Plurianual (em milhares de reais)									
Fonte/Período	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Contrapartida	97.315	102.841	124.607	79.060	73.555	10.831	6.248	8.159	502.617
Financiado	231.655	505.638	533.342	346.659	227.807	60.070	51.926	38.024	1.995.122
Próprio	191.229	160.055	119.140	14.160	11.381	-	-	-	495.963
Repasse	34.792	111.294	107.531	73.421	88.949	64.716	57.667	45.323	583.694
Total	554.991	879.828	884.620	513.300	401.691	135.618	115.841	91.507	3.577.396

Fonte: AGE PCP/PLP

No quadro anterior, não estão computadas parcelas a serem pagas a título de contraprestação de investimento na modalidade PPP.

Captação de Recursos

Sem abdicar de manter o já conquistado índice de universalização em água, o plano de expansão da CORSAN concentra esforços na universalização em esgotamento sanitário, tarefa esta que demanda investimentos na ordem de R\$10,8 bilhões. Diante dos desafios em ambos os segmentos, além dos recursos já disponíveis, foram intensificados os esforços na obtenção de novos financiamentos:

Recursos em Utilização:

- Programa de Aceleração do Crescimento – PAC:** recursos federais (OGU, FAT e FGTS) destinados à implantação, ampliação e melhorias nos sistemas de abastecimento de água e esgotamento sanitário, estudos e projetos em água e esgoto, além de modernização operacional. A captação dos recursos iniciou-se em 2007, com o PAC1, e estendeu-se até 2014, com o PAC2 4ª Seleção.
- Fundo de Convergência Estrutural do MERCOSUL – FOCEM:** recursos internacionais na ordem de US\$ 2,5 milhões, destinados ao sistema de esgotamento sanitário do município de Aceguá.
- Programa de Despoluição de Bacias Hidrográficas – PRODES:** recursos federais destinados ao sistema de esgotamento sanitário do município de Erechim.

Novos recursos contratados em dezembro de 2017:

- Instrução Normativa 14:** recursos federais (FGTS) destinados à ampliação de sistemas de abastecimento de água e esgotamento sanitário em diversos municípios, no montante de R\$ 222 milhões, que irão beneficiar mais de 600 mil habitantes.

Pleitos de recursos em andamento:

- Debêntures:** recursos federais destinados à ampliação de sistemas de esgotamento sanitário em diversos municípios, à telemetria e à renovação do parque de hidrômetros.
- Avançar Cidades:** recursos federais (FGTS/FAT) destinados à ampliação de sistemas de abastecimento de água e esgotamento sanitário, bem como de controle de perdas de água, em diversos municípios.
- Banco de Desenvolvimento da América Latina – CAF:** recursos internacionais destinados à ampliação dos sistemas de esgotamento sanitário de Gramado e Canela.
- Programa de Melhoramento dos Serviços de Saneamento do Estado do Rio Grande do Sul – PROSASUL:** pleito junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento e BID, estruturado em três componentes: abastecimento de água, modernização operacional e fortalecimento institucional. O componente abastecimento de água apoia ampliação do Sistema Integrado Canoas-Estelo-Sapucaia (SICES), Sistema Integrado Gravatal-Cachoeirinha (SIGRAC), do Sistema Integrado Alvorada-Viamão (SIAV), do Sistema Serra (Bento Gonçalves, Farroupilha, Garibaldi, Carlos Barbosa), e dos sistemas dos municípios de Passo Fundo e de Santa Cruz do Sul. O componente modernização operacional apoia intervenções em redução de perdas de água, recuperação do parque de hidrômetros e eficiência energética. O componente fortalecimento institucional apoia a construção do Plano de Segurança da Água e a estruturação para regulação.

Investimentos realizados (milhares de R\$)

SEGMENTO	INVESTIMENTO
Sistema Água	143.529
Sistema Esgoto	170.882
Bens Uso Geral	40.917
Total Investimento	355.328

Fonte: Departamento de Bens, Direitos e Obrigações/Superintendência de Contabilidade

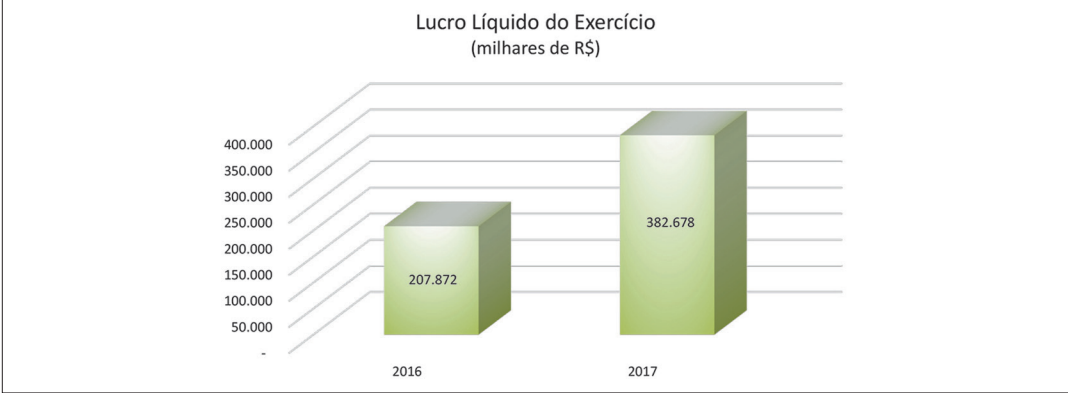
Receita Operacional Bruta Direta (água e esgoto)

A receita direta oriunda dos serviços de abastecimento de água representou 93,86% da receita operacional bruta de 2017; enquanto o esgotamento sanitário foi responsável por 6,14% da receita operacional. Comparando essa proporção à receita de 2016 (94,03% em água e 5,97% em esgoto), evidencia-se um leve incremento na participação da receita de esgotamento sanitário no total da receita operacional bruta direta.



Lucro Líquido do Exercício

Comparando-se os últimos dois anos, o lucro líquido do exercício de 2017 apresentou variação positiva de 84,09% em relação a 2016.



Endividamento Líquido - em milhares de R\$

	2016	2017
Endividamento de curto prazo	97.910	115.655
Endividamento de longo prazo	502.948	511.217
Total	600.858	626.872
Disponibilidades	43.669	79.703
Endividamento Líquido	557.189	547.169
Endividamento Líquido (Endividamento Líquido/Patrimônio Líquido)	29,19%	27,17%

Composição do LAJIDA (EBITDA) - em milhares de R\$

	2016	2017
Lucro Antes da Contribuição Social e do Imposto de Renda	254.784	505.919
(+) Despesas Financeiras	75.536	75.870
(-) Receitas Financeiras	(119.633)	(116.330)
(+) Depreciações e Amortizações	105.443	118.298
LAJIDA	316.130	583.757
Margem Líquida (Lajida/Receita Operacional Líquida)	13,39%	22,76%

RELACIONAMENTO COM OS AUDITORES INDEPENDENTES

Em atendimento à Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, os serviços de auditoria independente foram contratados junto à empresa Audilink e Cia. Auditores, cujo contrato foi renovado por mais doze meses. A política de atuação da Companhia quanto à contratação de serviços não relacionados à auditoria externa fundamenta-se nos princípios que preservam a independência do auditor. Cumpre registrar que os auditores externos realizaram serviços exclusivamente relacionados à auditoria das demonstrações financeiras.

AGRADECIMENTOS

A CORSAN agradece aos acionistas, ao Governo do Estado, à Secretaria de Obras, Saneamento e Habitação - SOP, aos clientes, aos empregados, aos fornecedores, aos entes reguladores e fiscalizadores, às instituições financeiras e às entidades de classe pela excelência nos relacionamentos, a qual tornou possíveis os êxitos obtidos no exercício 2017.

Porto Alegre, 12 de março de 2018.

Administração da CORSAN

BALANÇO PATRIMONIAL - EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Valores expressos em milhares de reais)

ATIVO	Nota	2017	2016
CIRCULANTE		602.429	564.378
Caixa e equivalentes de caixa	5	24.470	30.586
Aplicações financeiras	5	55.233	13.083
Contas a receber de clientes	6	326.980	299.631
Estoques	7	76.457	95.115
Depósitos judiciais	20	109.135	108.686
Impostos a recuperar	2	2.646	10.263
Outros créditos	9	7.508	7.014
NÃO CIRCULANTE		4.183.301	3.706.916
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO		1.234.608	987.795
Contas a receber de clientes	6	3.409	4.499
Depósitos judiciais	20	218.494	163.556
Aplicações financeiras	5	59.968	55.343
Aplicações no caixa único do estado	23.a	3.823	157
Ativos financeiros - contratos de concessão	10	458.612	402.336
Créditos fiscais diferidos	8.a	403.498	284.409
Depósitos em garantia	15	3.341	3.109
Indenização por desapropriação		76.605	67.505
Outros créditos	9	6.858	6.881
INVESTIMENTOS		923	923
IMOBILIZADO	11	104.196	92.400
INTANGÍVEL	12	2.843.574	2.625.798
TOTAL DO ATIVO		4.785.730	4.271.294

PASSIVO

CIRCULANTE		754.557	691.031
Empréstimos e financiamentos	14	56.793	53.164
Debêntures	15	9.146	9.089
Fornecedores	16	118.284	126.344
Impostos e contribuições		49.184	82.170
Parcelamentos de impostos e contribuições	17	13.260	-
Dívidas com Fundação CORSAN	23.b	36.456	35.657
Ordenados, férias e encargos a pagar		69.888	67.589
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	20	117.882	104.310
Participação nos resultados		31.051	31.994
Dividendos e juros sobre o capital próprio	23.a	241.196	169.362
Outros débitos	18	11.417	11.352
NÃO CIRCULANTE		2.017.173	1.671.356
Empréstimos e financiamentos	14	386.995	402.527
Debêntures	15	22.644	31.092
Fornecedores	16	136	-
Parcelamentos de impostos e contribuições	17	53.039	-
Dívidas com Fundação CORSAN	23.b	48.539	69.329
Contratos de repasse	19	9.232	9.232
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	20	560.216	445.574
Provisão para benefício pós-emprego	21	928.411	700.506
Débitos fiscais diferidos	8.b	7.961	13.096
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		1.982.089	1.889.577
Capital social	22.a	939.148	939.148
Reservas de capital		17.148	17.148
Reservas de lucros	22.e	1.035.607	785.418
Outros resultados abrangentes		(9.814)	147.863
Adiantamento para futuro aumento de capital	22.f	31.911	19.330

PATRIMÔNIO LÍQUIDO E ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

	2.014.000	1.908.907
--	------------------	------------------

TOTAL PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	4.785.730	4.271.294
---	------------------	------------------

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Valores expressos em milhares de reais, exceto o lucro líquido por ação)

	Nota	2017	2016
RECEITA LÍQUIDA DE VENDA DE BENS E SERVIÇOS	24	2.565.181	2.324.008
Custos das vendas, serviços e de construção	25	(1.585.867)	(1.520.411)
LUCRO BRUTO		979.314	803.597
RECEITAS E DESPESAS OPERACIONAIS		(513.855)	(592.910)
Despesas comerciais	25	(111.940)	(105.741)
Despesas administrativas	25	(420.688)	(523.194)
Outras receitas operacionais		46.352	51.800
Outras despesas operacionais		(27.579)	(15.775)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		465.459	210.687
RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO	26	116.330	119.633
Receitas financeiras		116.330	119.633
Despesas financeiras		(75.870)	(75.536)
LUCRO ANTES DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL E DO IMPOSTO DE RENDA		505.919	254.784
Corrente	8.a	(162.005)	(121.254)
Contribuição social		(45.114)	(33.674)
Imposto de renda		(116.891)	(87.580)
Diferido	8.a	38.764	74.342
Contribuição social diferida		10.272	19.649
Imposto de renda diferido		28.492	54.693
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		382.678	207.872
LUCRO LÍQUIDO POR AÇÃO		0,62375	0,33882

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Valores expressos em milhares de reais)

	2017	2016
Receitas	2.821.739	2.561.333
Vendas de mercadorias e serviços	2.551.384	2.311.821
Receitas de construção	232.328	205.191
Provisão para devedores duvidosos	4.294	4.441
Outras receitas	33.733	39.880
Insumos adquiridos de terceiros	(904.303)	(886.251)
Custos dos serviços	(773.300)	(709.678)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(136.238)	(135.590)
Outros	5.235	(40.985)
Valor adicionado bruto	1.917.436	1.675.082
Depreciação e amortização	(118.298)	(105.443)
Valor adicionado líquido produzido pela entidade	1.799.138	1.569.639
Valor adicionado recebido em transferência	128.822	131.475
Receitas financeiras	116.330	119.633
Doações e subvenções	12.492	11.842
Valor adicionado total a distribuir	1.927.960	1.701.114
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal e encargos	952.716	1.013.606
Remuneração	640.815	582.101
FGTS	31.849	31.531
Benefícios	232.421	217.349
Fundo de previdência	47.631	182.625
Impostos, taxas e contribuições	488.761	379.763
Federal	473.707	365.049
Estadual	13.045	11.607
Municipal	2.009	3.107
Remuneração de capitais de terceiros	103.805	99.873
Despesas financeiras	75.870	75.536
Aluguéis	27.935	24.337
Remuneração de capitais próprios	382.678	207.872
Juros sobre o capital próprio	123.974	111.821
Dividendos	10.270	-
Lucros retidos	248.434	96.051
Total do valor adicionado distribuído	1.927.960	1.701.114

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	2017	2016
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		382.678	207.872
Outros resultados abrangentes		(157.677)	128.588
Realização da reserva de reavaliação		(1.755)	(1.914)
Ganho (perda) atuarial - Fundação CORSAN	21	(236.246)	197.731
Imposto de renda e contribuição social diferidos		80.324	(67.229)
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		225.001	336.460

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Valores expressos em milhares de reais)

	2017	2016
Fluxo de caixa das atividades operacionais:		
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	505.919	254.784
Ajustes para reconciliação:		
Depreciação e amortização	118.298	105.443
Baixa de imobilizado e intangível	285	1.941
Provisão para devedores duvidosos	(4.293)	(4.441)
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	99.406	73.472
Provisão para benefício pós-emprego	(8.342)	141.102
Juros e variações monetárias	88.355	48.900
Rendimento sobre aplicações financeiras de curto prazo	(7.184)	(8.657)
Ajuste a valor presente sobre clientes	461	(204)
Ajuste a valor presente sobre ativos financeiros	(42.454)	(36.706)
Margem na construção de obras - contratos de concessão	(4.491)	(4.182)
Provisão para tributos diferidos (COFINS/PASEP)	(5.135)	(681)
Lucro líquido ajustado	740.825	570.771
Variações nos ativos e passivos		
Variações nos ativos:		
Aumento de contas a receber de clientes	(22.427)	(22.659)
Redução (aumento) de estoques	18.658	(35



COMPANHIA RIOGRANDENSE DE SANEAMENTO - CORSAN

Companhia Aberta - CNPJ 92.802.784/0001-90
Rua Caldas Júnior, 120, 18º Andar - Ed. Barrisul - Porto Alegre
www.corsan.com.br

GOVERNO DO ESTADO
DO RIO GRANDE DO SUL



DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016 (Valores expressos em milhares de Reais)

Nota	Reservas de capital			Reservas de lucros				Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total patrimônio líquido	Adiantamento para futuro aumento de capital	Patrimônio líquido e adiantamento para futuro aumento de capital
	Capital social	Auxílios para obras	Doações e subvenções para investimentos	Reserva legal	Reserva de incentivos fiscais	Reserva de retenção de lucros						
Saldos em 31 de dezembro de 2015												
Integralização de Capital	939.148	9.262	7.886	77.368	1.516	608.569	19.275	-	1.663.024	12.753	1.675.777	
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Realização da reserva de reavaliação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.577	6.577	
Ganhos e perdas atuariais	-	-	-	-	-	-	(1.914)	1.914	-	-	-	
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	130.502	-	130.502	-	130.502	
Destinações propostas à Assembléia Geral Ordinária:	-	-	-	-	-	-	-	207.872	207.872	-	207.872	
Juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	(111.821)	(111.821)	-	(111.821)	
Constituição de reservas	-	-	-	10.394	143	87.428	-	(97.965)	-	-	-	
Saldos em 31 de dezembro de 2016												
Integralização de Capital	939.148	9.262	7.886	87.762	1.659	695.997	147.863	-	1.889.577	19.330	1.908.907	
Adiantamento para futuro aumento de capital	22.f	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Realização da reserva de reavaliação	22.c	-	-	-	-	-	(1.755)	1.755	-	12.581	12.581	
Ganhos e perdas atuariais	-	-	-	-	-	-	(155.922)	-	(155.922)	-	(155.922)	
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	-	382.678	382.678	-	382.678	
Destinações propostas à Assembléia Geral Ordinária:												
Juros sobre o capital próprio	22.d	-	-	-	-	-	-	(123.974)	(123.974)	-	(123.974)	
Dividendos	22.d	-	-	-	-	-	-	(10.270)	(10.270)	-	(10.270)	
Constituição de reservas	22.e	-	-	-	19.134	95	230.960	-	(250.189)	-	-	
Saldos em 31 de dezembro de 2017												
	939.148	9.262	7.886	106.896	1.754	926.957	(9.814)	-	1.982.089	31.911	2.014.000	

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016 (Em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

1. INFORMAÇÕES SOBRE A COMPANHIA

A Companhia Riograndense de Saneamento - CORSAN ("Companhia") é uma sociedade de economia mista e de capital aberto, regida pela Lei das Sociedades Por Ações, constituída com base na Lei nº 5.167, de 21 de dezembro de 1965, regulamentada pelo Decreto nº 17.788, de 04 de fevereiro de 1966, e alterada pela Lei nº 13.435, de 05 de abril de 2010 e pela Lei 14.833 de 04 de janeiro de 2016. A Companhia passou a operar de forma efetiva, a partir de 28 de março de 1966.

O acionista controlador da CORSAN é o Estado do Rio Grande do Sul, que detém 99,99% do seu capital social, estando a Companhia vinculada à Secretaria Estadual de Obras, Saneamento e Habitação.

O objeto da Companhia é o de realizar a construção, a operação, a exploração mercantil e a ampliação de instalações concernentes aos serviços públicos de fornecimento de água potável e coleta de esgotos sanitários; a realização de estudos, pesquisas e projetos no intuito do constante desenvolvimento de suas atividades operacionais; bem como o exercício de outras atividades afins e correlatas permitidas por lei, concernentes à atividade de prestação de serviços de saneamento básico e participação em outras sociedades.

Atua em 317 municípios do Rio Grande do Sul com sistemas de abastecimento de água e concomitantemente, em 289 municípios com contratos firmados de sistemas de coleta e tratamento de esgoto. Em 288 municípios as operações decorrem de Contratos de Programa, conforme regulamentado na Lei 11.445/07. Em 31 de dezembro de 2017, há 16 contratos cujos prazos de concessão expiraram, estando todos em fase de negociação para renovação dos serviços concedidos, mediante Contratos de Programa.

2. POLÍTICAS CONTÁBEIS

2.1) Declaração de conformidade e base de preparação

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras 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". As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos e as orientações e interpretações técnicas emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

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

A autorização para conclusão destas demonstrações financeiras ocorreu na reunião de diretoria de 12 de março de 2018.

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto pela valorização de certos ativos e passivos como instrumentos financeiros, os quais são mensurados pelo valor justo.

2.2) Caixa e equivalentes de caixa

São compostos pelo caixa, depósitos bancários e investimentos de curtíssimo prazo e alta liquidez, utilizados para cumprimento das obrigações de curto prazo da Companhia, e não para investimento ou outros fins. A Companhia considera equivalente de caixa uma aplicação financeira de conversibilidade imediata em um montante conhecido de caixa e estando sujeita a um insignificante risco de mudança de valor. Por conseguinte, um investimento, normalmente, se qualifica como equivalente de caixa quando tem vencimento de curto prazo, por exemplo, três meses ou menos, a contar da data da contratação.

2.3) Contas a receber de clientes

Inclui os serviços vendidos e faturados, ainda não recebidos, e as receitas decorrentes do abastecimento de água e da coleta de esgoto, ainda não faturadas, contabilizadas por estimativa pelo regime de competência, conforme o consumo estimado entre a data da última leitura e o final de cada mês, tendo por base o consumo médio histórico de cada cliente.

2.4) Ativos financeiros – contratos de concessão

A Companhia reconhece um crédito a receber do poder concedente (municípios) quando possui direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. Estes ativos financeiros estão registrados pelo valor presente do direito e são calculados com base no valor líquido dos ativos construídos pertencentes à infraestrutura que serão indenizados pelo poder concedente, descontados com base na taxa do custo médio ponderado do capital da Companhia. Estas contas a receber, são classificadas no ativo não circulante, considerando a expectativa de recebimento destes valores, tendo como base a data de encerramento das concessões.

2.5) Provisão para créditos de liquidação duvidosa

É calculada com base em critério técnico, segundo avaliação das contas a receber de usuários do serviço de água e esgoto, e a experiência que a Companhia tem sobre o nível de perdas no passado. O valor provisionado é considerado suficiente pela administração para cobrir a expectativa de perdas na realização dos créditos.

2.6) Estoques

Os materiais em almoxarifado são destinados ao consumo e à manutenção de sistemas de água e esgoto e encontram-se classificados no ativo circulante. A avaliação é realizada pelo custo médio de aquisição, e não excede o valor líquido realizável.

2.7) Investimentos

Os investimentos estão demonstrados pelo custo de aquisição deduzido de provisão para desvalorização, quando aplicável.

2.8) Imobilizado

O ativo imobilizado da Companhia está composto, substancialmente, por terrenos, prédios, veículos, sistemas de esgotos próprios e ligados a atividade industrial privada e outros bens que não estão vinculados à concessão pública. Os bens classificados no ativo imobilizado estão registrados pelo custo de aquisição ou construção. Quando uma manutenção relevante for feita, o seu custo será reconhecido no valor contábil do imobilizado, se os critérios de reconhecimento forem satisfeitos. Todos os demais custos de reparos e manutenção são reconhecidos na demonstração do resultado, quando incorridos.

A depreciação é calculada de forma linear ao longo da vida útil do ativo, a taxas que levam em consideração a vida útil estimada dos bens, como segue:

• Edifícios	25 anos
• Máquinas	10 anos
• Veículos	5 anos
• Demais bens móveis	10 anos

Um item de imobilizado é baixado quando vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro for esperado do seu uso ou venda. Eventual ganho ou perda resultante da baixa do ativo (calculado como sendo a diferença entre o valor líquido da venda e o valor contábil do ativo) são incluídos na demonstração do resultado no exercício em que o ativo foi baixado.

O valor residual e a vida útil dos ativos e os métodos de depreciação são revisados periodicamente, e ajustados de forma prospectiva, quando for o caso.

A Companhia revisa a vida útil-econômica desses ativos anualmente. Custos de empréstimos diretamente relacionados com a aquisição, construção ou produção de um ativo que necessariamente requer um tempo significativo para ser concluído são capitalizados como parte do custo do correspondente ativo. Custos de empréstimo compreendem juros e outros custos incorridos por uma entidade relativos ao empréstimo.

2.9) Ativos Intangíveis

Concessões
A Companhia possui contratos de concessão pública de serviços de abastecimento de água e esgotamento sanitário. Os contratos de concessão são firmados com os municípios, sendo os contratos similares em termos de direitos e obrigações do concessionário e do poder concedente. Os contratos de concessão representam um direito de cobrar os usuários dos serviços públicos, via tarifação, controlada pelas Agências Reguladoras dos Serviços Públicos Delegados, pelo período de tempo estabelecido nos contratos de concessão. A Companhia reconhece como um ativo intangível esse direito de cobrar dos usuários pelos serviços prestados de abastecimento de água e esgotamento sanitário durante o período de concessão, em linha com a interpretação ICPC 01 Contratos de Concessão.

O ativo intangível é determinado como sendo o valor residual da receita de construção auferida para a construção ou aquisição da infraestrutura realizada pela Companhia, reconhecidos conforme nota 2.14, e o valor do ativo financeiro, trazido a valor presente, referente ao direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a título de indenização, acrescido de correção monetária, quando aplicável nos termos do IAS 29.

O ativo intangível tem sua amortização iniciada quando este está disponível para uso, em seu local e na condição necessária para que seja capaz de operar da forma pretendida pela Companhia.

A amortização é calculada de forma linear ao longo da vida útil do ativo, a taxas que levam em consideração a vida útil estimada dos bens ou prazo de concessão, como segue:

	Vida útil do intangível	Prazo médio de concessão
Sistemas de água	60 anos	25 anos
Sistemas de esgoto	60 anos	25 anos
Bens de uso geral	10 anos	25 anos

A amortização do ativo intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos pela Companhia. O padrão de consumo dos ativos tem relação com sua vida útil econômica onde os ativos construídos pela Companhia integram a base de cálculo para mensuração da tarifa de prestação dos serviços de concessão.

A amortização do ativo intangível é cessada quando o ativo tiver sido totalmente consumido ou baixado ou deixar de integrar a base de cálculo da tarifa de prestação de serviços de concessão, o que ocorrer primeiro.

Os valores dos ativos intangíveis foram reconhecidos pela diferença entre o valor justo dos ativos construídos ou adquiridos para fins de prestação dos serviços de concessão e o valor contábil dos ativos financeiros reconhecidos. A Companhia não possui nenhum contrato de concessão oneroso.

2.10) Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros são classificados como ativos e passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e recebíveis, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda ou outros passivos financeiros. A Companhia determina a classificação de seus instrumentos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial, quando ela se torna parte das disposições contratuais do instrumento.

Os principais ativos financeiros em 31 de dezembro de 2017 e 2016 reconhecidos pela Companhia são: caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, contas a receber de clientes e ativos financeiros de contratos de programa. Esses ativos foram classificados nas categorias de ativos financeiros a valor justo por meio de resultado e/ou empréstimos e recebíveis.

Os principais passivos financeiros são: contas a pagar a fornecedores, empréstimos e financiamentos, debêntures e dívidas com Fundação CORSAN. A Companhia não realizou durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016, operações com instrumentos derivativos.

Reconhecimento inicial e mensuração

Os instrumentos financeiros são inicialmente registrados ao seu valor justo acrescido dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à sua aquisição ou emissão, exceto no caso de ativos e passivos financeiros classificados na categoria ao valor justo por meio do resultado, quando tais custos são diretamente lançados no resultado do exercício.

Mensuração subsequente

A mensuração subsequente dos instrumentos financeiros ocorre a cada data do balanço de acordo com a classificação dos instrumentos financeiros nas seguintes categorias de ativos e passivos financeiros: ativo financeiro ou passivo financeiro mensurado pelo valor justo por meio do resultado, empréstimos e recebíveis, e outros passivos financeiros – empréstimos e financiamentos.

Instrumentos financeiros a valor justo por meio do resultado

Instrumentos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem ativos e passivos financeiros mantidos para negociação ou aqueles designados no reconhecimento inicial a valor justo por meio do resultado. Os instrumentos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo.

Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos (taxa de juros efetiva), menos perda por redução ao valor recuperável. O custo amortizado é calculado levando em consideração qualquer desconto ou "prêmio" na aquisição e taxas ou custos incorridos. A amortização do método de juros efetivos é incluída na linha de receita financeira na demonstração de resultado. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas, no resultado, como despesa financeira ou despesa comercial, conforme a natureza do ativo financeiro ao qual a perda se relaciona.

Outros passivos financeiros - empréstimos e financiamentos

Após o reconhecimento inicial, empréstimos e financiamentos sujeitos a juros são mensurados subsequentemente pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetivos. Ganhos e perdas são reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa dos passivos, bem como durante o processo de amortização pelo método da taxa de juros efetivos.

2.11) Provisões

Provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente (legal ou não formalizada) em consequência de um evento passado, sendo provável que recursos econômicos sejam requeridos para liquidar a obrigação, e uma estimativa confiável do valor da obrigação possa ser feita.

Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas

Provisões são constituídas para todos os litígios referentes a processos judiciais para os quais é provável que uma saída de recursos seja feita para liquidar o litígio/obrigação e uma estimativa razoável possa ser feita. A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados. As provisões são revisadas e ajustadas periodicamente para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

2.12) Benefícios pós-emprego concedidos aos empregados

A Companhia é patrocinadora da Fundação CORSAN, Entidade Fechada de Previdência Complementar, cuja principal finalidade é a de manter planos

de suplementação de aposentadorias, pensões e demais prestações asseguradas pela previdência oficial aos participantes. O plano de benefícios da Fundação é do tipo "benefício definido" e a avaliação é procedida por atuário independente. De acordo com os critérios estabelecidos pela Deliberação CVM nº 695 de 2012, a Companhia reconheceu no passivo não circulante os efeitos das obrigações com o plano de benefícios, pelo regime de competência.

Ganhos e perdas atuariais são reconhecidos em "outros resultados abrangentes" no patrimônio líquido, como requerido no CPC 33(R1) e IAS 19 – Benefício a Empregados.

Os custos de serviços passados são reconhecidos como despesa, de forma linear, ao longo do período médio até que o direito aos benefícios seja adquirido. Se o direito aos benefícios já tiver sido adquirido, custos de serviços passados são reconhecidos imediatamente após a introdução ou mudanças de um plano de aposentadoria.

O ativo ou passivo de planos de benefício definido a ser reconhecido nas demonstrações financeiras corresponde ao valor presente da obrigação pelo benefício definido (utilizando uma taxa de desconto com base em títulos de longo prazo do Governo Federal), menos custos de serviços passados ainda não reconhecidos e menos o valor justo dos ativos do plano que serão usados para liquidar as obrigações. Os ativos do plano são ativos mantidos pela Fundação CORSAN.

2.13) Impostos

Imposto de renda e contribuição social corrente

Ativos e passivos tributários correntes do último exercício e de anos anteriores são mensurados ao valor recuperável esperado ou a pagar para as autoridades fiscais. As alíquotas de imposto e as leis tributárias usadas para calcular o montante são aquelas que estão em vigor conforme normas estabelecidas para as empresas que tem como base de apuração o lucro real.

Os tributos são contabilizados pelo regime de competência e as alíquotas utilizadas são de 15%, mais adicional de 10% para o imposto de renda e 9% para contribuição social.

Imposto de renda e contribuição social correntes relativos a itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido são reconhecidos no patrimônio líquido. A administração periodicamente avalia a posição fiscal das situações nas quais a regulamentação fiscal requer interpretação e estabelece provisões quando apropriado.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

Imposto diferido é gerado por diferenças temporárias na data do balanço entre as bases fiscais de ativos e passivos e seus valores contábeis. Impostos diferidos ativos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias dedutíveis, créditos e perdas tributários não utilizados, na extensão em que seja provável que o lucro tributável esteja disponível para que as diferenças temporárias dedutíveis possam ser realizadas, e créditos e perdas tributários não utilizados possam ser utilizados.

O valor contábil dos impostos diferidos ativos é revisado em cada data do balanço e baixado na extensão em que não é mais provável que lucros tributáveis estarão disponíveis para permitir que todo ou parte do ativo tributário diferido venha a ser utilizado. Impostos diferidos ativos e passivos são reconhecidos no ativo e passivo não circulante e mensurados pela taxa de imposto que se espera ser aplicável no ano em que o ativo será realizado ou o passivo liquidado, com base nas taxas de imposto (e lei tributária) que foram promulgadas na data do balanço. Imposto diferido relacionado a itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido também é reconhecido no patrimônio líquido, e não na demonstração do resultado. Itens de imposto diferido são reconhecidos de acordo com a transação que originou o imposto diferido, no resultado abrangente ou diretamente no patrimônio líquido. Impostos diferidos ativos e passivos são apresentados líquidos se existe um direito legal ou contratual para compensar o ativo fiscal contra o passivo fiscal e os impostos diferidos são relacionados à mesma entidade tributada e sujeitos à mesma autoridade tributária.

Imunidade

Em virtude do posicionamento do Supremo Tribunal Federal acerca da extensão da imunidade tributária, relativa ao Imposto de Renda e Contribuição Social, às sociedades de economia mista prestadoras de serviços públicos essenciais, a Companhia, em 17 de dezembro de 1993, ajuizou Ação Ordinária Declaratória Cumulada com Repetição de Indébito para se beneficiar da referida imunidade através do Processo 93.00.15146-5/RS ou 0015146-22.1993.4.04.7100. Por se tratar de uma contingência ativa, este processo somente será reconhecido nas demonstrações financeiras quando do seu efetivo recebimento. O referido processo encontra-se pendente de julgamento no Supremo Tribunal Federal através do processo RE 342314.

Impostos sobre serviços

As receitas de serviços estão sujeitas aos seguintes impostos e contribuições, pelas seguintes alíquotas básicas:

	Alíquotas
COFINS - Contribuição para Financiamento da Seguridade Social	7,60%
PASEP - Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público	1,65%
ISS - Imposto sobre Serviços	2% a 5%

Os serviços são apresentados na demonstração do resultado pelos seus valores líquidos dos respectivos impostos (receita líquida de serviços).

2.14) Reconhecimento da receita

A receita compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber principalmente pela prestação de serviços no curso normal das atividades da Companhia. A receita é apresentada líquida dos impostos, dos abatimentos e dos descontos.

A Companhia baseia suas estimativas em resultados históricos, levando em consideração o tipo de cliente, o tipo de transação e as especificações de cada venda.

Prestação de serviços

O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência do período. As receitas de serviços de abastecimento de água e esgotamento sanitário não faturadas são contabilizadas na data da prestação do serviço, como contas a receber de clientes a faturar, com base em estimativas mensais, de forma que as receitas se contraponham aos custos em sua correta competência.

Contratos de construção

Um grupo de contratos de construção é tratado como um contrato de construção único quando: i) o grupo de contratos foi negociado como um pacote único; ii) os contratos estiverem tão diretamente interrelacionados que sejam, com efeito, parte do projeto único com margem de lucro global, e; iii) os contratos são executados simultaneamente ou em sequência contínua.

A receita proveniente dos contratos de prestação de serviços de construção é reconhecida de acordo com o CPC 17 Contratos de Construção (IAS 11), segundo o método de percentagem de conclusão (POC). O percentual concluído é definido conforme estágio de execução com base no cronograma físico – financeiro de cada contrato.

Os custos dos contratos são reconhecidos na demonstração do resultado, como custo dos serviços prestados, quando incorridos. Todos os custos diretamente atribuíveis aos contratos são considerados para mensuração da receita, que segue o método de custo mais margem. A receita é reconhecida tomando-se como base as margens anuais contratadas, ou estimadas (1,97% em 2017 e 2,08% em 2016).

A Companhia revisa pelo menos anualmente suas margens.

Ganho ou encerramento de um contrato de construção não puder ser estimado de forma confiável, a receita é reconhecida de forma limitada aos custos incorridos que serão recuperados.

Receita financeira

A receita financeira é reconhecida conforme o prazo decorrido, usando o método da taxa de juros efetiva. Quando uma perda do valor recuperável é identificada em relação a uma aplicação financeira ou uma conta a receber, a Companhia reduz o valor contábil ao seu valor recuperável, que corresponde ao fluxo de caixa futuro estimado, descontado à taxa de juros efetiva original do instrumento. Subsequentemente, à medida que o tempo passa, os juros são incorporados ao ativo, em contrapartida de receita financeira. Essa receita financeira é calculada pela mesma taxa de juros efetiva utilizada para apurar o valor recuperável, ou seja, a taxa original da aplicação financeira ou das contas a receber.

2.15) Dividendos e juros sobre o capital próprio

O valor dos juros sobre o capital próprio é tratado, para fins contábeis, como dividendo e é apresentado nas demonstrações financeiras como uma redução do Patrimônio Líquido conforme Deliberação CVM nº 683/12. O benefício fiscal relacionado é registrado e ajustado na apuração do IRPJ e CSLL.

As informações de dividendos e juros sobre o capital próprio estão apresentadas na Nota 22d.

2.16) Demonstrações dos fluxos de caixa e valor adicionado

A Demonstração dos fluxos de caixa (DFC) foi preparada pelo método indireto e reflete as modificações no caixa que ocorreram nos exercícios apresentados, de acordo com o pronunciamento técnico CPC 03(R2) (IAS7) – Demonstração dos fluxos de caixa, emitido pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (IASB).

Os termos utilizados na demonstração dos fluxos de caixa são os seguintes:

Atividades operacionais: referem-se às principais transações da Companhia e outras atividades que não são de investimento e de financiamento; **Atividades de investimento:** referem-se às adições e baixas dos ativos não circulantes e outros investimentos não incluídos no caixa e equivalentes de caixa; **Atividades de financiamento:** referem-se às atividades que resultam em mudanças na composição do patrimônio e empréstimos e financiamentos.

A Demonstração do valor adicionado (DVA) é apresentada de forma suplementar em atendimento à legislação societária brasileira e foi preparada de acordo com a deliberação CVM nº 557 de 12 de novembro de 2008, que aprovou o pronunciamento técnico CPC09 – demonstração do valor adicionado. Sua finalidade é evidenciar a riqueza gerada pela Companhia durante o período, bem como demonstrar sua distribuição entre os diversos agentes (stakeholders).

2.17) Ajustes a valor presente

Os ativos monetários de longo prazo são atualizados monetariamente e, portanto, estão ajustados pelo seu valor presente. O ajuste a valor presente de ativos monetários de curto prazo é calculado, e somente registrado, se considerado relevante em relação às informações financeiras tomadas em conjunto. Para fins de registro e determinação de relevância, o ajuste a valor presente é calculado levando em consideração os fluxos de caixa contratuais e a taxa de juros explícita, e em certos casos implícita. Em 31 de dezembro de 2017 os ativos financeiros relacionados à concessão de serviços públicos e o contas a receber de longo prazo, foram ajustados a seu valor presente.

2.18) Conversão de moeda estrangeira

As demonstrações financeiras são apresentadas em Reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia.

As transações em moeda estrangeira são inicialmente registradas à taxa de câmbio da moeda funcional em vigor na data da transação. Os ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira são reconvertidos à taxa de câmbio da moeda funcional em vigor na data do balanço. Todas as diferenças são registradas na demonstração do resultado.

2.19) Lucro por ação

O cálculo básico de lucro por ação é feito através da divisão do lucro líquido do exercício, atribuído aos detentores de ações ordinárias e preferenciais, pela quantidade média ponderada de ações disponíveis durante o período conforme pronunciamento técnico CPC 41 (IAS 33). Não há instrumentos ou acordos para a emissão de ações ordinárias e



COMPANHIA RIOGRANDENSE DE SANEAMENTO - CORSAN

Companhia Aberta - CNPJ 92.802.784/0001-90
Rua Caldas Júnior, 120, 18º Andar - Ed. Barrisul - Porto Alegre
www.corsan.com.br

GOVERNO DO ESTADO
DO RIO GRANDE DO SUL



NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016 (Em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

3. JULGAMENTOS, ESTIMATIVAS E PREMISSAS CONTÁBEIS SIGNIFICATIVAS

Julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras da Companhia requer que a administração faça julgamentos e estimativas e adote premissas que afetem os valores apresentados de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações de passivos contingentes, na data base das demonstrações financeiras. Contudo, a incerteza relativa a essas premissas e estimativas poderia levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do ativo ou passivo relacionado em períodos futuros.

Estimativas e premissas

As principais premissas relativas a fontes de incerteza nas estimativas futuras e outras importantes fontes de incerteza em estimativas na data do balanço, envolvendo risco significativo de causar um ajuste significativo no valor contábil dos ativos e passivos no próximo exercício financeiro, são apresentadas a seguir:

Impostos

Existem incertezas com relação à interpretação de regulamentos tributários complexos e ao valor e época de resultados tributáveis futuros. Dada a natureza de longo prazo e a complexidade dos instrumentos contratuais existentes, diferenças entre os resultados reais e as premissas adotadas, ou futuras mudanças nessas premissas, poderiam exigir ajustes futuros na receita e despesa de impostos já registrados. A Companhia constitui provisões, com base em estimativas cabíveis, para possíveis consequências de auditorias por parte das autoridades fiscais das respectivas jurisdições em que opera. O valor dessas provisões baseia-se em vários fatores, como experiência de auditorias fiscais anteriores e interpretações divergentes dos regulamentos tributários pela entidade tributável e pela autoridade fiscal responsável. Essas diferenças de interpretação podem surgir numa ampla variedade de assuntos, dependendo das condições vigentes no respectivo domicílio da Companhia.

Imposto diferido ativo é reconhecido para todos os prejuízos fiscais não utilizados e para as diferenças temporárias na extensão em que seja provável que haja lucro tributável disponível para permitir a utilização dos referidos prejuízos. Julgamento significativo da administração é requerido para determinar o valor do imposto diferido ativo que pode ser reconhecido, com base no prazo provável e nível de lucros tributáveis futuros, juntamente com estratégias de planejamento fiscal futuras.

Valor justo de instrumentos financeiros

Quando o valor justo de ativos e passivos financeiros apresentados no Balanço Patrimonial não puder ser obtido de mercados ativos, é determinado utilizando técnicas de avaliação, incluindo o método de fluxo de caixa descontado. Os dados para esses métodos se baseiam naqueles praticados no mercado, quando possível, contudo, quando isso não for viável, um determinado nível de julgamento é requerido para estabelecer o valor justo. O julgamento inclui considerações sobre os dados utilizados como, por exemplo, risco de liquidez, risco de crédito e volatilidade. Mudanças nas premissas sobre esses fatores poderiam afetar o valor justo apresentado dos instrumentos financeiros.

Benefícios de aposentadoria

O custo de planos de aposentadoria com benefícios definidos e de outros benefícios de assistência médica pós-emprego e o valor presente da obrigação de aposentadoria são determinados utilizando métodos de avaliação atuarial. A avaliação atuarial envolve o uso de premissas sobre as taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas. Todas as premissas são revisadas periodicamente.

A taxa de mortalidade se baseia em tábuas de mortalidade disponíveis no país. Aumentos futuros de salários e de benefícios de aposentadoria e de pensão se baseiam nas taxas de inflação futuras esperadas para o País.

Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas

A Companhia reconhece provisões para causas fiscais, cíveis e trabalhistas. A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções físicas ou exposições adicionais identificadas como base em novos assuntos ou decisões de tribunais. A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido às imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Companhia revisa suas estimativas e premissas em um período não superior a um ano.

4. PRONUNCIAMENTOS DO IFRS

a) Pronunciamentos do IFRS novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2017

A Companhia aplicou, pela primeira vez, determinadas normas e alterações em vigor para períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2017 ou após essa data. A Companhia decidiu não adotar antecipadamente nenhuma outra norma, interpretação ou alteração que tenham sido emitidas, mas que ainda não estão em vigor.

A natureza e o impacto de cada uma das novas normas e alterações são descritos a seguir:

Alterações à IAS 7 - Demonstração dos fluxos de caixa: Iniciativa de divulgação - As alterações à IAS 7, Demonstração de fluxos de caixa fazem parte da iniciativa de divulgação do IASB e exigem que uma entidade forneça divulgações que permitam aos usuários das demonstrações financeiras avaliar as mudanças nos passivos decorrentes de atividades de financiamento, incluindo tanto as mudanças provenientes de fluxos de caixa como mudanças que não afetam o caixa. Na adoção inicial da alteração, as entidades não são obrigadas a fornecer informações comparativas relativamente a períodos anteriores.

As alterações estão em vigor para períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2017, sendo permitida a adoção antecipada. A adoção das alterações resultou em divulgação adicional pela Companhia (nota 28).

Alterações à IAS 12 - Tributos sobre o Lucro: Reconhecimento de Ativos Fiscais Diferidos por Prejuízos Não Realizados - As alterações esclarecem que uma entidade precisa considerar se a legislação tributária restringe as fontes de lucros tributáveis em relação aos quais são permitidas deduções sobre o estorno da diferença temporária dedutível referente a prejuízos não realizados. Além disso, as alterações fornecem orientação sobre de que forma uma entidade deve apurar lucros tributáveis futuros e explicar as circunstâncias em que o lucro tributável poderá incluir a recuperação de alguns ativos por montante superior ao seu valor contábil. A Companhia aplicou as alterações de forma retrospectiva. No entanto, essa aplicação não tem efeito sobre sua posição patrimonial e financeira e desempenho das operações, uma vez que a Companhia não possui diferenças temporárias dedutíveis ou ativos que estejam no âmbito das alterações.

b) Pronunciamentos do IFRS emitidos ainda não em vigor em 31 de dezembro de 2017

As normas e interpretações emitidas, mas ainda não adotadas até a data de emissão das demonstrações financeiras da Companhia são abaixo apresentadas. Porém a Administração não espera impactos relevantes sobre as demonstrações financeiras da Companhia quando de sua adoção inicial.

IFRS 9 - Instrumentos Financeiros - Em julho de 2014, o IASB emitiu a versão final da IFRS 9 Instrumentos Financeiros, que substitui a IAS 39 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração e todas as versões anteriores da IFRS 9. A IFRS 9 reúne os três aspectos do projeto de contabilização de instrumentos financeiros: classificação e mensuração, redução ao valor recuperável do ativo e contabilização de hedge. A IFRS 9 está em vigor para períodos anuais com início a partir de 1º de janeiro de 2018, sendo permitida sua aplicação antecipada. Com exceção da contabilidade de hedge, faz-se necessária a aplicação retrospectiva, contudo, o fornecimento de informações comparativas não é obrigatório. Para a contabilidade os requisitos geralmente são aplicados de forma prospectiva, com algumas exceções limitadas. A Companhia planeja adotar a nova norma na data efetiva requerida e não fará reapresentação de informações comparativas.

IFRS 15 - Receita de contratos com clientes - A IFRS 15 foi emitida em maio de 2014, alterada em abril de 2016 e estabelece um modelo de cinco etapas para contabilização das receitas decorrentes de contratos com clientes. De acordo com a IFRS 15, a receita é reconhecida por um valor que reflete a contrapartida a que uma entidade espera ter direito em troca de transferência de bens ou serviços para um cliente. A nova norma para receita substituirá todos os requisitos atuais de reconhecimento de receita de acordo com as IFRS.

Alterações à IFRS 10 e à IAS 28: Venda ou contribuição de ativos entre um investidor e sua associada ou empreendimento controlado em conjunto (joint venture) - As alterações abordam o conflito entre a IFRS 10 e a IAS 28 no tratamento da perda de controle de uma subsidiária que é vendida ou contribuída a uma associada ou a um empreendimento controlado em conjunto (joint venture). As alterações esclarecem que o ganho ou a perda resultante da venda ou contribuição de ativos que constituem um negócio, conforme definido na IFRS 3, entre um investidor e sua associada ou joint venture, são reconhecidos(as) na íntegra. Qualquer ganho ou perda resultantes da intermediação de venda ou contribuição de ativos que não constituam um negócio, no entanto, são reconhecidos(as) somente na extensão das participações de investidores não relacionados na associada ou joint venture. O IASB adiou indefinidamente a data de vigência das referidas alterações, mas uma entidade que adotar as alterações antecipadamente deve aplicá-las prospectivamente.

No entanto, essas alterações não têm efeito sobre sua posição patrimonial e financeira e desempenho das operações, uma vez que a Companhia não possui diferenças temporárias dedutíveis ou ativos que estejam no âmbito das alterações.

IFRS 2 Classificação de pagamentos com pagamentos baseados em ações - Alterações à IFRS 2 - O IASB emitiu alterações à IFRS 2 Pagamentos baseados em ações, que abordam três áreas principais: os efeitos das condições de aquisição de direitos sobre a mensuração de uma transação de pagamento baseada em ações liquidada em dinheiro; a classificação de uma transação de pagamento baseada em ações com características de liquidação pelo valor líquido para obrigações relacionadas a impostos retidos na fonte; e o tratamento contábil quando uma modificação nos termos e condições de uma transação de pagamento baseada em ações altera sua classificação de liquidação em dinheiro para liquidação com ações.

Na adoção, as entidades são obrigadas a adotar as alterações sem atualizar períodos anteriores, mas a adoção retrospectiva é permitida se aplicada para as três alterações e os outros critérios forem atendidos. As alterações estão em vigor para períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2018, sendo permitida a adoção antecipada.

Estas alterações não têm impactos para Companhia, uma vez que ela não adota este tipo de pagamento.

IFRS 16 Operações de arrendamento mercantil - A IFRS 16 foi emitida em janeiro de 2016 e substitui a IAS 17 Operações de arrendamento mercantil, a IFRIC 4 Como determinar se um acordo contém um arrendamento, o SIC-15 Arrendamentos operacionais – Incentivos - e o SIC-27 Avaliação da substância de transações envolvendo a forma legal de arrendamento. A IFRS 16 estabelece os princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e evidencição de arrendamentos e exige que os arrendatários contabilizem todos os arrendamentos sob um único modelo no balanço patrimonial, semelhante à contabilidade de arrendamentos financeiros segundo a IAS 17.61.

A norma inclui duas isenções de reconhecimento para arrendatários – arrendamentos de ativos de “baixo valor” (por exemplo, computadores pessoais) e arrendamentos de curto prazo (ou seja, com prazo de arrendamento de 12 meses ou menos). Na data de início de um contrato de arrendamento, o arrendatário reconhecerá um passivo relativo aos pagamentos de arrendamento (isto é, um passivo de arrendamento) e um ativo que represente o direito de utilizar o ativo subjacente durante o prazo de arrendamento (ou seja, o ativo de direito de uso). Os arrendatários serão obrigados a reconhecer separadamente a despesa de juros sobre o passivo de arrendamento e a despesa de depreciação sobre o ativo de direito de uso. Os arrendatários também deverão reavaliar o passivo do arrendamento na ocorrência de determinados eventos (por exemplo, uma mudança no prazo do arrendamento, uma mudança nos pagamentos futuros do arrendamento como resultado da alteração de um índice ou taxa usada para determinar tais pagamentos). Em geral, o arrendatário irá reconhecer o valor da reavaliação do passivo de arrendamento como um ajuste do ativo de direito de uso.

Não há alteração substancial na contabilização do arrendador com base na IFRS 16 em relação à contabilização atual de acordo com a IAS 17. Os arrendadores continuarão a classificar todos os arrendamentos de acordo com o mesmo princípio de classificação da IAS 17, distinguindo entre dois tipos de arrendamento: operacionais e financeiros.

A IFRS 16 também exige que os arrendatários e os arrendadores façam divulgações mais abrangentes do que as previstas na IAS 17.

A IFRS 16 entra em vigor para períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2019. O arrendatário pode optar pela adoção da norma utilizando a retrospectiva completa ou a última autogerenciada final dos meios (nota 2.14).

Esta norma não tem impactos nas demonstrações financeiras da Companhia, uma vez que ela não adota este tipo operação.

A Companhia pretende adotar tais normas quando elas entrarem em vigor divulgando e reconhecendo os impactos nas demonstrações financeiras que possam ocorrer quando da aplicação de tais adoções.

Considerando as atuais operações da Companhia, a administração não espera que estas alterações produzam efeitos relevantes sobre as demonstrações financeiras a partir de sua adoção.

Não existem outras normas e interpretações emitidas e ainda não adotadas que possam, na opinião da Administração, ter impacto significativo no resultado ou no patrimônio líquido divulgado pela Companhia.

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

Caixa e equivalentes de caixa

	31/12/2017	31/12/2016
Caixa	1	1
Depósitos bancários	10.773	8.752
Aplicações de liquidez imediata	13.696	21.833
Total	24.470	30.586

As aplicações financeiras classificadas como equivalentes de caixa são de curto prazo, de alta liquidez, e prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e que estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor.

Aplicações financeiras

As aplicações financeiras de curto prazo totalizam R\$55.233 em 31 de dezembro de 2017 (R\$13.083 em 31 de dezembro de 2016) e referem-se, substancialmente, a fundos de investimento de renda fixa e aplicações junto ao SIAC (Sistema Integrado de Administração de Caixa do Estado), com liquidez diária.

As aplicações financeiras de longo prazo totalizam R\$59.968 em 31 de dezembro de 2017 (R\$55.343 em 31 de dezembro de 2016) e referem-se, substancialmente, a valores dados em garantia para empréstimos contraídos para obras do PAC (Programa de Aceleração do Crescimento) promovido pelo Governo Federal junto aos Bancos Barrisul e Caixa Econômica Federal.

O montante do ativo não circulante tem o seguinte cronograma por ano de vencimento:

Banco	Ano	Valor
Barrisul Reserva BNDES PAC 1	2023	6.608
Barrisul Reserva BNDES PAC 2	2027	6.000
Caixa Econômica Federal Reserva	2034	47.360
Total		59.968

6. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

	31/12/2017	31/12/2016
Contas a receber vincendas		
Particular	163.463	148.840
Pública	13.085	12.330
Contas a receber vencidas		
Particular	74.571	65.500
Pública	13.087	19.152
Receitas a faturar	72.221	68.639
Total de contas a receber	336.427	314.461
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(6.038)	(10.331)
Total	330.389	304.130
Circulante	326.980	299.631
Não circulante	3.409	4.499

Os valores de contas a receber estão compostos da seguinte forma:

	31/12/2017	31/12/2016		31/12/2017	31/12/2016
	Particular	Pública		Particular	Pública
A vencer	163.463	13.085		148.840	12.330
Créditos vencidos - 01 a 30 dias	48.196	4.517		38.708	4.200
Créditos vencidos - 31 a 90 dias	16.465	3.513		14.741	6.238
Créditos vencidos - 91 a 180 dias	6.952	1.977		7.071	3.363
Créditos vencidos - 181 a 360 dias	1.898	1.548		3.694	2.607
Créditos vencidos - mais de 360 dias	1.060	1.532		1.286	2.744
Total	238.034	26.172		214.340	31.482

O saldo com o poder público corresponde ao faturamento pela prestação de serviços de água e esgoto para órgãos e autarquias dos poderes federal, estadual e municipal. As faturas do Governo do Estado do Rio Grande do Sul têm sido liquidadas através de entrega de contas com dividendos e juros sobre capital próprio a pagar.

A conta "Receitas a faturar" se refere aos serviços prestados e não faturados, com base no consumo médio de cada rota de faturamento, aplicado ao período entre a data da última autogerenciada final dos meios (nota 2.14).

A provisão para crédito de liquidação duvidosa foi constituída considerando as contas a receber vencidas há mais de 180 dias e faturas que apresentam risco de perda.

A movimentação da provisão está demonstrada a seguir:

	31/12/2017	31/12/2016
Saldo no início do exercício	(10.331)	(14.772)
Adições	(10.619)	(30.634)
Reversões/realização de perda	14.912	35.075
Saldo no final do exercício	(6.038)	(10.331)

7. ESTOQUES

	31/12/2017	31/12/2016
Tubulações de água e esgoto	59.064	48.104
Materiais de tratamento/laboratório	2.972	31.794
Materiais diversos	14.421	15.217
Total	76.457	95.115

Os materiais em almoxarifado são destinados ao consumo, à manutenção de sistemas de água e esgoto. Os materiais destinados a aplicação em obras são classificados no intangível.

8. TRIBUTOS DIFERIDOS

	31/12/2017	31/12/2016
Classificados no Ativo Não Circulante		
Imposto de renda e contribuição social diferidos	403.498	284.409
Classificados no Passivo Não Circulante		
Pasep e Cofins diferidos	7.961	13.096

a) Imposto de renda e contribuição social diferidos

De acordo com o CPC 32(R2) vêm sendo registrados os créditos fiscais diferidos sobre as diferenças temporárias. As bases destes créditos são as seguintes:

Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos	31/12/2017	31/12/2016
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre diferenças temporárias:		
Passivo atuarial	928.411	700.506
Provisões para contribuição adicional à Fundação CORSAN	7.692	4.472
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	678.098	549.884
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	6.038	10.331
Provisões para perdas - diversas	9.610	9.610
Provisões para perdas - Prefeitura de Novo Hamburgo	88.514	76.585
Contribuições previdenciárias tributadas por regime de caixa	26.691	29.080
Reserva de reavaliação	(74.259)	(74.429)
Efeitos da adoção do ICPC01 - contratos de concessão	(260.275)	(275.270)
Encargos financeiros capitalizados	(215.040)	(194.194)
Variação cambial tributada por regime de caixa	(2.091)	(3.502)
Outras provisões e diferenças temporárias	(6.631)	3.424
Total das diferenças temporárias	1.186.758	836.497
Alíquota vigente	34%	34%
Total de imposto de renda e contribuição social diferidos líquidos	403.498	284.409

Conciliação alíquota efetiva

	31/12/2017	31/12/2016
Lucro antes do imposto de renda (IRPJ) e da contribuição social (CSLL)	505.919	254.784
Alíquota vigente	34%	34%
Expectativa de despesa de IRPJ e CSLL, de acordo com a alíquota vigente	(172.012)	(86.627)
Efeito do IRPJ e da CSLL sobre as diferenças permanentes:		
Juros sobre capital próprio	42.151	38.019
Incentivos fiscais	8.534	5.769
Outras diferenças permanentes	(1.914)	(4.073)
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(123.241)	(46.912)
Corrente	(162.005)	(121.254)
Diferido	38.764	74.342
Alíquota efetiva	24%	18%

Para fins de adequação à Deliberação CVM nº 683/12 o valor dos JSCP foi registrado diretamente no Patrimônio Líquido.

b) COFINS e PASEP diferidos

	31/12/2017			31/12/2016		
	COFINS	PASEP	Total	COFINS	PASEP	Total
RTT	6.541	1.420	7.961	10.760	2.336	13.096
Valor passivo	6.541	1.420	7.961	10.760	2.336	13.096

9. OUTROS CRÉDITOS

	31/12/2017	31/12/2016
Créditos com prefeituras municipais	2.815	3.096
Adiantamento de férias	3.682	3.333
Indenizações judiciais a receber	4.434	4.131
Por serviços ou obras prestados a terceiros	2.025	1.868
Valores a compensar	1.033	1.035
Créditos diversos	377	432
Total	14.366	13.895
Circulante	7.508	7.014
Não circulante	6.858	6.881

10. ATIVOS FINANCEIROS – CONTRATOS DE CONCESSÃO

A Companhia possui, em 31 de dezembro de 2017, R\$458.612 a receber do poder concedente (municípios), referente ao montante esperado de ressarcimento do valor residual da infraestrutura ao final das concessões (R\$402.336 em 31 de dezembro de 2016). Este valor foi ajustado ao respectivo valor presente no reconhecimento inicial, tendo sido descontado pelo custo médio ponderado de capital, conforme segue:

	31/12/2017	31/12/2016
Ativos financeiros	1.209.967	1.123.179
(-) Ajuste a valor presente	(751.355)	(720.843)
Total	458.612	402.336

Movimentação do ativo financeiro

	31/12/2017	31/12/2016
Saldo no início do exercício	402.336	322.819
Constituição/realização de AVP	42.454	36.706
Adições/(Baixas)	(59.856)	(125.991)
Transferências líquidas	73.678	168.802
Saldo no final do exercício	458.612	402.336

Transferência de bens e serviços

Por força de decisão judicial da 3ª Vara da Fazenda Pública de Porto Alegre, sob o Processo nº 01197704164, a CORSAN fez a entrega para a Prefeitura Municipal de Novo Hamburgo, conforme termo de entrega de serviços públicos concedidos, assinado entre as partes em 03/12/98, do sistema de abastecimento de água, equipamentos, instalações e o acervo vinculado e necessário aos referidos serviços. Em 14/12/98 por decisão do Superior Tribunal de Justiça foi sustado o cumprimento do mandato de intimação para entrega compulsória daqueles serviços, embora, já tivessem sido entregues. O saldo deste imobilizado em 31 de dezembro de 2017 totaliza R\$23.058 (R\$23.060 em 31 de dezembro de 2016) e foi reclassificado para o ativo financeiro quando da aplicação do ICPC 01 em 2010.

Em atendimento a decisão proferida pelo Superior Tribunal de Justiça, nos autos das Suspensões de Liminares (SLS) números 1406-RS e 1407-RS a CORSAN fez a transferência da operação dos serviços de abastecimento de água, esgotamento sanitário e respectivos bens a eles afetos ao Município de Uruguaiana, conforme termo de transferência assinado entre as partes, em 24 de junho de 2011. O saldo deste contrato em 31 de dezembro de 2017 totaliza R\$34.170 (R\$34.250 em 31 de dezembro de 2016).

11. IMOBILIZADO

Custo	Sistemas de esgoto	Bens de uso geral	Obras em andamento	Total do imobilizado
Saldos em 31/12/2016	22.128	326.820	384	349.332
Adições	-	27.176	1.863	29.039
Baixas	-	(870)	-	(870)
Transferências	-	(3.157)	(136)	(3.293)
Saldos em 31/12/2017	22.128	349.969	2.111	374.208

Depreciação

Saldos em 31/12/2016	(18.685)	(238.247)	-	(256.932)
Depreciações	(312)	(15.417)	-	(15.729)
Baixas	-	786	-	786
Transferências	-	1.863	-	1.863
Saldos em 31/12/2017	(18.997)	(251.015)	-	(270.012)
Saldos líquidos em 31/12/2016	3.443	88.573	384	92.400
Saldos líquidos em 31/12/2017	3.131	98.954	2.111	104.196

A depreciação do exercício apropriada ao resultado como custo do serviço prestado foi de R\$12.



COMPANHIA RIOGRANDENSE DE SANEAMENTO - CORSAN

Companhia Aberta - CNPJ 92.802.784/0001-90
Rua Caldas Júnior, 120, 18º Andar - Ed. Barrisul - Porto Alegre
www.corsan.com.br

GOVERNO DO ESTADO
DO RIO GRANDE DO SUL



NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016 (Em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

O financiamento com o Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID foi contratado com a finalidade de recuperação e gerenciamento ambiental da Bacia Hidrográfica do Guaíba. Os financiamentos com a Prefeitura Municipal de Encantado, com a Prefeitura Municipal de Osório e com a Prefeitura Municipal de Torres foram contratados junto à Caixa Econômica Federal visando à construção e ampliação do esgotamento sanitário dos respectivos municípios. Os demais empréstimos e financiamentos foram destinados à ampliação e modernização dos sistemas de esgoto e abastecimento de água em diversos municípios do Estado do Rio Grande do Sul. Os empréstimos e financiamentos estão garantidos pela arrecadação da receita da CORSAN, até o limite do saldo devedor de cada contrato na data dos balanços. Determinados contratos mantidos com o Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) possuem cláusulas financeiras que estabelecem metas de desempenho econômico-financeiro, que se cumpridas possibilitam a Companhia uma redução em sua taxa de juros contratual. Os juros sobre estes empréstimos são apropriados considerando os impactos decorrentes da aplicação de tais cláusulas.

O montante do passivo não circulante tem o seguinte cronograma por ano de vencimento:

Ano	Valor
2019	48.990
2020	49.457
2021	37.942
2022	38.532
2023	31.422
Após 2023	180.652
Total	386.995

15. DEBÊNTURES

Em 2 de dezembro de 2010 a Assembleia Geral Extraordinária aprovou a emissão Privada de Debêntures Simples, conforme contratos de cessão fiduciária de direitos creditórios com o Banco Nacional do Desenvolvimento Social – BNDES e BNDES Participações S.A. – BNDESPAR. Foram emitidas 93 debêntures no valor total de R\$57.509, em 03 séries, sendo emitidas 28 debêntures na primeira série, 30 debêntures na segunda série e 35 debêntures na terceira série. Em 31 de dezembro de 2017 os recursos da primeira, segunda e terceira emissão foram captados, conforme segue: Primeira emissão: são 28 (vinte e oito) debêntures simples, nominativas e não conversíveis em ações, com data de emissão de 16 de abril de 2012, com 3 anos de carência do principal e vencimentos em 85 (oitenta e cinco) parcelas mensais, sendo que a última parcela será liquidada em 16 de maio de 2022. Segunda emissão: são 30 (trinta) debêntures simples, nominativas e não conversíveis em ações, com data de emissão de 25 de março de 2013, com 37 (trinta e sete) meses de carência do principal e vencimentos de 7 (sete) parcelas anuais, sendo que a última parcela será liquidada em 25 de abril de 2023. Terceira emissão: são 35 (trinta e cinco) debêntures simples, nominativas e não conversíveis em ações, com data de emissão de 16 de dezembro de 2014, com 36 (trinta e seis) meses de carência do principal e vencimentos em 85 (oitenta e cinco) parcelas mensais, sendo que a última parcela será liquidada em 15 de janeiro de 2024.

Indexador	Taxa de juros anual	Circulante		Não circulante	
		31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
1ª Emissão	TJLP	1,92%	2.108	2.116	5.129
2ª Emissão	IPCA	1,92%	4.085	4.042	11.422
3ª Emissão	TJLP	1,92%	2.953	2.931	6.093
Total			9.146	9.089	22.644

De acordo com a cláusula 7ª do contrato nº 10.2.1772.2, a emitente se obriga a constituir e manter, durante toda a vigência do contrato de promessa de subscrição e da escritura, uma aplicação vinculada com saldo não inferior a R\$2.220. Em 31 de dezembro de 2017, o saldo dessa aplicação financeira é de R\$3.341 (R\$3.109 em 31 de dezembro de 2016). A escritura inclui uma cláusula de “Obrigações Especiais da Emitente”, com a obrigação de manter, durante a vigência das debêntures até o seu vencimento final, os seguintes índices, apurados anualmente com base nas demonstrações financeiras completas anuais.

Índices	Metas
Endividamento líquido total/EBTIDA	Igual ou inferior a 2,1
Índice de cobertura do serviço da dívida total	Igual ou superior a 1,9
Investimentos/Receita líquida	Igual ou inferior a 26%

Em 31 de dezembro de 2017 os índices foram integralmente atendidos.

16. FORNECEDORES

	31/12/2017	31/12/2016
Fornecedores de materiais e serviços	118.284	126.344
Parcelamento - RGE	136	-
Total	118.420	126.344
Circulante	118.284	126.344
Não circulante	136	-

17. PARCELAMENTOS DE IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES

Imposto ou contribuição	Taxa de juros	Último vencimento	Circulante		Não circulante	
			31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
COFINS	Selic	04/2022	6.540	-	26.161	-
PASEP	Selic	04/2022	1.420	-	5.680	-
Contribuição Social	Selic	04/2022	679	-	2.716	-
Imposto de Renda	Selic	04/2022	4.621	-	18.482	-
Total			13.260	-	53.039	-

18. OUTROS DÉBITOS

	31/12/2017	31/12/2016
Consignações a recolher	5.612	5.920
Depósitos e retenções contratuais	4.255	4.696
Convênio SESI	357	121
Outras contas a pagar	1.193	615
Total	11.417	11.352

19. CONTRATOS DE REPASSE

a) Orçamento Geral do Estado - OGE

Foi assinado contrato de repasse do Orçamento Geral do Estado – OGE, entre o Estado do Rio Grande do Sul, por intermédio da Secretaria de Desenvolvimento e Promoção do Investimento - SDPI, representado pelo Banco do Estado do Rio Grande do Sul - Barrisul, e a CORSAN, que tem por finalidade a implantação de sistema de abastecimento de água do Distrito Industrial de Gualiba. A CORSAN, na qualidade de executora, recebeu os recursos financeiros para execução das obras e garantiu a contrapartida do contrato. Os valores foram transferidos à Companhia de acordo com o cronograma de execução financeira e com o plano de aplicação, e montam R\$4.090 em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016. Historicamente estes valores são capitalizados por determinação do Acionista Controlador.

b) Agência Nacional das Águas – ANA

Foi assinado contrato 092/ANA/2014 – PRODES entre a Agência Nacional das Águas – ANA e a Companhia, que tem por finalidade a transferência de recursos a título de compra de esgoto tratado no município de Erechim. Os valores são transferidos à Companhia de acordo com o cronograma de execução financeira e com o plano de aplicação, e montam R\$5.142 em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016.

20. PROVISÃO PARA RISCOS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS

As provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas consideram o estágio atual dos processos judiciais em andamento, sendo classificadas no passivo, conforme a expectativa de desembolso, na hipótese de sentença ou decisão desfavorável e foram contabilizadas conforme a expectativa de perda “provável”, com base na opinião dos Administradores e da Superintendência Jurídica da Companhia.

A provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas é composta como segue:

	31/12/2017		31/12/2016	
	Trabalhista	Cível e fiscal	Trabalhista	Cível e fiscal
Saldo inicial	431.369	118.515	353.676	76.588
Adições	218.686	8.712	211.048	52.454
Saques/reversões	(121.087)	(6.906)	(148.344)	(12.973)
Despesa financeira	24.362	4.447	14.989	2.446
Saldo final	553.330	124.768	431.369	118.515
Total		678.098		549.884
Circulante		117.882		104.310
Não circulante		560.216		445.574

Os depósitos judiciais efetuados em conexão com as provisões podem ser assim representados:

	31/12/2017		31/12/2016	
	Trabalhista	Cível e fiscal	Trabalhista	Cível e fiscal
Saldo inicial	272.242		221.840	
Adições	232.693		217.410	
Saques/reversões	(177.306)		(167.008)	
Saldo final	327.629		272.242	
Circulante	109.135		108.686	
Não circulante	218.494		163.556	

As principais contingências provisionadas são:

Ações trabalhistas

a) Processo 101292.001/86-0 SINDIÁGUA - A origem do processo decorreu da implantação do Plano Cruzado em 1986, quando houve uma redução nominal dos salários pagos pela Companhia, na ordem de aproximadamente 11%, em virtude do imperativo legal que implantou o plano. O Sindicato entrou com uma ação, como substituto processual tendo obtido ganho de causa. Foi realizado um acordo parcial em 1989, onde os valores foram recompostos na folha de pagamento e os atrasados tiveram um acordo parcial, onde foram pagos os valores incontroversos. Para os valores controversos a Companhia continua discutindo judicialmente. Essa provisão totaliza, em 31 de dezembro de 2017, R\$71.236 (R\$66.577 em 31 de dezembro 2016). b) Outras reclamatórias trabalhistas - Estas se referem a reclamatórias movidas por empregados, ex-empregados e prestadores de serviços terceirizados da Companhia e totalizam 2.269 ações. Em 31 de dezembro de 2017 a provisão referente a outras reclamatórias trabalhistas totaliza R\$482.094 (R\$364.792 em 31 de dezembro de 2016). c) Dentre as ações trabalhistas, existem aquelas com prognósticos de perdas possíveis para as quais a Companhia não constituiu provisão, no valor de R\$264.788 em 31 de dezembro de 2017 (R\$217.395 em 31 de dezembro de 2016).

Ações cíveis e fiscais

a) Ação ENC Empreiteira de Obras Ltda. (e como solidária Andrade Gutierrez) - No primeiro trimestre de 2013 a Companhia recebeu uma notificação nº 026/1.06.0003391-7 referente a processo movido pela Empreiteira de Obras Ltda. contra a CORSAN e Construtora Andrade Gutierrez S/A, na qual a demandada buscou a condenação da Construtora Andrade Gutierrez S/A ao pagamento de quantia atinente ao desequilíbrio econômico financeiro do contrato de subempreitada firmado pelas mesmas para a execução da obra de construção do projeto denominado Lago Dourado. A Companhia constituiu provisão para perda em 31 de dezembro de 2017 no montante de R\$4.668 (R\$4.668 em 31 de dezembro de 2016). b) Em 29 de agosto de 2012 a CORSAN recebeu o Auto de Infração lavrado pela Delegacia da Receita Federal do Brasil, no total de R\$4.648 a título de IRPJ e CSLL sobre exclusões indevidas do lucro líquido, de valores contabilizados devidos à Fundação CORSAN, processo nº 11080730926/2012-49. A Companhia protocolou Processo Administrativo de Impugnação, o qual ainda não foi julgado. A Companhia possui provisão para a totalidade do valor questionado, a qual totaliza R\$5.890 em 31 de dezembro de 2017 (R\$5.890 em 31 de dezembro de 2016). c) Outras reclamatórias - As ações referem-se, em sua maioria, a reclamações de preços e/ou qualidade dos serviços, e transitam tanto no Juizado Especial Cível - JEC quanto na Justiça Comum Estadual. Num segundo patamar estão ações indenizatórias por danos ao patrimônio, ações de desapropriação, ações civis públicas, ações cominatórias, ações populares, entre outras. As ações fiscais referem-se, principalmente, à cobrança do uso do solo e de ISSQN por parte dos municípios. Ao todo a Companhia é parte em 2.101 ações para as quais está provisionado em 31 de dezembro de 2017 o montante de R\$114.210 (R\$107.957 em 31 de dezembro de 2016). d) A Companhia, também, é demandada judicialmente em ações cíveis e fiscais para as quais não foram constituídas provisões, por terem prognósticos de perdas possíveis, no valor de R\$215.056 em 31 de dezembro de 2017 (R\$170.410 em 31 de dezembro de 2016).

21. PROVISÃO PARA BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO

	31/12/2017	31/12/2016
Plano de benefício definido	612.677	361.145
Sistema de assistência IPE-SAÚDE	73.634	72.871
Incentivo à demissão voluntária	242.100	266.490
Total	928.411	700.506

Contribuição esperada para a patrocinadora

	2018	2017
Plano de benefício definido	115.283	47.090
Sistema de assistência IPE-SAÚDE	2.446	2.346
Incentivo à demissão voluntária	52.718	66.350
Total	170.447	115.786

a) Plano de aposentadoria

O plano de benefícios “BD nº 001”, é um plano de previdência complementar da modalidade de benefício definido administrado pela Fundação CORSAN, destinado aos empregados e ex-empregados da patrocinadora CORSAN, tendo como objetivo complementar o salário real médio, sobre os quais incidirão contribuição para o plano, dos últimos anos de atividade em relação ao benefício atribuído pelo regulamento à previdência social (teto Fundação CORSAN). De acordo com o regulamento do plano, os benefícios oferecidos aos participantes são os seguintes: aposentadoria por invalidez, aposentadoria por idade, aposentadoria por tempo de contribuição, aposentadoria especial, pecúlio por morte, auxílio-doença, pensão, auxílio-reclusão e abono anual. Os benefícios, calculados com base na média das últimas remunerações dos participantes e no valor de referência do teto Fundação CORSAN, são reajustados no mês de maio de cada ano, pelo indexador atuarial do plano (INPC).

Seguem os resultados da avaliação atuarial referentes a apuração do passivo (ativo):

Conciliação dos (ativos) e passivos reconhecidos

	31/12/2017	31/12/2016
Obrigações atuariais	2.289.511	1.779.259
Valor justo dos ativos do plano	(1.591.839)	(1.313.128)
Passivo (ativo) atuarial líquido total reconhecido	697.672	466.131
Contratos de débitos do empregador com o plano (nota 23.b)	(84.995)	(104.986)
Passivo atuarial provisionado	612.677	361.145

A Companhia possui contratos de reconhecimento de débitos para com o plano de benefício definido da patrocinada Fundação CORSAN no valor de R\$84.995 em 31 de dezembro de 2017 (R\$104.986 em 31 de dezembro de 2016).

A movimentação do passivo atuarial ocorrida durante os exercícios de 2017 e 2016 foi a seguinte:

Movimentação do passivo (ativo) atuarial

	2017	2016
Passivo (ativo) atuarial líquido no início do ano	466.131	158.085
Despesa reconhecida na demonstração do resultado durante o ano	63.137	116.679
Contribuições do empregador vertidas no ano	(83.577)	(79.056)
Outros resultados abrangentes	251.981	270.423
Passivo (ativo) atuarial líquido no final do ano	697.672	466.131

A origem da despesa reconhecida na demonstração do resultado do exercício de 2017, assim como a projeção da despesa a reconhecer no exercício de 2018 são explicadas no quadro a seguir:

	2018	2017
Custo do serviço corrente, com juros, da reavaliação atuarial	46.029	32.416
Contribuições esperadas	(115.283)	(54.548)
Custo de juros sobre as obrigações atuariais	210.879	225.719
Rendimento esperado dos ativos financeiros do plano	(149.677)	(140.450)
Despesa (receita) a ser reconhecida pelo empregador	(8.052)	63.137

Evolução do valor presente das obrigações atuariais

	2017	2016
Valor das obrigações atuariais no início do ano	1.779.259	1.441.419
Custo do serviço corrente bruto	32.416	21.706
Juros sobre obrigação atuarial	225.719	193.246
Benefícios pagos no ano	(83.210)	(141.552)
(Ganhos) perdas atuariais	335.327	428.859
Valor das obrigações atuariais no final do ano	2.289.511	1.943.678

Evolução do valor justo dos ativos

	2017	2016
Valor justo dos ativos no início do ano	1.313.128	1.196.328
Benefícios pagos durante o exercício	(83.210)	(141.552)
Contribuições de participantes vertidas durante o exercício	54.548	54.785
Contribuições de empregador vertidas durante o exercício	83.577	79.056
Rendimento esperado dos ativos no ano	140.450	43.488
(Ganhos) perdas atuariais	83.346	81.023
Valor justo dos ativos no fim do ano	1.591.839	1.313.128

b) Sistema de assistência à saúde IPE-SAÚDE

A cobertura relativa ao Sistema de assistência é realizada através de contrapartida financeira estabelecida no “Termo de Contrato de Prestação de Serviços” celebrado entre a patrocinadora CORSAN e o IPE - Instituto de Previdência do Estado do RS. A contrapartida financeira mensal da Companhia para o IPE-SAÚDE corresponde a 10,44% incidente sobre o salário de contribuição dos servidores vinculados à CORSAN. Pelo acordo coletivo da Companhia, fica garantido que 50% desse mesmo percentual serão extensivos aos servidores que estão em gozo de benefício de aposentadoria pela Fundação CORSAN.

Seguem resultados da avaliação atuarial referentes a apuração do passivo (ativo) a ser contabilizado:

Conciliação dos (ativos) e passivos reconhecidos

	31/12/2017	31/12/2016
Obrigações atuariais	73.634	72.871
Passivo atuarial provisionado	73.634	72.871

A movimentação do passivo atuarial ocorrida durante os exercícios de 2017 e 2016 foi a seguinte:

	2017	2016
Passivo (ativo) atuarial líquido no início do ano	72.871	53.790
Despesa reconhecida na demonstração do resultado durante o ano	9.630	8.180
Contribuições do empregador vertidas no ano	(13.127)	(11.049)
Outros resultados abrangentes	4.260	21.950
Passivo (ativo) atuarial líquido no final do ano	73.634	72.871

A origem da despesa reconhecida na demonstração do resultado do exercício de 2017, assim como a projeção da despesa a reconhecer no exercício de 2018, são explicadas no quadro a seguir:

	2018	2017
Custo do serviço corrente, com juros, da reavaliação atuarial	2.283	1.878
Contribuições esperadas	(2.446)	-
Custo de juros sobre as obrigações atuariais	6.965	7.752
Despesa (receita) a ser reconhecida pelo empregador	6.802	9.630

Evolução do valor presente das obrigações atuariais

	2017	2016
Valor das obrigações atuariais no início do ano	72.871	53.790
Custo do serviço corrente bruto	1.878	1.306
Juros sobre obrigação atuarial	7.751	6.874
Benefícios pagos no ano	(13.127)	(11.049)
(Ganhos) perdas atuariais	4.261	21.950
Valor das obrigações atuariais no final do ano	73.634	72.871

c) Incentivo à demissão voluntária

A CORSAN mantém um benefício de Incentivo à Demissão Voluntária aos funcionários, conforme estabelecido no Acordo Coletivo Intersindical 2016 – 2017. A referida vantagem permaneceu aberta para novas adesões até 31 de dezembro de 2016. A CORSAN dispõe de um prazo de 30 meses para efetivar o desligamento. Ao final do exercício de 2017 há 174 adesões aguardando efetivo desligamento.

Para recebimento do benefício, o participante deve cumprir os seguintes requisitos, cumulativamente:

c.1) Indenização de pagamento único

- Aderir ao Plano de Demissão Voluntária (PDV) entre 01 de janeiro e 31 de dezembro de 2016;
- Ter 54 anos de idade completos ou mais;
- Possuir mais de 20 anos de vínculo empregatício com a CORSAN.

O valor da indenização dependerá da idade do empregado na data de adesão ao PDV, não podendo exceder ao teto de R\$296.838 conforme segue:

- 54 anos: 21 remunerações base;
- 55/56 anos: 19 remunerações base;
- 57/58 anos: 17 remunerações base;
- 59 ou mais: 16 remunerações base.

c.2) Indenização mensal

- Ter 54 anos de idade completos ou mais;
- Ter concedida aposentadoria pela Previdência Social;
- Estar vinculado a Fundação CORSAN, há pelo menos 5 anos, de forma que venha a cumprir o período de carência de 10 anos nos próximos 60 meses;
- Estar desligado da CORSAN. A indenização mensal é limitada em até 62 meses ou no momento em que os empregados completem as carências junto da Fundação CORSAN, o que ocorrer primeiro.

Seguem resultados da avaliação atuarial referentes a apuração do passivo(ativo) a ser contabilizado:

	31/12/2017	31/12/2016
Obrigações atuariais	242.100	266.490
Passivo (ativo) atuarial provisionado	242.100	266.490

Para fins de registro contábil da CORSAN, a movimentação do passivo atuarial ocorrida durante os exercícios de 2017 e 2016 foi a seguinte:

	2017	2016
Passivo (ativo) atuarial líquido no início do ano	266.490	703.344
Despesa reconhecida na demonstração do resultado durante o ano	62.179	116.560
Contribuições do empregador vertidas no ano	(66.574)	(63.311)
Outros resultados abrangentes	(19.995)	(490.103)
Passivo (ativo) atuarial líquido no final do ano	242.100	266.490

A origem da despesa reconhecida durante o exercício de 2017, assim como a projeção da despesa a reconhecer no exercício de 2018, são explicadas no quadro a seguir:

	2018	2017
Custo do serviço corrente, com juros, da reavaliação atuarial	-	36.561
Contribuições esperadas	(52.718)	-
Custo de juros sobre as obrigações atuariais	15.191	25.618
Despesa (receita) a ser reconhecida pelo empregador	(37.527)	62.17



COMPANHIA RIOGRANDENSE DE SANEAMENTO - CORSAN

Companhia Aberta - CNPJ 92.802.784/0001-90
Rua Caldas Júnior, 120, 18º Andar - Ed. Barrisul - Porto Alegre
www.corsan.com.br

GOVERNO DO ESTADO
DO RIO GRANDE DO SUL



NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

O retorno dos investimentos da Fundação CORSAN em 2017 foi de R\$151.498 (R\$191.335 em 2016).

A média ponderada da alocação dos ativos por categoria de ativo é a seguinte:

	Alocação dos ativos em 31 de dezembro em %	Alocação dos ativos em 31 de dezembro em %	Alocação dos ativos conforme determinação da Lei 3.792/2009 porcentagem ou faixa de percentagem
Segmento	2017	2016	Limite
Renda fixa	82,17%	87,58%	100%
Renda variável	5,91%	3,41%	70%
Investimentos estruturados	3,75%	0,35%	20%
Carteira de imóveis	5,24%	5,51%	8%
Empréstimos	2,92%	3,14%	15%
Disponível	0,01%	0,01%	-
Fundo garantidor	100%	100%	

Em 01 de maio de 2011, foi reformulado o Plano de Demissão Voluntária - PDV, com prazo para adesão de 01 de janeiro de 2012 a 31 de dezembro de 2016, onde até 31 de dezembro de 2016, 1.590 funcionários aderiram ao plano. No exercício findo em 31 de dezembro de 2017, 184 funcionários já haviam se desligado da Companhia. No exercício a despesa com desligamento foi de R\$66.574 (R\$63.311 no exercício findo em 31 de dezembro de 2016).

A Companhia reconheceu, no exercício findo em 31 de dezembro de 2017, um ajuste líquido na avaliação atuarial entre as provisões do plano de benefício pós-emprego, "IPE SAÚDE" e "PAI/SFP" de R\$8.342. Esse ajuste foi realizado com base no laudo técnico preparado pelo atuário externo da Companhia, atualizado para esta data base.

Estrutura jurídica

A Fundação CORSAN caracteriza-se como entidade fechada de previdência complementar multipatrocinada, constituída sob forma de fundação pela Companhia Riograndense de Saneamento – CORSAN.

Gestão de investimentos

A gestão dos fundos de investimentos da Fundação CORSAN está estruturada na forma de gestão própria e terceirizada. Sendo gestão dos fundos de investimentos totalmente terceirizada e a gestão de imóveis e empréstimos realizada pela própria Fundação CORSAN.

Política de investimentos

A Fundação CORSAN planeja e acompanha seus investimentos, de acordo com as normas estabelecidas na Resolução CMN nº 3.792, de 24 de setembro de 2009, bem como em conformidade com sua política de investimentos.

O processo de planejamento e revisão da PI é anual, e se inicia no mês de outubro, com reuniões entre a área de investimentos, o Comitê de investimentos, a Consultoria financeira e a Diretoria executiva. Depois de estruturada a PI é submetida pela Diretoria executiva ao Conselho Deliberativo para aprovação.

Fontes de recursos

A Fundação CORSAN obtém recursos decorrentes de:

Contribuição de participantes ativos e assistidos;
Contribuição mensal das patrocinadoras, principalmente da Companhia Riograndense de Saneamento – CORSAN;
Receitas de aplicações do patrimônio.

Gestão de recursos

A Fundação CORSAN delega à Instituições financeiras, criteriosamente selecionadas, a gestão de parte de seus recursos, realizando acompanhamento diário destes gestores e fundos de investimentos.

Custeio administrativo

A definição das fontes de custeio para cobertura das despesas administrativas é de competência do Conselho Deliberativo, e deverão estar expressamente previstas no plano de custeio e no orçamento anual.

Despesas de administração do plano

As despesas de administração do plano de benefício são cobertas, paritariamente, por uma parcela de contribuições dos participantes ativos e patrocinadoras. No exercício de 2017 as despesas de administração somaram 8% sobre a base de contribuições aprovada pelo Conselho Deliberativo.

22. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social

Em 31 de dezembro de 2017 e 2016, o capital social da Companhia é de R\$939.148, estando assim representado:

Acionistas	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total ações	Capital total (%)	Capital votante (%)	Ações preferenciais (%)
Estado do Rio Grande do Sul	306.756.796	306.756.796	613.513.592	99,99999348018	99,99999348018	99,99999348018
Prefeitura Municipal de Estrela	5	5	10	0,00000162996	0,00000162996	0,00000162996
Prefeitura Municipal de Carazinho	3	3	6	0,00000097797	0,00000097797	0,00000097797
Prefeitura Municipal de São Marcos	2	2	4	0,00000065198	0,00000065198	0,00000065198
Prefeitura Municipal de Muçum	2	2	4	0,00000065198	0,00000065198	0,00000065198
Prefeitura Municipal de Rosário do Sul	2	2	4	0,00000065198	0,00000065198	0,00000065198
Prefeitura Municipal de Lajeado	2	2	4	0,00000065198	0,00000065198	0,00000065198
Prefeitura Municipal de Quaraí	2	2	4	0,00000065198	0,00000065198	0,00000065198
Prefeitura Municipal de Cerro Largo	2	2	4	0,00000065198	0,00000065198	0,00000065198
Total	306.756.816	306.756.816	613.513.632	100,00000000000	100,00000000000	100,00000000000

Dentro do limite do capital autorizado, e de acordo com plano aprovado pela Assembleia Geral, o Conselho de Administração poderá outorgar opção de compra de ações a seus administradores ou empregados, ou a pessoas naturais que prestem serviços à Companhia ou à sociedade sob seu controle, na forma prevista em lei. Em 31 de dezembro de 2017 e 2016, não foram outorgados planos de opções de compra de ações.

Os aumentos de capital poderão ser deliberados com a exclusão do direito de preferência dos acionistas à subscrição de novos valores mobiliários emitidos pela Companhia, nas hipóteses previstas no art. 172 da Lei nº 6.404/76.

b) Reservas de capital

As reservas de capital compreendem doações de instalações e equipamentos de particulares e órgãos públicos. De acordo com a Lei nº 11.638/07, a partir de 2008, as referidas doações passaram a ser registradas no resultado do exercício, e após transitarem no resultado, as doações de órgãos públicos são destinadas para reserva de incentivos fiscais.

c) Outros resultados abrangentes

A Companhia procede à reavaliação dos bens do ativo imobilizado nos exercícios de 1989, 1990, 1993 e 1994. Em contrapartida foi constituída reserva de reavaliação no patrimônio líquido, sendo que a realização se dá através de depreciação e baixas dos respectivos bens, cujo total em 31 de dezembro de 2017 monta R\$72.659 (R\$74.414 em 31 de dezembro de 2016) líquida de efeitos tributários.

Com a aplicação do ICP01 – Contratos de concessão o saldo residual de imobilizado, incluindo os valores de reavaliação, foram considerados como o valor justo do ativo intangível relacionados à concessão na data de transição, 1º de janeiro de 2009 e, a reserva de reavaliação, transferida para a conta de "outros resultados abrangentes".

Esses efeitos são revertidos para lucros acumulados na proporção em que os ativos são depreciados ou somente no caso de alienação ou baixa do ativo. O valor realizado contra lucros acumulados no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 totalizou R\$1.755, líquido dos efeitos tributários (R\$1.914 em 31 de dezembro de 2016).

Conforme previsto pela Deliberação CVM nº 695/2012, os eventuais ativos ou passivos decorrentes de ganhos ou perdas atuariais passaram a ser reconhecidas nas demonstrações financeiras na conta de outros resultados abrangentes, no Patrimônio Líquido. Em 31 de dezembro de 2017 a Companhia possui registrado um ganho atuarial de R\$82.473 líquidos dos efeitos de créditos tributários (R\$73.449 registrado como perda em 31 de dezembro de 2016).

d) Remuneração aos acionistas

O Estatuto Social da Companhia prevê que do lucro líquido no mínimo 25% será destinado aos acionistas como dividendo. Para o exercício de 2017, conforme ata de Reunião de Diretoria nº 69, ratificado pelo Conselho de Administração em reunião dia 22/11/2017, foi deliberado que do Lucro Líquido Ajustado 37% (trinta e sete por cento) será destinado aos acionistas como dividendos, na proporção das ações que os mesmos possuem.

	31/12/2017	31/12/2016
Lucro líquido do exercício	382.678	207.872
(-) Reserva legal (5%)	(19.134)	(10.394)
(-) Ajustes lei nº 12.973/14	(627)	204
(-) Reserva de incentivos fiscais	(95)	(143)
Base de cálculo para dividendos	362.822	197.539
Dividendos	10.270	-
Juros sobre capital próprio (25%) atribuído ao dividendo	90.705	49.385
Juros sobre capital próprio atribuído ao dividendo	33.269	-
Juros sobre capital próprio	-	62.436
Total dos juros e dividendos distribuídos	134.244	111.821

Para apuração dos dividendos foram considerados os métodos e critérios contábeis vigentes, conforme estabelece a Lei nº 12.973, de 13 de maio de 2014.

As ações preferenciais não terão direito a voto, mas gozarão de todos os demais direitos atribuídos às ações ordinárias em igualdade de condições, mais prioridade no reembolso do capital social, sem prêmio, em caso de liquidação da Companhia e dividendos 10% (dez por cento) superiores aos pagos às ações ordinárias, nos termos do inciso II, § 1º, do Artigo 17 da Lei 6404/76.

Os dividendos calculados por ação ordinária e preferencial são conforme o demonstrado a seguir:

Dividendos / Juros sobre o capital próprio	Total Dividendos	JSCP - Valor líquido	Dividendos propostos
Ações ordinárias	63.925	59.035	4.890
Ações preferenciais	70.319	64.939	5.380
Total	134.244	123.974	10.270

De acordo com a Lei nº 9.249/95, a Companhia efetuou no exercício findo em 31 de dezembro de 2017, o registro de juros sobre capital próprio no valor de R\$123.974 (R\$111.821 no exercício findo em 31 de dezembro de 2016), utilizando como base a taxa de juros de longo prazo – TJLP, aplicada sobre o patrimônio líquido observado o limite de 50% do somatório dos lucros acumulados e reservas de lucros. Conforme previsto pela legislação fiscal, o valor registrado foi integralmente deduzido na apuração do imposto de renda e contribuição social. O imposto de renda e a contribuição social do exercício foram reduzidos em R\$42.151 (R\$38.019 em 31 de dezembro de 2016) em decorrência da dedução desses impostos pelos juros sobre o capital próprio creditados aos acionistas.

Para fins de adequação à Deliberação CVM nº 683/12 o valor dos juros sobre capital próprio é registrado no Patrimônio Líquido.

A Companhia imputou parte do valor líquido dos juros creditados a título de remuneração do capital próprio aos dividendos líquido do Imposto de renda retido na fonte.

e) Reservas de lucros

Reserva legal

Conforme a Lei das Sociedades por Ações, e constituída à base de 5% (cinco por cento) do lucro líquido, estando limitada a 20% do capital social.

Reserva de incentivos fiscais

A reserva de incentivos fiscais compreende as doações de instalações e equipamentos de órgãos públicos.

Reserva de retenção de lucros

Esse valor corresponde ao lucro remanescente apurado após as destinações para reserva legal, de incentivos fiscais e dividendos acrescido das contabilizações efetuadas diretamente na conta de lucros acumulados.

Os recursos serão aplicados em projetos de construção e expansão dos sistemas de abastecimento de água, de sistemas de esgoto e desenvolvimento institucional de forma a atender aos projetos previstos no orçamento da Companhia, com base em orçamento de capital a ser aprovado pela Assembleia Geral Ordinária.

Reservas de lucros	31/12/2017	31/12/2016
Reserva legal	106.896	87.762
Reserva de incentivos fiscais	1.754	1.659
Reserva de retenção de lucros	926.957	695.997
Total	1.035.607	785.418

f) Adiantamento para futuro aumento de capital

Com base em faculdade prevista pelo Estatuto Social da Companhia, a Companhia mantém registrado como adiantamento para futuro aumento de capital o montante de R\$31.911 em 31 de dezembro de 2017 (R\$19.330 em 31 de dezembro de 2016), oriundo de repasse de recursos do Orçamento Geral da União – OGU e Fundação Nacional da Saúde – FUNASA.

Os adiantamentos foram classificados no patrimônio, por terem caráter irreversível.

23. TRANSAÇÕES E SALDOS COM PARTES RELACIONADAS

a) Governo do Estado do Rio Grande do Sul

Os valores a seguir demonstrados evidenciam as transações entre a CORSAN e o Estado do Rio Grande do Sul:

	31/12/2017	31/12/2016
Contas de água e esgoto - saldo a receber	18.217	17.774
Aplicações no caixa único do Estado	3.823	157
Juros sobre o capital próprio a pagar para o Governo do Estado	(230.926)	(169.362)
Dividendos propostos a pagar para o Governo do Estado	(10.270)	-

Criado pelo Decreto nº 33.959 de 31 de maio de 1991, o Sistema Integrado de Administração de Caixa no Estado – SIAC determina que os órgãos da Administração direta e indireta centralizem no Tesouro Estadual as disponibilidades de recursos em suas contas bancárias. Os recursos depositados são remunerados com base nos rendimentos dos títulos que compõe a Dívida Pública Estadual.

b) Fundação CORSAN

Composição da Dívida	Indexador	Taxa de juros	Último vencimento	Circulante		Não circulante	
				31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Contrato 1298	INPC	6% a.a	31/03/18	1.259	3.720	-	754
Contrato 122001	Média INPC/IPC/IGP-M e IGP-DI	6% a.a	21/12/20	19.861	19.434	34.937	50.075
Contrato 122005	(*)		01/09/19	15.336	12.503	13.602	18.500
Total				36.456	35.657	48.539	69.329

(*) O contrato 122005 é revisado anualmente através de cálculos atuariais.

Os contratos referem-se a parcelamentos de custo de serviço passado e estão garantidos pela arrecadação da receita tarifária de água e esgoto até o limite das obrigações (principal e encargos).

Em 31 de dezembro de 2017, o montante dos compromissos com a Fundação CORSAN, no não circulante, tem a seguinte composição por ano de vencimento:

Ano	Valor
2019	31.830
2020	16.709
Total	48.539

c) Companhia de Processamento de Dados do Estado do Rio Grande do Sul – PROCERGS

Os valores devidos à PROCERGS referem-se ao contrato de prestação de serviços na área de tecnologia da informação. O saldo a pagar em 31 de dezembro de 2017 é de R\$3.117 (R\$3.085 em 31 de dezembro de 2016).

24. RECEITA LÍQUIDA

A CORSAN opera os serviços de abastecimento de água e esgotamento sanitário. A receita líquida de serviços, apresenta a seguinte composição:

	31/12/2017	31/12/2016
Serviços de abastecimento de água	2.407.857	2.195.204
Serviços de esgoto	158.439	140.493
Receitas de construção	232.328	205.191
Impostos sobre receita serviços	(233.443)	(216.880)
Total	2.565.181	2.324.008

25. CUSTOS, DESPESAS E OUTRAS RECEITAS

A Companhia optou por apresentar a demonstração do resultado por função. Conforme requerido pelo IFRS, apresenta, a seguir, o detalhamento da demonstração do resultado por natureza:

Despesas por natureza	31/12/2017	31/12/2016
Pessoal	966.529	947.136
Materiais	96.532	75.377
Energia elétrica	212.477	215.733
Serviços de terceiros	277.519	267.623
Gerais	123.109	109.862
Depreciações e amortizações	118.298	105.443
Provisões	96.194	227.163
Custos de construção	227.837	201.009
Outras (receitas) despesas operacionais, líquidas	(18.773)	(36.025)
Total	2.099.722	2.113.321
Classificados como:		
Custos dos serviços	1.585.867	1.520.411
Despesas comerciais	111.940	105.741
Despesas administrativas	420.688	523.194
Outras (receitas) despesas operacionais, líquidas	(18.773)	(36.025)
Total	2.099.722	2.113.321

26. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

	31/12/2017	31/12/2016
Receitas financeiras	116.330	119.633
Acréscimos por inadimplimentos	30.012	27.442
Variações monetárias ativas	26.937	20.697
Receitas financeiras pela realização de AVP	42.454	36.706
Variações cambiais ativas	4.600	19.005
Outras receitas financeiras	12.327	15.783
Despesas financeiras	(75.870)	(75.536)
Juros e taxas sobre financiamentos	(10.280)	(11.032)
Juros e taxas sobre outras obrigações	(8.332)	(10.217)
Variações monetárias passivas	(52.482)	(45.425)
Variações cambiais passivas	(4.776)	(8.862)
Resultado financeiro líquido	40.460	44.097

27. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS

A Companhia mantém operações com instrumentos financeiros, cujos riscos são administrados através de estratégias de posições financeiras e sistemas de limite de exposição dos mesmos. Todas as operações são integralmente reconhecidas na contabilidade. As avaliações de seus instrumentos financeiros, inclusive os derivativos, bem como, gerenciamento de riscos estão relatados a seguir:

a) Instrumentos financeiros

Em 31 de dezembro de 2017, os principais instrumentos financeiros estão descritos a seguir:

Caixa e equivalentes de caixa – está apresentado ao seu valor de mercado, que equivale ao seu valor contábil na data do balanço. As aplicações mantidas pela companhia como equivalentes de caixa são de liquidez imediata e têm risco insignificante de mudança de seus valores;

Aplicações financeiras – referem-se, substancialmente, a fundos de investimento de renda fixa e aplicações junto ao SIAC (Sistema Integrado de Administração de Caixa do Estado), com liquidez diária;

Contas a receber – decorrem diretamente das operações comerciais da Companhia, estão registradas pelos seus valores originais, ajustadas por perdas estimadas para credores de liquidação duvidosa;

Ativos financeiros – referem-se a valores a serem indenizados pelo poder concedente, relativos aos contratos de programa não renovados;

Contas a pagar – decorrem diretamente das operações comerciais da Companhia, estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a atualizações monetárias, quando aplicável;

Empréstimos e financiamentos e debêntures – são classificados como passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado pelo método de taxa efetiva de juros, e estão contabilizados pelos seus valores contratuais. Os valores de mercado destes empréstimos e financiamentos são equivalentes aos seus valores contábeis na data do balanço;

Dívidas com a Fundação CORSAN – estão contabilizadas pelos seus valores contratuais, conforme descrito na nota 23.b.

A Companhia adota a técnica de mensuração a valor justo e comparação de preços e valores observados no mercado (nível 2).

Em 31 de dezembro de 2017 e 2016 o valor justo dos instrumentos financeiros se aproxima dos valores registrados contabilmente. O valor justo dos instrumentos financeiros é apurado conforme descrito na nota 2.10.

b) Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia não celebrou e não tem como política celebrar instrumentos financeiros derivativos, tais como os contratos a termo, swaps, opções, futuros, swaps com opção de arrendamento, opções flexíveis, derivativos embutidos em outros produtos, operações estruturadas com derivativos, derivativos exóticos e todas as demais operações com derivativos, independente da forma como sejam contratados.

c) Gerenciamento de riscos

Fatores de risco que podem afetar os negócios da Companhia

As atividades de gerenciamento de riscos seguem a política de gestão de risco da Companhia, sob a administração dos seus diretores. A administração destes riscos é efetuada com base na política de controle, que estabelece as técnicas de acompanhamento, mensuração e monitoramento contínuo da exposição.

A Companhia está exposta aos seguintes riscos:

i) Risco de crédito:

A Companhia está potencialmente sujeita ao risco de crédito da contraparte em suas operações financeiras e contas a receber. Dentre os procedimentos adotados para minimizar os potenciais riscos financeiros e comerciais, destacamos: a seletividade das instituições financeiras e monitoramento constante dos valores a receber de clientes. Não há clientes que individualmente representem mais que 5% do total das contas a receber da Companhia em 31 de dezembro de 2017 e 2016.

ii) Risco de liquidez:

Risco de liquidez representa o encurtamento nos recursos destinados para pagamento de dívidas (substancialmente empréstimos e financiamentos). A Companhia tem políticas de monitoramento de caixa para evitar o descasamento de contas a receber e a pagar. A tabela abaixo demonstra os pagamentos contratuais requeridos pelos passivos financeiros da Companhia:

	Projeção incluindo juros futuros			
	Até 1 ano	De 1 a 3 anos	Mais de 3 anos	Total
Empréstimos e financiamentos	58.725	190.135	337.797	586.657
Parcelamento de impostos e contribuições	14.719	60.862	20.287	95.868
Debêntures	9.322	24.383	-	33.705
Fornecedores	118.290	145	-	118.435
Dívidas Fundação CORSAN	38.643	55.234	-	93.877
Total	239.699	330.759	358.084	928.542

iii) Risco de mercado:



NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(Em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

A Companhia inclui na dívida líquida os empréstimos e financiamentos com rendimento, fornecedores e outros exigíveis, menos caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras, como demonstrado abaixo.

	Nota	31/12/2017	31/12/2016
Empréstimos e financiamentos	14	443.788	455.691
Parcelamento de impostos e contribuições	17	66.299	-
Debêntures	15	31.790	40.181
Fornecedores	16	118.420	126.344
Dívida Fundação CORSAN	23.b	84.995	104.986
(-) Caixa e equivalentes de caixa	5	(24.470)	(30.586)
(-) Aplicações financeiras	5	(115.201)	(68.426)
Dívida líquida		605.621	628.190
Patrimônio e adiantamentos		2.014.000	1.908.907
Capital social e dívida líquida		2.619.621	2.537.097
Quociente de alavancagem		23.12%	24,76%

28. MUDANÇAS NOS PASSIVOS DE ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO

A seguir é apresentada a movimentação das mudanças nos passivos de atividades de financiamento para o exercício de 2017:

	31/12/2016	Fluxo de caixa	Adições	Variações monetárias	Juros	Transferências	31/12/2017
Empréstimos e financiamentos circulante	53.164	(97.404)	-	217	34.602	66.214	56.793
Debêntures circulante	9.089	(10.772)	-	-	1.747	9.082	9.146
JSCP e dividendos a pagar	169.362	(62.410)	134.244	-	-	-	241.196
Empréstimos e financiamentos não circulante	402.527	47.393	-	3.290	-	(66.215)	386.995
Debêntures não circulante	31.092	-	-	634	-	(9.082)	22.644
Contratos de repasse (FUNASA, ANA)	9.232	-	-	-	-	-	9.232
Adiantamento para futuro aumento de capital	19.330	12.581	-	-	-	-	31.911

Porto Alegre, 31 de dezembro de 2017.

Flavio Ferreira Presser
Diretor Presidente

Marcus Vinicius Vieira de Almeida
Diretor Administrativo

Jorge Luiz Costa Melo
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Eduardo Barbosa Carvalho
Diretor de Operações

Marcus Vinicius Cabelion
Diretor de Expansão

Luciano Eli Martin
Diretor Comercial

Graziela Bohn Flores
Superintendente de Contabilidade
Contadora CRC/RS nº 070280/O-7

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017

Ilmos. Srs.
Conselheiros, Diretores e Acionistas da
COMPANHIA RIOGRANDENSE DE SANEAMENTO - CORSAN
Porto Alegre - RS

Opinião
Examinamos as demonstrações financeiras da COMPANHIA RIOGRANDENSE DE SANEAMENTO - CORSAN, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.
Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da COMPANHIA RIOGRANDENSE DE SANEAMENTO - CORSAN em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e 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". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Ênfase
• **Seguros**
Conforme mencionado na nota explicativa nº 13, a Companhia não possui cobertura de seguro em vigência que garanta indenização em caso de eventual sinistro. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto.

• **Fundação CORSAN - FUNCORAN**
Conforme nota explicativa nº 21 a CORSAN é patrocinadora de um Plano de Benefícios de Entidade Fechada de Previdência Complementar, denominado BD nº 001, administrado atualmente pela Fundação CORSAN, cujas demonstrações financeiras são auditadas por outros auditores independentes. Até a presente data a CORSAN, ainda, não havia recebido o Relatório do Auditor Independente referente às demonstrações financeiras da Fundação, para o exercício de findo em 31 de dezembro de 2017. Não obstante, por se tratar de um plano que reúne benefícios e contribuições definidas, o relatório de atuário responsável aponta situação deficitária e Equilíbrio Técnico Ajustado deficitário, porém não necessitando, no exercício subsequente, a adoção de qualquer medida para o equacionamento do déficit, o que oneraria a patrocinadora e os beneficiários. Nossa opinião não apresenta modificação em relação a esse assunto.

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

• **Reconhecimento das receitas a faturar**
Parte das receitas reconhecidas pela Companhia refere-se a serviços prestados e não faturados aos consumidores finais ("receitas a faturar"), uma vez que o faturamento é efetuado tomando como base ciclos de leitura que em alguns casos se sucede ao período de encerramento contábil. O saldo de contas a receber derivado do fornecimento não faturado totaliza R\$ 72.221 mil em 31 de dezembro de 2017 e está divulgado na nota explicativa nº 6 às demonstrações financeiras.
O cálculo da receita não faturada foi um assunto significativo para a nossa auditoria da Companhia devido à relevância dos valores envolvidos e às especificidades atreladas ao processo de estimativa, o qual leva em consideração dados históricos, parametrização de sistemas, além de julgamentos por parte da Administração acerca da estimativa de consumo pelos consumidores, a fim de garantir que a receita seja contabilizada na competência correta.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
Nossos procedimentos incluíram, entre outros, a avaliação dos controles internos implementados pela Companhia para o cálculo da receita não faturada, incluindo a compreensão e documentação do processo de estimativa, determinação e revisão das premissas por parte da Administração. Utilizamos, também, os nossos especialistas em auditoria de sistemas para testar a integridade e precisão dos dados e relatórios extraídos do sistema de faturamento e que são utilizados na realização dos cálculos da estimativa de receita não faturada, além do recálculo destas receitas.
Adicionalmente, avaliamos a adequação das divulgações da Companhia sobre este assunto.

• **Riscos trabalhistas, cíveis e fiscais**
Conforme divulgado na nota explicativa nº 20, a Companhia é parte em diversos processos fiscais, trabalhistas e cíveis, cujo valor agregado totaliza R\$ 479.844 mil em 31 de dezembro de 2017, para os quais não foi constituída provisão para perdas considerando que a sua probabilidade de perda foi avaliada como possível, pelos seus consultores jurídicos. Desse montante, R\$ 215.056 mil se referem a ações de natureza cíveis e fiscais.
Focamos nesta área devido à relevância dos valores envolvidos nos processos, ao grau de julgamento envolvido na determinação se uma provisão deve ser constituída, sua estimativa de valor e a probabilidade de desembolso financeiro, bem como pela complexidade dos assuntos e do ambiente tributário no Brasil.
Nossos procedimentos incluíram, dentre outros, a utilização de especialistas para auxiliar na avaliação das opiniões legais obtidas pela Companhia, bem como na realização de reuniões periódicas com a Administração e revisão das atas do Conselho de Administração para discutir a evolução dos principais processos judiciais em aberto. Também obtivemos cartas de confirmação dos consultores jurídicos da Companhia, a fim de comparar suas avaliações acerca das causas em aberto com as posições consideradas pela Administração.
Adicionalmente, avaliamos a adequação das divulgações sobre esses assuntos que estão mencionados nas notas explicativas nºs 2.11 e 20 às demonstrações financeiras e, especificamente sobre as contingências mais significativas.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
Avaliamos as premissas e os julgamentos feitos pela administração para a mensuração dessas contingências, considerando os critérios e a política contábil de reconhecimento desses riscos adotados pela Companhia. Também obtivemos entendimento da metodologia de provisionamento e questionamos premissas utilizando o conhecimento e experiência de nossos especialistas. Além disso, obtivemos confirmações formais de advogados da Companhia quando apropriado. Consideramos também a adequação das divulgações (notas explicativas nºs "2.11 e 20"), feitas em relação às provisões e contingências dos riscos trabalhistas, cíveis e fiscais.

• **Ativo financeiro e intangível - Infraestrutura da concessão**
Conforme divulgado nas notas explicativas nºs 10 e 12 às demonstrações financeiras, em 31 de dezembro de 2017, a Companhia possui registrado como ativo financeiro e intangível da concessão os montantes de R\$ 458.612 mil e R\$ 2.843.574 mil, respectivamente, que representam a infraestrutura da concessão.
O valor dos investimentos aplicados na infraestrutura a serviço da concessão é parte essencial na metodologia aplicada pelo poder concedente para definição da tarifa a ser cobrada pela Companhia aos consumidores finais, nos termos dos Contratos de Concessão. As definições de quais gastos são elegíveis e que devem ser capitalizados como custo da infraestrutura é passível de julgamento por parte da Administração. Durante o ano de 2017, a Companhia reconheceu em seu ativo investimentos na infraestrutura da concessão o montante de R\$ 318.567 mil. Adicionalmente, a determinação dos gastos que se qualifiquem como investimento na infraestrutura da concessão também impacta diretamente a avaliação do ativo financeiro da concessão, que representa a parcela dos investimentos efetuados pela Companhia e que não serão completamente amortizados ao final do prazo de concessão, e serão indenizados pelo poder concedente.
Devido às especificidades atreladas ao processo de capitalização e avaliação subsequente de gastos com infraestrutura, além da magnitude dos montantes envolvidos, consideramos esse assunto relevante para a nossa auditoria.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
Nossos procedimentos de auditoria envolveram, entre outros, a avaliação dos controles internos implementados pela Companhia sobre a contabilização dos investimentos em infraestrutura, incluindo os custos, as políticas estabelecidas pela Administração para tal contabilização e sua aplicabilidade às normas contábeis vigentes.
Avaliamos também os valores do ativo financeiro registrados pela Companhia com critérios estabelecidos pelas normas contábeis vigentes. Adicionalmente, avaliamos a adequação das divulgações da Companhia sobre este assunto.

• **Redução ao valor recuperável – Impairment**
De acordo com a nota explicativa nº 2.21 os ativos financeiros e não financeiros foram revistos na data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável. Um ativo tem perda no seu valor recuperável se uma evidência objetiva indica que um evento de perda ocorreu após o reconhecimento inicial do ativo, e que aquele evento de perda teve um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros. Caso ocorra tal indicação, então o valor recuperável do ativo é determinado. Nos estudos elaborados pela Companhia não foi identificado qualquer evidência que justificasse a necessidade de redução ao valor recuperável desses ativos.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
Avaliamos as bases de dados e projeções feitas pela Administração, relativas à geração futura de caixa, previsto no CPC 01 (R1), ressaltando que modelos de projeção estão sempre sujeitos à crítica e à avaliação e que seus resultados refletem opções metodológicas de modelagem. De acordo com os estudos apresentados e o conhecimento de nossos especialistas, obtivemos entendimento de que a metodologia utilizada está adequada às atividades da Companhia.

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Riograndense de Saneamento – CORSAN, abaixo firmados, no exercício de suas funções legais e estatutárias, em reunião realizada nesta data, examinaram o Relatório Anual da Administração e as Demonstrações Financeiras comparativas, compreendendo: Balanço Patrimonial, Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, Demonstração do Resultado, Demonstração dos Fluxos de Caixa, Demonstração do Valor Adicionado, Demonstração do Resultado Abrangente, Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis, Parecer dos Auditores Independentes relativos ao Exercício Social findo em 31 de dezembro de 2017, e Proposta de Destinação do Lucro Líquido do Exercício. Foi verificada que a proposta do dividendo total relativo ao exercício de 2017, que está sendo encaminhada pela Administração da Companhia Riograndense de Saneamento - CORSAN à aprovação dos Acionistas na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em Abril de 2018, contempla o pagamento sob a forma de Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio. Os dividendos obrigatórios apurados (37% sobre o lucro) atingiram a cifra de R\$ 134.244 mil, que deduzido o valor de R\$ 123.974 mil, corresponde ao valor de juros sobre o Capital Próprio, já líquido de Imposto de Renda Retido na Fonte, corresponde a uma proposta de dividendos de R\$ 10.270 mil, assim demonstrada por ação, R\$ 0,20839 por ação ordinária e R\$ 0,22923 por ação preferencial. Os dividendos, na forma acima identificada, deverão ser pagos, salvo deliberação em contrário da Assembleia Geral, no prazo de 60 dias da data em que for declarado e, em qualquer caso, dentro do exercício social, conforme disposição legal contida na Lei 6404/76. Com base nos exames efetuados pelos Auditores Independentes da empresa AUDILINK & CIA. AUDITORES e à vista do Parecer, o Conselho Fiscal declara que os documentos estão aptos à aprovação pela Assembleia Geral Ordinária da CORSAN.

Porto Alegre, 15 de março de 2018.

ROGÉRIO ALVES RIOS

PAULO MARQUES DOS REIS

FRANCISCO LUZARDO DA SILVA GONZALEZ

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Os abaixo-assinados, membros do Conselho de Administração da Companhia Riograndense de Saneamento – CORSAN, no uso das atribuições legais e estatutárias, tendo examinado o Relatório Anual da Administração, as Demonstrações Financeiras e a Proposta de Destinação do Lucro Líquido do Exercício, referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria e considerando os Pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, deliberam favoravelmente sobre os referidos documentos e propõem sua aprovação por parte dos Acionistas da Companhia.

Porto Alegre, 15 de março de 2018.

AUGUSTO ARNOLD FILHO
Presidente do Conselho

FLAVIO FERREIRA PRESSER
Conselheiro

SILVÉRIO MIRANDA NETO
Conselheiro

ODIR LUIZ BACCARIN
Conselheiro



"Contabilização e Elaboração das Demonstrações Financeiras da CORSAN"

**Caixa de Administração da Dívida
Pública Estadual S.A.
CADIP**

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Senhores Acionistas

Em cumprimento às disposições legais e estatutárias, apresentamos para apreciação de Vossas Senhorias as Demonstrações Financeiras e Contábeis, da Caixa de Administração da Dívida Pública Estadual S.A. – CADIP, relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2017, acompanhadas das Notas Explicativas e do Relatório dos Auditores Independentes.

O cenário econômico mundial apresentou crescimento da ordem de 3,5% em 2017. O mesmo ocorreu com as maiores economias, como Estados Unidos, Reino Unido e China. O processo de recuperação da economia global refletiu-se no Brasil, embora em escala mais modesta.

Assim, o PIB brasileiro registrou crescimento de 0,99% em 2017, contra uma retração de 3,49% em 2016, sinalizando um processo de recuperação da atividade econômica.

Os projetos das reformas trabalhista, da previdência e a tributária ensejaram intensos debates na área política, com reflexos negativos no plano econômico do país.

A taxa básica de juros (SELIC), utilizada pelas autoridades monetárias como instrumento de combate à inflação, sofreu forte redução ao longo do ano, partindo de 14,00% em 31 de dezembro de 2016 para 7,00% em 31 de dezembro de 2017, representando uma queda de 50% no período. A redução da SELIC estimula a produção, o consumo e, consequentemente, o emprego formal.

Na área normativa, a Lei nº 13.483/2017 criou a TLP – Taxa de Longo Prazo praticada nos financiamentos do BNDES, que deverá substituir a TJLP em 5 anos.

A inflação apurada pelo IPCA, registrou forte redução em 2017, situando-se em 2,95% contra 6,29% em 2016.

A taxa cambial correspondente ao dólar, apresentou leve alta no ano, situando-se em R\$ 3,3080 em 31 de dezembro de 2017, contra R\$ 3,2591 em 31 de dezembro de 2016.

O mercado de capitais registrou o melhor desempenho dos últimos quatro anos, sendo efetivadas 20 operações de ofertas públicas de ações, no montante de R\$ 21,8 bilhões e 10 de debêntures no valor de R\$ 6,4 bilhões, totalizando R\$ 28,2 bilhões. O índice BOVESPA alcançou valorização de 26,86% no ano, registrando 76.402 pontos em 31 de dezembro de 2017.

O Balanço Patrimonial da Companhia registra substancial aumento em seu Ativo Circulante e no Patrimônio Líquido no exercício, decorrente de aumento do Capital Social promovido em 2017, no montante de R\$ 200.000.000,00, homologado pela AGE de 15 de agosto daquele ano. O Capital Social, totalmente integralizado, passou para R\$ 210.200.000,00.

As Demonstrações do Resultado registram receita de R\$ 17 mil, enquanto que as despesas totalizaram R\$ 135 mil, destacando-se as despesas com Publicações no montante de R\$ 57 mil, Taxas e Emolumentos com R\$ 27 mil e Provisões com R\$ 23 mil.

O Resultado do Exercício foi negativo da ordem de R\$ 118 mil, representando uma redução de 48,0% em relação ao registrado no exercício de 2016.

A liquidez financeira da Companhia assegura plenas condições de solvência de seus compromissos.

Pautada pela prudência a Companhia procede a atualização dos valores referentes às provisões para riscos.

Os Auditores Independentes contratados prestam unicamente serviços de auditoria contábil independente à Companhia.

Declaração da Diretoria: na forma do disposto no Art. 25, incisos V e VI, da Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, a Diretoria da Companhia declara que revisou, discutiu e concorda com as Demonstrações Financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017, bem como concorda com a opinião expressa no parecer dos Auditores Independentes sobre as referidas Demonstrações.

Agradecemos o apoio recebido da Administração Pública do Estado, em especial da Secretaria da Fazenda, a confiança dos Senhores Acionistas e o empenho do Conselho Fiscal, que muito contribuíram para as atividades da Companhia no decorrer do exercício de 2017.

A Administração.

Balanço Patrimonial em 31 de Dezembro					
Em milhares de reais					
Ativo	2017	2016	Passivo	2017	2016
Circulante			Não circulante		
Caixa e equivalentes de caixa (Nota 4)	221.919	22.031	Provisão para riscos fiscais (Nota 8)	449	426
	221.919	22.031		-	426
Não circulante			Patrimônio líquido (Nota 6)		
Tributos diferidos (Nota 3)	153	145	Capital social	210.200	10.200
Depósitos judiciais	143	134	Reservas de lucros	11.566	11.684
	296	279		221.766	21.884
Total do ativo	222.215	22.310	Total do passivo e do patrimônio líquido	222.215	22.310
As notas explicativas da Administração são parte integrante das Demonstrações Contábeis.					

Demonstração do Resultado Abrangente		
Exercícios findos em 31 de Dezembro		
Em milhares de reais, exceto quando indicado		
	2017	2016
Prejuízo líquido do exercício	(118)	(227)
Atribuível a:		
Controladores	(117)	(226)
Não Controladores	(1)	(1)
Resultado abrangente do período	(118)	(227)
Atribuível a:		
Controladores	(117)	(226)
Não Controladores	(1)	(1)
As notas explicativas da Administração são parte integrante das Demonstrações Contábeis.		

Demonstrações do Resultado		
Exercícios findos em 31 de Dezembro		
Em milhares de reais, exceto quando indicado		
	2017	2016
Despesas operacionais		
Despesas gerais e administrativas (Nota 9)	(112)	(221)
Provisão para riscos fiscais (Nota 8)	(23)	(28)
Prejuízo antes das receitas e despesas financeiras	(135)	(249)
Receitas financeiras	9	12
Tributos sobre receitas financeiras	-	-
Prejuízo antes da contribuição social e do imposto de renda	(126)	(237)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	8	10
Prejuízo líquido do exercício	(118)	(227)
Prejuízo líquido por ação ordinária - Básico e Diluído - R\$	(0,017)	(0,033)
As notas explicativas da Administração são parte integrante das Demonstrações Contábeis.		

Demonstração dos Fluxos de Caixa – Método Indireto		
Exercícios findos em 31 de Dezembro		
Em milhares de reais		
	2017	2016
Fluxo de caixa das atividades operacionais:		
Prejuízo líquido do exercício:	(126)	(237)
Ajustes para conciliar o prejuízo ao caixa e equivalentes de caixa aplicados nas atividades operacionais:		
Provisão para riscos fiscais	23	28
	(103)	(209)
Variações de ativos e passivos operacionais:		
Aumento em depósitos judiciais	(9)	(13)
	(9)	(13)
Caixa líquido consumido nas atividades operacionais	(112)	(222)
Redução no caixa e equivalentes de caixa	(112)	(222)
Demonstração da redução no caixa e equivalentes de caixa:		
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	221.919	22.031
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	22.031	22.253
Aumento no caixa e equivalentes de caixa	199.888	(222)
As notas explicativas da Administração são parte integrante das Demonstrações Contábeis.		

Demonstração do Valor Adicionado		
Exercícios findos em 31 de Dezembro		
Em milhares de reais		
	2017	2016
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	9	12
Valor adicionado a distribuir	9	12
Distribuição do valor adicionado		
Serviços de terceiros, impostos taxas e emolumentos	104	211
Provisão para riscos fiscais	23	28
Prejuízos absorvidos	(118)	(227)
Valor adicionado distribuído	9	12
As notas explicativas da Administração são parte integrante das Demonstrações Contábeis.		

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido					
Em milhares de reais					
	Capital Social	Reservas de Lucros		Prejuízos Acumulados	Total
		Legal	Retenção de Lucros		
Em 1º de janeiro de 2016	10.200	2.040	9.871	-	22.111
Prejuízo líquido do exercício	-	-	-	(227)	(227)
Absorção do prejuízo			(227)	227	-
Em 31 de dezembro de 2016	10.200	2.040	9.644	-	21.884
Aumento de capital social	200.000	-	-	-	200.000
Prejuízo líquido do exercício	-	-	-	(118)	(118)
Absorção do prejuízo			(118)	118	-
Em 31 de dezembro de 2017	210.200	2.040	9.526	-	221.766
As notas explicativas da Administração são parte integrante das Demonstrações Contábeis.					

Notas Explicativas da Administração às Demonstrações Contábeis em 31 de Dezembro de 2017 e de 2016	
Em milhares de reais	
1. Informações gerais	
A Caixa de Administração da Dívida Pública Estadual S.A. - CADIP é uma sociedade de economia mista, supervisionada pela Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do Sul, com sede em Porto Alegre - RS. A Companhia tem como objetivo implementar ações que visem contribuir na administração da dívida pública do Estado, podendo, para tanto, emitir e colocar, no mercado, obrigações e adquirir, alienar e dar em garantia: ativos, créditos, precatórios, títulos e valores mobiliários.	
As demonstrações financeiras foram liberadas pela Diretoria para exame da Auditoria em 05 de janeiro de 2018.	
2. Resumo das principais políticas contábeis	
As principais políticas contábeis aplicadas na preparação destas demonstrações financeiras estão definidas a seguir. Essas políticas vêm sendo aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados, salvo disposição em contrário.	
2.1. Base de preparação	
As demonstrações financeiras da Companhia foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as políticas contábeis adotadas no Brasil, as quais abrangem a legislação societária, os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas	

Continua »»»

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E DE 2016

Em milhares de reais

pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo IASB, e as Normas emitidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

A preparação de demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis e também o exercício de julgamento por parte da Administração da Companhia no processo de aplicação das suas políticas contábeis. Aquelas áreas que requerem maior nível de julgamento e possuem maior complexidade, bem como as áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras, estão divulgadas na Nota 3.

2.2. Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem os depósitos bancários e outros investimentos de curto prazo de alta liquidez, com vencimentos originais de até três meses, ou menos e com risco insignificante de mudança de valor.

2.3. Instrumentos financeiros derivativos e atividades de hedge

A Administração informa que a Companhia não possui nenhuma operação que possa ser caracterizada como instrumento financeiro derivativo ou operações de *hedge*, na forma do disposto na Deliberação CVM nº 550, de 17 de outubro de 2008.

Os instrumentos financeiros destinados a alcançar o objeto social da Companhia estão representados, substancialmente, por caixa e equivalentes de caixa e por créditos a receber. Em função das suas características, a Administração da Companhia entende que os valores contábeis se situam em níveis líquidos de mercado.

2.4. Provisões

As provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente (legal ou não formalizada) em consequência de um evento passado, com a probabilidade de que recursos econômicos sejam requeridos para liquidar a obrigação e uma estimativa confiável do valor da mesma possa ser feita. Quando a Companhia espera que o valor de uma provisão seja reembolsado, no todo ou em parte, a estimativa de reembolso é reconhecida como um ativo em separado, mas apenas quando o valor for praticamente certo. A despesa relativa a qualquer provisão é apresentada na demonstração do resultado, líquida de qualquer reembolso.

2.5. Reconhecimento da receita

A Companhia reconhece a receita quando o seu valor pode ser mensurado com segurança. É provável que recursos financeiros futuros possam fluir para a Companhia, quando critérios específicos tiverem sido atendidos para cada uma das suas atividades.

3. Estimativas e julgamentos contábeis críticos

As estimativas e os julgamentos contábeis são continuamente avaliados e baseiam-se na experiência histórica e em outros fatores, incluindo expectativas de eventos futuros, consideradas razoáveis para as circunstâncias.

Com base em premissas, a Companhia faz estimativas com relação ao futuro. Por definição, as estimativas contábeis resultantes raramente serão iguais aos respectivos resultados reais. As estimativas e premissas que apresentam risco significativo, com probabilidade de causar ajuste relevante nos valores contábeis de ativos e passivos para o próximo exercício social, estão contempladas a seguir.

Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

A Companhia possui, em 31 de dezembro de 2017, base negativa de contribuição social, no montante de R\$ 22.801 (2016 - R\$ 22.392), e prejuízos fiscais, no montante de R\$ 22.801 (2016 - R\$ 22.392), sem prazo de prescrição, cujos créditos tributários, conservadoramente, não foram contabilizados, no montante de R\$ 7.752 (2016 - R\$ 7.613), uma vez que serão utilizados na proporção da geração futura de lucros tributáveis. A Companhia contabilizou créditos tributários decorrentes de adições temporárias compensáveis com lucros tributários futuros, no montante de R\$ 152 (2016 - R\$ 145).

4. Caixa e equivalentes de caixa

	2017	2016
Bancos - conta movimento	33	46
Aplicações financeiras	221.885	21.985
	<u>221.918</u>	<u>22.031</u>

As aplicações financeiras referem-se a recursos disponibilizados ao Sistema Integrado de Administração de Caixa - SIAC, cuja remuneração tem, a partir de 1º de janeiro de 2005, o tratamento previsto no art. 1º do Decreto Estadual nº 38.113, de 22 de janeiro de 1998.

5. Partes relacionadas

Em 31 de dezembro de 2017 e de 2016, as transações com partes relacionadas estão representadas pelas aplicações financeiras, descritas na Nota 4.

6. Patrimônio líquido

(a) Capital social

Por deliberação dos Órgãos da Administração da Companhia o Capital Social, em agosto de 2017, foi aumentado em R\$ 200.000.000,00, com a emissão privada de 62.350.262 de ações ordinárias, integralizadas em espécie.

Em 31 de dezembro de 2017 o Capital está composto por 69.150.262 de ações ordinárias nominativas sem valor nominal, pertencentes a acionistas domiciliados no Brasil.

(b) Reservas de lucros

(i) Reserva legal

É constituída à razão de 5% do lucro líquido apurado em cada exercício social nos termos do art. 193 da Lei nº 6.404/76 e art. 20 do Estatuto Social.

(ii) Reserva de retenção de lucros

A reserva de retenção de lucros está representada pelo saldo remanescente de lucro líquido, após as destinações legais e estatutárias.

(c) Apropriação do lucro líquido do exercício

De acordo com o estatuto da Companhia, o lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações, terá as seguintes destinações:

- (i) 5% para constituição da Reserva legal, limitado a 20% do capital social; e
- (ii) 25% será distribuído como dividendo mínimo obrigatório.

7. Remuneração dos administradores

Na forma do artigo 6º da Lei Estadual nº 10.600/95, de 26 de dezembro de 1995, e atendendo ao estabelecido pela Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Sul, os Conselheiros e Diretores da Companhia são remunerados, simbolicamente, com a importância de R\$ 1,00 (um real), por reunião e por mês, respectivamente, uma vez que os trabalhos por eles desenvolvidos são considerados, por Lei, como de serviço público relevante.

8. Provisão para riscos fiscais

A Administração da Companhia tomou a decisão, conservadoramente, de constituir provisão para perda de processos administrativos perante a Delegacia da Receita Federal de Porto Alegre - RS, referente à Manifestação de Inconformidade em relação à compensação de créditos tributários, no valor de R\$ 306, em 31 de dezembro de 2017, (2016 - R\$ 292) e, frente à Comissão de Valores Mobiliários - CVM, referente ao questionamento quanto à aplicação de multa cominatória por alegado atraso de envio de documentos, no montante de R\$ 143, em 31 de dezembro de 2017, (2016 - R\$ 134), estas com decisão favorável à Companhia em 1ª Instância, junto a Justiça Federal.

9. Despesas gerais e administrativas

Nos períodos findos em 31 de dezembro de 2017 e de 2016, a Companhia possuía registradas as seguintes despesas administrativas:

	2017	2016
Serviços de terceiros	29	139
Impostos taxas e emolumentos	27	9
Publicações	<u>57</u>	<u>49</u>
	<u>113</u>	<u>197</u>

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO		PARECER DO CONSELHO FISCAL
"O Conselho de Administração da Caixa de Administração da Dívida Pública Estadual S.A., tendo examinado o Relatório da Diretoria, o Balanço Patrimonial, a Demonstração do Resultado do Exercício, a Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, a Demonstração do Fluxo de Caixa, a Demonstração do Valor Adicionado, a Demonstração de Resultados Abrangentes e demais documentos da Companhia referentes ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria e tendo presente ainda o teor do Relatório dos Auditores Independentes, manifesta-se pela aprovação das referidas matérias, sem ressalvas, e pelo encaminhamento das mesmas para apreciação e deliberação da Assembleia Geral Ordinária dos Senhores Acionistas".		"Na qualidade de membros do Conselho Fiscal da Caixa de Administração da Dívida Pública Estadual S.A.- CADIP, nos termos da lei e dos estatutos sociais, examinamos o Balanço Patrimonial, as Demonstrações de Resultado e demais demonstrações contábeis do exercício social encerrado em 31/12/2017, bem como a justificativa da não distribuição de dividendos referentes ao exercício de 2017 e da não elaboração de orçamento de capital para o exercício social de 2018, tendo presente ainda o Relatório dos Auditores Independentes, entendemos, por unanimidade, que as referidas matérias estão em condições de serem aprovadas pelos Senhores Acionistas"
Flávio Pompermayer Luiz Gonzaga Veras Mota Leonardo Maranhão Busatto		Fernando Rodrigues Conselheiro Cristoferli Wingert Conselheiro
Carlos Eduardo Provenzano Diretor de Relações com Investidores		Cristiane Costa da Rosa Conselheira
Olavo Cesar Dias Medeiros Diretor Técnico		
Leonildo Migon Presidente		
Paulo Cesar Santana Nunes Contador CRCRS 034346/0-4 CPF 139.198.490-00		

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Aos Administradores e Acionistas da
CAIXA DE ADMINISTRAÇÃO DA DÍVIDA PÚBLICA ESTADUAL S/A – CADIP
Porto Alegre/RS

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis da CAIXA DE ADMINISTRAÇÃO DA DÍVIDA PÚBLICA ESTADUAL S/A – CADIP, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Opinião sobre as demonstrações contábeis

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da CAIXA DE ADMINISTRAÇÃO DA DÍVIDA PÚBLICA ESTADUAL S/A – CADIP em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e 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 contábeis". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

De acordo com o item 9 da NBC TA 701, o auditor deve determinar quais assuntos, entre aqueles comunicados aos responsáveis pela governança, exigiram atenção significativa na realização da auditoria. Para fazer tal determinação, o auditor deve levar em consideração o seguinte:

- a) áreas avaliadas como de maior risco de distorção relevante ou riscos significativos identificados, de acordo com a NBC TA 315 – Identificação e Avaliação dos Riscos de Distorção Relevante por meio do Entendimento da Entidade e do seu Ambiente;
- b) julgamentos significativos do auditor relativos às áreas das demonstrações contábeis que também envolveram julgamento significativo por parte da administração, inclusive estimativas contábeis identificadas que apresentam alta incerteza de estimativa;
- c) efeito sobre a auditoria de fatos ou transações significativos ocorridos durante o período.

Contudo, conforme item A59 da NBC TA 701, em alguns poucos casos (por exemplo, entidade com operações muito reduzidas), o auditor pode determinar que não há principais assuntos de auditoria de acordo com o item 10, porque nenhum assunto exigiu sua atenção significativa, foi o caso da CAIXA DE ADMINISTRAÇÃO DA DÍVIDA PÚBLICA ESTADUAL S/A – CADIP, que no exercício de 2017 apresentou um numero reduzidíssimo de operações.

Outros Assuntos

Demonstração do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentada como informação suplementar para fins de IFRS, foi submetida a procedi-

mentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações contábeis da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada com as demonstrações contábeis e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis 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 contábeis 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 contábeis, 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 contábeis ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações contábeis

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis 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), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis, 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 contábeis, 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 são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis, 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 contábeis.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações con-

tábeis, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.

Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.

Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.

Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.

Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

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, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis 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, determinamos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Porto Alegre, RS, 08 de janeiro de 2018.



EXACTO AUDITORIA S/S
CRC/RS 1.544

DANIEL EDUARDO RODRIGUES
CRC/RS 30.361

**Companhia Estadual de Geração e
Transmissão de Energia Elétrica
CEEE - GT**



DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Dezembro 2017

**Conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as
Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS)**

Exercícios findos em 31 de Dezembro de 2017 e 2016.

Valores expressos em milhares de reais.

SUMÁRIO

Relatório de Administração	03
Demonstrações Financeiras	
Balanços Patrimoniais	28
Demonstração dos Resultados	29
Demonstração dos Resultados Abrangentes	29
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido	30
Demonstração dos Fluxos de Caixa	31
Demonstração dos Valores Adicionados	32
Notas Explicativas	
Notas Explicativas	33
Relatório dos Auditores Independentes	102
Declaração dos Diretores	108
Parecer do Conselho Fiscal	110
Manifestação do Conselho de Administração	111

Senhoras e Senhores Acionistas

A Administração da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica CEEE-GT, em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de Vossas Senhorias o Relatório da Administração (RA) e Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, acompanhadas dos pareceres dos Auditores Independentes, do Conselho Fiscal e da manifestação do Conselho de Administração.

1. Mensagem da Administração

Desde que assumimos a gestão, em 2015, nosso compromisso era com a melhoria dos indicadores técnicos e financeiros, com a missão de tornar a empresa eficiente e sustentável. Em 2017, percebemos que todas as ações tomadas para alcançar esse objetivo estão no caminho certo. Uma das principais evidências disso é a manutenção dos resultados positivos nos indicadores, em especial o EBITDA.

Em 2017, a Companhia alcançou o indicador de Disponibilidade de suas usinas de 94,14% para as usinas despachadas centralizadamente, resultado de esforços operacionais e de aplicação de recursos, que totalizaram R\$ 207,4 milhões em investimentos na CEEE-GT. Isso permitiu a modernização e adequação das usinas existentes e também a melhoria na confiabilidade, qualidade, segurança e rentabilidade da produção de energia.

Na área de Transmissão, o foco foi na construção e ampliação de linhas de transmissão e de subestações. Foram concluídos 38 reforços e 56 melhorias nas instalações, o que permitiu um aumento da capacidade instalada em 416 MVA (Megavolt-ampere). Esses investimentos refletiram um incremento significativo da Receita Anual Permitida (RAP) por parte da Aneel, já reconhecidos no início de 2018.

Além de seguir nessa direção na Transmissão, o foco da Empresa, na área de Geração, é seguir buscando aumentar a participação no mercado por meio da renovação e ampliação do parque gerador existente, bem como a participação em novos projetos das diversas fontes de energia, em especial as PCHs, elevando para 100 MW a capacidade de geração.

Neste relatório, será possível acompanhar, de forma transparente, o detalhamento e a evolução dos resultados de 2017, com um resumo das ações que estão levando a Empresa a uma melhoria contínua de seus indicadores. Boa leitura!

2. Perfil da Empresa CEEE-GT

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT é uma das empresas pertencentes ao Grupo CEEE, é concessionária do serviço público de geração e transmissão de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Sul.

A CEEE-GT é uma sociedade de economia mista originada do processo de reestruturação societária da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE, efetuado em novembro de 2006. Tem como maior acionista a Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações (CEEE-Par), que, por sua vez, tem o Estado do Rio Grande do Sul como acionista majoritário.

A Companhia tem por objeto projetar, construir e explorar sistemas de produção e transmissão de energia elétrica, bem como desenvolver atividades que visem idêntica finalidade; a prestação de serviços de natureza pública ou privada, no setor de energia elétrica; a exploração de sua infraestrutura, com a finalidade de gerar receitas alternativas, complementares ou acessórias, inclusive proveniente de projetos associados.

2.1 Composição Acionária

A composição acionária da empresa, em 31 de dezembro de 2017 está demonstrada na tabela 01.

Tabela 01

COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL					
ACIONISTA	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS		TOTAL
	QTDE. AÇÕES	%	QTDE. AÇÕES	%	QTDE. AÇÕES %
CEEE-Par	6.380.821	67,05	1.087	0,66	6.381.908 65,92
ELETRÓBRAS	3.067.035	32,23	87.639	53,43	3.154.674 32,59
MUNICÍPIOS	34.844	0,36	53.446	32,60	88.290 0,91
CUSTÓDIA EM BOLSA - B3	33.528	0,35	20.622	12,57	54.150 0,56
OUTROS	504	0,01	1.220	0,74	1.724 0,02
TOTAL	9.516.732	100,00	164.014	100,00	9.680.746 100,00

Fonte: Itaú Corretora de Valores S.A. - Serviço de Escrituração de Ações

Notas:

1 - Data base: 31/12/2017

2 - 353 Acionistas

3 - Patrimônio Líquido em 31/09/2017: R\$ 2.431.783 (R\$ Mil)

4 - Valor Patrimonial da Ação-VPA: R\$ 251,20 (unitário)

2.1.1 Comportamento do preço das ações

De janeiro a dezembro de 2017, as ações ordinárias nominativas (ON) da Companhia foram negociadas em 31 dos 225 pregões do ano e as ações preferenciais nominativas (PN) em 15 dos 147 pregões do ano, no mercado à vista da B3 (Bolsa de Valores - antiga BM&FBovespa).

As ações ON e PN, respectivamente, fecharam o período cotadas, a R\$ 165 (cento e sessenta e cinco reais) e R\$ 115,00 (cento e quinze reais) o preço unitário, sendo negociadas por lotes de mil unidades.

As informações acima podem ser encontradas no "Resumo Mensal de Negociação" de dezembro de 2017, disponível no site da B3 (Bolsa de Valores - antiga BM&FBovespa).

2.1.2 Atendimento a acionistas

Coerente com a filosofia de postar-se diante do mercado como uma empresa transparente, moderna e aberta, a Companhia coloca à disposição dos seus acionistas a Diretoria Financeira e de Relações com Investidores, instalada na sua sede, sito av. Joaquim Porto Villanova, nº 201, prédio A1, sala 620, bairro Jardim Carvalho, na cidade de Porto Alegre, Estado do Rio Grande de Sul, CEP 91-410-400.

A Diretoria presta informações sobre a posição acionária individual, dividendos, cotação das ações, solicitações para a emissão de certificados e crédito dos dividendos, e demais informações para o bom relacionamento entre a Companhia e seus Acionistas.

Os mesmos serviços estão disponíveis também por telefone de número +55 51 3382-5715, pelo e-mail ri@ceee.com.br e pelo site <http://ri.ceee.com.br>.

2.1.3 Relações com o mercado

Em 2017, a Companhia realizou a Reunião Pública Anual com Investidores e Analistas do Mercado no dia 22/12/2017.

2.2 Reconhecimentos

2.2.1 Marcas de Quem Decide 2017: 3ª empresa pública mais lembrada e preferida

As marcas mais lembradas e preferidas em diversos segmentos empresariais do Rio Grande do Sul foram conhecidas em 07/03, no Centro de Eventos do Hotel Plaza São Rafael, em Porto Alegre. A iniciativa do Jornal do Comércio e da Qualidata Pesquisas, chamada “Marcas de Quem Decide” chega a sua 19ª edição consecutiva. Dentre os destaques da pesquisa está o Grupo CEEE, que conquistou o 3º lugar dentre as Empresas Públicas Gaúchas com 16,0% de lembrança e 13,7% de preferência segundo os entrevistados. Os resultados foram muito próximos: em primeiro lugar ficou o Banrisul alcançando 22,1% de lembrança e 19,8% de preferência, seguido da Corsan com 17,9% de lembrança e 14,8% de preferência. Esta é a única categoria em que o Grupo CEEE concorreu.

2.2.2 Prêmio 500 Maiores do Sul

O Grupo CEEE voltou a figurar entre as 10 maiores empresas do Rio Grande do Sul. No ranking estadual, ocupou a 8ª colocação, subindo quatro posições em relação ao ano anterior. No ranking da Região Sul, também houve evolução: subiu da 26ª para a 12ª colocação na posição. O ranking Grandes & Líderes - 500 Maiores do Sul é elaborado pela Revista Amanhã em conjunto com a PwC, com dados coletados no balanço financeiro das empresas (ou grupos).

2.2.3 Ranking Estadão Empresas Mais

No estudo elaborado pelo jornal O Estado de São Paulo, a CEEE também conquista posição de destaque entre as 1500 maiores companhias do Brasil. Com metodologia diferente da aplicada pela revista Amanhã, o Ranking Estadão classificou a CEEE-GT na 245ª colocação entre as empresas com maior receita líquida.

2.2.4 Medalha Eloy Chaves - Ano 2016

O Grupo CEEE recebeu, em dezembro, a medalha Eloy Chaves - Ano 2016, que destaca empresas do setor elétrico na área de Segurança do Trabalho. A CEEE-GT foi Bronze na categoria “Transmissoras”. Concedida pela Associação Brasileira de Companhias de Energia Elétrica e pela Fundação COGE.

3. Gestão e Governança Corporativa

3.1 Governança Corporativa

A Companhia segue as melhores práticas de mercado, fazendo parte do Nível 1 de Governança Corporativa da BMF&Bovespa, onde estão listadas as empresas com reconhecida transparência com seus públicos.

Dentre as melhores práticas adotadas estão àquelas constantes do regulamento de governança corporativa do nível 1, que compreendem, dentre outras, da publicação do calendário de eventos corporativos da companhia, a ciência dos administradores das boas práticas de governança corporativa através dos termos de anuência e adesão, realização de reunião pública anual com analistas e investidores, política de negociação de valores mobiliários e do uso de informações privilegiadas pelos administradores e o código de conduta estabelecendo os valores e princípios que orientam a Companhia e que devem ser preservados no seu relacionamento com administradores, funcionários, prestadores de serviço e demais pessoas e entidades com as quais a Companhia se relacione.

A estrutura da administração da empresa é constituída pela Assembleia Geral, Conselho de Administração, Diretoria Colegiada, Conselho Fiscal e Conselho de Consumidores. Além disso, completa a estrutura de governança a Auditoria Interna, a Auditoria Independente, os comitês de assessoramento à Diretoria e os canais de comunicação da empresa com suas partes interessadas.

3.2 Ética

Por meio de seu conjunto de valores e princípios éticos, o Código de Ética da CEEE-GT estabelece diretrizes básicas para a conduta requerida para todos os dirigentes, empregados e partes interessadas, independente da área de atuação e do nível hierárquico por estes ocupados.

A Companhia assegura a manutenção de canais de relacionamento, internos e externos, para o recebimento de consultas e denúncias de práticas irregulares ou consideradas ilegais e contrárias aos valores e princípios éticos disponíveis para a sociedade, clientes, fornecedores, investidores e empregados.

3.3 Tecnologia da informação

Em dezembro de 2016, com a entrada em operação dos novos sistemas de Gestão Empresarial (ERP) e Comercial (SGC), que compõem o Projeto Convex, a Companhia foi alçada a um novo patamar tecnológico e de otimização e controle de seus processos de negócio. Ao longo do ano de 2017, a solução implantada foi estabilizada e também recebeu componentes adicionais como a ativação do Ponto Eletrônico, novo Sistema de Medição de Fronteira (SMF), início da integração com o Sistema Benner (controle de processos jurídicos), dentre outros. Como resultado, a Companhia começa a perceber os benefícios trazidos pela integração de processos promovida pela nova solução. Expansão e Manutenção têm seus projetos e ordens automaticamente contabilizados e unitizados.

3.4 Acordo de Resultados

Em 2017, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica firmou o Acordo de Resultados junto ao Governo do Estado do RS, oportunidade em que se formalizou os principais compromissos da Empresa com a sociedade. Sua composição abrange três dimensões, assim como nos anos de 2015 e 2016, sendo:

- a) Indicadores de Desempenho;
- b) Projetos Prioritários para o ano de 2017;
- c) Compromissos de Gestão.

O Documento foi formalizado em julho, mas as reuniões de acompanhamento do mesmo se deram desde o mês de março/17. Para este mesmo ano a CEEE-GT comprometeu-se com 09 (nove) projetos, sendo 08 (oito) obras de Transmissão e o Complexo Eólico Povo Novo, além de 05 (cinco) indicadores de desempenho. No decorrer das reuniões de acompanhamento, o projeto Complexo Eólico Povo Novo teve seu monitoramento junto ao Acordo de Resultados suspenso, tendo em vista decisão estratégica. Os resultados alcançados confirmam o compromisso da gestão com a eficiência operacional, a racionalização dos gastos e assertividade nos investimentos.

Cabe destacar a conclusão de 07 (sete) obras de transmissão que contribuíram para o desempenho positivo da totalidade dos indicadores técnicos e econômico-financeiro (tabela 02), destacando-se neste último as ações assertivas tomadas no corrente ano que resultaram na melhora do desempenho do indicador, mantendo esta tendência para o próximo ano.

Tabela 02

Indicador	Objetivo do Indicador	Unidade de medida	Polaridade	Meta	Realização 2017
DGH60	Medição da Disponibilidade da Geração Hidrelétrica, sendo a média móvel 60 meses das disponibilidades das usinas.	Pontos percentuais	↑	90,27	94,14
TFM-G	Taxa de Falhas da unidade geradora hidráulica das usinas despachadas centralizadamente. Periodicidade mensal, com meta de atendimento anual.	Pontos percentuais	↓	7	6,08
IIMET	Representa o Índice de Indisponibilidade Mensal de Energia na Transmissão	Pontos percentuais	↓	0,005	0,0036
QO&M	É o percentual remanescente do Pagamento Base Total ativo da Resolução homologatória da ANEEL - RAP, após descontos de receitas decorrentes da Parcela Variável de O&M acrescido do PA - Qualidade DIT	Pontos percentuais	↑	98,65	99,27
EBITDA REGULATÓRIO	Resultado Operacional	Valor em milhões R\$	↑	≥0	<i>Aguardando fechamento*</i>

* O fechamento do valor regulatório do exercício de 2017 ocorrerá em 30/04/ 2018.

O quadro a seguir apresenta as Participações Societárias da CEEE-GT em Empreendimentos de Geração.

3.5 Participação no Mercado de Energia Elétrica

O quadro 01 apresenta as Participações Societárias da CEEE-GT em Empreendimentos de Geração.

Quadro 01

Empreendimentos	Participação CEEE
UHE Machadinho (1)	5,53%
UHE Dona Francisca (1) (2)	10,00%
UHE Campos Novos (3)	6,51%
UHE Furnas do Segredo (3)	10,50%
UHE Monte Claro (3) (4)	30,00%
UHE Castro Alves (3) (4)	30,00%
UHE 14 de Julho (3) (4)	30,00%
UHE Foz do Chapecó (3)	9,00%
UTE Piratini (3)	10,00%
EOL Palmares (3)	10,00%
EOL Ventos da Lagoa (3)	10,00%
EOL Ventos do Litoral (3)	10,00%
EOL Ventos do Sul S/A (3)	10,00%
EOL Ventos dos Índios Energia S/A (3)	10,00%

(1) A CEEE-GT recebe em energia a sua participação nestes empreendimentos.

(2) A energia assegurada à CEEE é de 2MWm nos 10 primeiros anos de operação comercial (2001 à 2010), 6MWm do 11º ao 20º (2011 à 2020) e 10MWm a partir do 21º ano (2021 à 2030).

(3) A CEEE-GT não recebe energia, apenas dividendos destes empreendimentos.

(4) Usina integrante do Projeto CERAN (Companhia Rio das Antas).

4. Desempenho Operacional

4.1 Setor de Energia Elétrica no Brasil

A forte correlação entre o nível de atividade econômica e o desempenho do setor de energia elétrica, enseja uma análise dos indicadores econômicos, com vistas a estabelecer as bases para a análise dos resultados do mercado de energia elétrica em 2017 e a expectativa de desempenho futuro.

Ao longo de 2017 o Índice de Atividade Econômica (IBC-Br) do Banco Central do Brasil, considerado uma "prévia" do resultado do PIB, reverteu uma série de quedas que se prolongava desde 2015, acumulando de janeiro a novembro de 2017 uma expansão de 0,97%, sem o ajuste sazonal. O setor que mais contribuiu para esta mudança de trajetória do PIB foi a Agropecuária que acumulou crescimento de 14,5% nos três primeiros trimestres de 2017, fruto da safra recorde e de ganhos de produtividade no setor. A indústria e os serviços ainda não apresentam reação, acumulando quedas de -0,85% e -0,24% respectivamente. Além do PIB trimestral, o IBGE divulgou em 1º de dezembro a revisão das Contas Nacionais Trimestrais, onde se destaca o desempenho positivo do consumo das famílias, que aumentou as taxas de crescimento do 1º para o 2º trimestre de 2017, de -0,4% para 0% e a interrupção do ciclo de queda do investimento em infraestrutura de 0,3% para 0,4% (taxas contra o mesmo trimestre do ano anterior). Assim, com o melhor desempenho de alguns componentes de demanda e a mudança significativa na trajetória do indicador de atividade econômica, levou a um crescimento PIB de 1,0% em 2017e, estima-se para 2018 um crescimento na ordem de 3%.

Segundo dados preliminares compilados pela EPE, o ano de 2017 fechou com um aumento de 0,84% no consumo de energia elétrica nacional em relação ao ano de 2016, cujo montante de energia distribuída havia chegado a 460 TWh, contra 464 TWh verificado em 2017.

Conforme sinaliza o Boletim Econômico para o Plano de Operação Energética 2018-2022 da EPE de 11/12/2017, ainda que o cenário qualitativo para 2018 não se altere substancialmente em relação ao observado em 2017, o melhor desempenho recente da economia indica que a demanda interna deve se recuperar mais rápido em 2018. O crescimento da agropecuária foi revisado para baixo, de 3,0% para 2,3%, em função da alta da base de comparação de 2017. Houve revisão para cima da taxa de crescimento da indústria, de 2,3% para 3,3%. Por um lado, há grande influência da base de comparação, ainda mais baixa do que anteriormente, resultado da maior retração em 2017 e de quatro anos de taxas negativas consecutivas.

Por outro lado, a recuperação mais rápida do que o esperado do consumo poderá aumentar a procura por bens industriais, enquanto o alto nível de ociosidade existente no setor permitirá responder a demanda sem necessidade de investimentos adicionais. O bom desempenho dos setores exportadores (como indústria extrativa e algumas agroindústrias) contribuirá para o crescimento do setor. Para o setor de serviços também estima-se um crescimento 2,3%, em função da perspectiva de retomada (levemente) mais rápida do consumo e de demanda, ainda que seja uma recuperação gradual.

4.2 Mercado de Geração e Transmissão de Energia

A CEEE-GT possui 15 usinas hidrelétricas, com potência própria instalada de 909,9 MW. Outros 357,37 MW são oriundos de participação em projetos realizados em parcerias público/privada, somando potência total de geração de 1.267,27MW. Este valor representa hoje cerca de 13% da potência total instalada no Rio Grande do Sul. A energia produzida pelas usinas destina-se ao suprimento do Sistema Integrado Nacional (SIN) e os clientes da Área de Geração são empresas de Distribuição e Consumidores Livres do mercado. A tabela 03 demonstra o Parque Gerador da CEEE-GT e suas características físicas.

Tabela 03

Parque Gerador - Características Físicas							
Usina	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médios)	Propriedade	Potência Instalada (MW) Proporcional	Garantia Física (MW Médios) Proporcional	Início de Operação Comercial	Vencimento de Outorga
Integral	909,90	424,07		909,90	424,07		
UHE Governador Leonel de Moura Brizola	180,00	123,00	100%	180,00	123,00	1962	31/12/2042
UHE Passo Real	158,00	68,00	100%	158,00	68,00	1973	31/12/2042
UHE Itaúba	500,00	190,00	100%	500,00	190,00	1978	30/12/2021
PCH Ivaí	0,70	0,45	100%	0,70	0,45	1950	Usina com registro. Sem data de vencimento
UHE Canastra	42,50	24,00	100%	42,50	24,00	1956	31/12/2042
PCH Bugres	11,12	10,00	100%	11,12	10,00	1952	31/12/2042
PCH Herval	1,44	0,29	100%	1,44	0,29	1941	31/12/2042
PCH Passo do Inferno	1,33	0,52	100%	1,33	0,52	1948	31/12/2042
PCH Toca	1,09	0,36	100%	1,09	0,36	1929	Usina com registro. Sem data de vencimento
UHE Ernestina	4,80	3,24	100%	4,80	3,24	1957	31/12/2042
PCH Capigüi	3,76	0,69	100%	3,76	0,69	1933	31/12/2042
PCH Forquilha	1,00	0,95	100%	1,00	0,95	1950	31/12/2042
PCH Guarita	1,76	0,99	100%	1,76	0,99	1953	31/12/2042
PCH Santa Rosa	1,40	0,88	100%	1,40	0,88	1955	31/12/2042
PCH Ijuizinho	1,00	0,70	100%	1,00	0,70	1950	31/12/2042
Compartilhada	3.755,20	1.719,44		357,37	160,53		
UHE Machadinho	1.140,00	529,00	5,53%	63,00	26,16	2002	
UHE Dona Francisca	125,00	78,00	10,00%	12,50	6,00	2001	
UHE Campos Novos	880,00	377,90	6,51%	57,30	24,60	2007	
UHE Furnas do Segredo	9,80	3,86	10,50%	1,03	0,41	2005	
UHE Monte Claro	130,00	59,00	30,00%	39,00	17,70	2005	
UHE Castro Alves	130,00	64,00	30,00%	39,00	19,20	2008	
UHE 14 de Julho	100,00	50,00	30,00%	30,00	15,00	2009	
UHE Foz do Chapecó	855,00	432,00	9,00%	77,00	38,90	2010	
UTE Piratini	10,00	0,00	10,00%	1,00	0,00	2003	
EOL Palmares	57,5	18,98	10,00%	5,75	1,90	2010	
EOL Ventos da Lagoa	57,5	19,20	10,00%	5,75	1,92	2012	
EOL Ventos do Litoral	57,5	19,70	10,00%	5,75	1,97	2012	
Ventos do Sul Energia S/A	150,00	47,50	10,00%	15,00	4,75	2006	
Ventos dos Índios Energia S/A	52,90	20,30	10,00%	5,29	2,03	2014	
Sociedade de Propósito Específico	0,00	0,00		0,00	0,00		
Total	4.665,10	2.143,51		1.267,27	584,60		

4.2.1 Comercialização

Através da Lei Federal nº 12.783/2013 a CEEE-GT prorrogou por 30 anos a concessão de 12 usinas de seu parque gerador. A energia destes empreendimentos, totalizando 233 MW médios, foi alocada na forma de Cotas de Garantia Física e Potência às distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN, sendo a Companhia remunerada pela operação e manutenção destas usinas. Além dos montantes entregues na forma de Cotas, a CEEE-GT comercializou em 2017, entre contratos de compra e venda, um total de 218 MW médios no Ambiente Livre.

Quadro 02

Modelo de Negócio e Condições no ACR			
Usina	Modelo de Negócio em 31 de dez/2016 (energia)	Preço no ACR em 31/DEZ/2017	Data e índice de reajuste no ACR
UHE Governador Leonel de Moura Brizola	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG de R\$ 26.361.421,00	IPCA em 1º/jul
UHE Passo Real	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG de R\$ 26.837.283,49	IPCA em 1º/jul
UHE Canastra	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG de R\$ 7.924.429,63	IPCA em 1º/jul
PCH Bugres	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG de R\$ 3.326.757,21	IPCA em 1º/jul
PCH Herval	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG de R\$ 820.524,51	IPCA em 1º/jul
PCH Passo do Inferno	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG de R\$ 513.198,36	IPCA em 1º/jul
UHE Ernestina	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG de R\$ 1.555.933,22	IPCA em 1º/jul
PCH Capigüi	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG de R\$ 1.005.346,77	IPCA em 1º/jul
PCH Forquilha	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG de R\$ 552.811,9	IPCA em 1º/jul
PCH Guarita	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG de R\$ 755.072,21	IPCA em 1º/jul
PCH Santa Rosa	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG de R\$ 658.225,43	IPCA em 1º/jul
PCH Ijuizinho	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG de R\$ 509.374,46	IPCA em 1º/jul
UHEs Itaúba e Dona Francisca, PCHs Toca e Ivaí, Participação Machadinho	100% ACL	Não Aplicável	Não Aplicável

Nas contabilizações do Mercado de Curto Prazo (MCP), realizadas junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), foram liquidados as diferenças energéticas descontados de nossa energia assegurada os contratos bilaterais de venda e compra, havendo sobras e déficit por conta da GSF. Neste ponto destaca-se que durante o ano de 2017 as usinas participantes do MRE sujeitas ao despacho centralizado, foram impactadas em sua geração em 79,5% de suas garantias físicas, repercutindo em fatores de ajuste significativamente inferiores a unidade e em custos elevados em razão das exposições geradas pelo Generation Scaling Factor (GSF).

O elevado impacto financeiro associado ao GSF nos últimos anos, bem como a presença de variáveis não associadas ao risco hidrológico e que interferem sobremaneira nesse indicador, levaram diversos agentes a acionar a justiça limitando em 5% os efeitos desta regra. A CEEE-GT ingressou com ação e foi contemplada com liminar, bem como vem fazendo uso hedge energético (sobras de energia não comercializadas) de forma a mitigar os efeitos financeiros do GSF.

Em 19 de dezembro de 2016 a CEEE-GT encaminhou carta à ANEEL requerendo a prorrogação da concessão da Usina Hidrelétrica de Itaúba para um período de 30 anos. O Contrato de Concessão nº 25/2000 estabelece o prazo de concessão da referida usina até 30 de dezembro de 2021, sendo a manifestação realizada com um mínimo de 60 meses antes da data final do respectivo contrato em atendimento ao previsto na Lei nº 12.783/2013.

4.3 Aspectos Regulatórios

No ano de 2017 foi processada a revisão das garantias físicas das Usinas Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente no SIN, nos termos do Decreto nº 2.655/98, cujos resultados foram publicados pela Portaria MME nº 178/2017. Destaca-se a redução de 5% da garantia física da UHE de Itaúba, passando de 190 MW médios para 180,5 MW médios, e a redução de 2,7% da UHE Dona Francisca, passando de 78 MW médios para 75,9 MW médios. Os novos valores têm validade a partir de janeiro de 2018.

Em julho de 2017, via Consulta Pública nº 33/2017, o MME anunciou uma série de propostas em relação a legislação do setor elétrico. Os objetivos destas medidas seriam: (i) expansão do mercado livre ao reduzir as barreiras de migração; (ii) maior participação do ambiente livre no custeio da expansão do sistema; (iii) maior granularidade temporal e espacial do preço; (iv) racionalização de subsídios; entre outros. Um dos pontos apresentados trata da desjudicialização do risco hidrológico, cuja proposta era retroagir a 2013 a compensação pelo deslocamento hidrelétrico causado pela geração fora da ordem de mérito (GFOM), com alcance a toda a energia não repactuada e cujo titular não tenha ação judicial, com compensação mediante extensão de prazo de outorga. Esta medida, assim como várias outras apresentadas na referida Consulta Pública, ainda não foram apresentadas ao Congresso Nacional, seja por Medida Provisória ou Projeto de Lei.

4.3.1 Indicadores de Desempenho Operacional e de Produtividade

4.3.1.1 Produtividade e Qualidade

Indicadores Operacionais de Geração - Usinas Hidroelétricas (UHE's) e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's):

- As Usinas Hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS (Usinas Tipo I) são reguladas por disponibilidade, devendo manter disponibilidade móvel nos últimos 60 meses igual ou superior a estabelecida pela ANEEL.
- Enquadram-se neste critério na CEEE-GT as UHE's Leonel de Moura Brizola, Itaúba e Passo Real. As três usinas encerraram 2017 atendendo este indicador.
- Disponibilidade: A Disponibilidade Geral Equivalente das Usinas representa o percentual de tempo médio ponderado pela potência de cada máquina disponível para a geração de energia elétrica. O valor do mês de dezembro de 2017, que corresponde à média acumulada nos últimos 5 anos, ficou em 94,14%.
- As PCHs e a UHE Canastra são reguladas por produção de energia. A meta da CEEE-GT é de gerar na média anual 100% da garantia física vigente para cada instalação.

Quadro 03

DGH60 - Indicador PPR																
Disponibilidade Média móvel 60 meses, ponderado pela Garantia Física das Usinas Despachadas Centralizadamente													desvio da meta	folga em dias (1UG)	Limite	Observações
	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17				
DGH60-DISPONIBILIDADE média móvel - 60 meses ANEEL																
Itaúba	94,62%	94,68%	94,68%	94,58%	94,53%	94,66%	94,46%	94,08%	93,67%	93,26%	92,92%	93,06%	3,48%	254	89,58%	referência ANEEL
Passo Real	96,98%	96,93%	96,95%	96,93%	96,86%	97,13%	97,13%	97,13%	97,12%	97,16%	96,81%	96,34%	6,76%	247	89,58%	referência ANEEL
Jacui	95,54%	95,54%	95,53%	95,55%	95,70%	95,82%	95,74%	95,55%	95,28%	95,27%	95,20%	95,23%	2,21%	242	93,02%	referência ANEEL
Média no ano	95,26%	95,29%	95,29%	95,23%	95,22%	95,38%	95,24%	94,97%	94,67%	94,43%	94,15%	94,14%	3,82%		90,32%	Indicador SEINFRA

As demais UHE's e PCH's da CEEE-GT também têm sua disponibilidade acompanhada mensalmente. Apesar da ANEEL não estabelecer disponibilidade mínima para os empreendimentos não despachados centralizadamente (usinas Tipo III), este indicador é acompanhado pela CEEE-GT com vistas à maximização do tempo disponível para geração de energia.

Indicadores Operacionais e de Produtividade de Transmissão:

Capacidade Instalada: Este indicador corresponde à soma da potência nominal de todos os transformadores da Transmissão em operação. Em 2017 a CEEE-GT concluiu a implantação de novos transformadores em 5 Subestações, aumentando em 416 MVA a potência instalada ao sistema de transmissão, totalizando 10.341,25

MVA. Houve um aumento de 4,19 % de capacidade instalada em relação a 2016. Os principais empreendimentos que entraram em operação comercial que contribuíram para esse aumento na capacidade instalada foram nas subestações de Bagé 2, Canoas 1, Santa Marta, Santa Rosa 1 e Usina Passo Real.

Índice de Qualidade Rede Básica – Operação e Manutenção (QRB): Este indicador consiste no percentual remanescente da receita da transmissão, referente aos ativos da Rede Básica (RB), após os descontos decorrentes da Parcela Variável (PV) estimada sobre os eventos de operação e manutenção.

O quadro 4 demonstra os valores obtidos nos últimos 4 anos.

Quadro 04

Valores do Indicador QRB				
Indicador (%)	2014	2015	2016	2017
QRB	98,60%	98,59%	99,21%	98,65%

a) Índice de Qualidade Demais Instalações de Transmissão – Operação e Manutenção (QDIT): Este indicador consiste no percentual remanescente da receita da transmissão, referente aos ativos provenientes das Demais Instalações de Transmissão (DIT), após os descontos decorrentes da Parcela de Ajuste Qualidade DIT (PA) estimada sobre os eventos de operação e manutenção.

O quadro 5 demonstra os valores obtidos nos últimos 4 anos.

Quadro 05

Valores do Indicador QDIT				
Indicador (%)	2014	2015	2016	2017
QDIT	99,80%	99,68%	98,65%	99,10%

5. Investimentos

Os investimentos realizados pela CEEE-GT no Parque Gerador e em obras de Subestações e Linhas de Transmissão atendem determinação do contrato de concessão e tem o objetivo de ampliar a capacidade de atendimento da demanda e aumentar a confiabilidade e a qualidade no fornecimento de energia elétrica, ao longo de 2017. O valor total investido foi de R\$ 207,4 milhões. Para 2018 o valor do investimento projetado é de R\$ 289,5 milhões.

5.1 Geração

5.1.1 Expansão e Modernização da Geração

Tendo como objetivo aumentar sua participação no mercado através da renovação e ampliação do parque existente, bem como participações em novos projetos das diversas fontes de energia, em especial as Pequenas Centrais Hidrelétricas energia eólica, através da qual a companhia pretende expandir em cerca de 100 MW a sua capacidade de geração. Destacadas abaixo, as principais expectativas de realizações no âmbito da expansão da geração:

- Encontra-se em estudo de viabilidade a implantação do AHE João Amado, no Rio Guarita, município de Palmeira das Missões/RS, com potência de cerca de 3 MW, em barragem existente no local.
- Os vertedouros das usinas de Forquilha e Guarita deverão sofrer revisão de projeto, visto que se encontram superados em relação aos recentes estudos hidrológicos. Os recursos para estes projetos foram reservados no orçamento de 2018. Depois de concluídos estes projetos serão novamente encaminhados para a ANEEL para análise.

- A usina de Ernestina terá seu projeto revisado em função de novas exigências encaminhadas pela ANEEL. Entre elas, encontra-se estudo de inventário do Rio Jacuí no trecho da usina.
- A documentação do projeto de ampliação da PCH Santa Rosa foi concluída e deverá ser encaminhada para a EPE para determinação do orçamento de referência e dos valores da garantia física. Findando esta fase estará apta para captação de recursos para implantação e para lançamento de edital de contratação de implantação.

As principais obras de Expansão da Geração que iniciarão ou terão continuidade em 2018 são:

- Em função de dificuldades de contratação das obras de ampliação da UHE Bugres, os recursos reservados junto ao programa de financiamento do BID foram transferidos para outros usos. Os valores orçamentários analisados pela EPE para formação da tarifa ficaram muito aquém dos previstos pela CEEE GT e dos praticados pelo mercado, para o investimento. Estuda-se junto a ANEEL alternativas para continuidade do projeto, adequando-o ao orçamento aprovado pela EPE ou alterando o projeto básico anteriormente aprovado na agência.
- Em Novembro de 2017, o Conselho de Administração do Grupo CEEE, acionista controlador das SPes Ventos de Curupira SA, Ventos de Vera Cruz SA e Ventos de Povo Novo SA, decidiu estudar o desinvestimento no projeto do Complexo Eólico Povo Novo, com a premissa de recuperação integral dos recursos aportados no projeto.
 - Demais projetos:
- A modernização da UHE Leonel de Moura Brizola (Jacuí) encontra-se em avaliação da viabilidade das alternativas de reforma e ampliação bem como a recuperação dos conjuntos turbo-geradores.

5.1.2 Manutenção e Operação da Geração

A ação de Manutenção e Operação da Geração objetiva manter o percentual ótimo de disponibilidade para o fornecimento de energia elétrica. No ano de 2017, a Companhia alcançou o indicador de Disponibilidade de suas usinas de 94,14% para as usinas despachadas centralizadamente, resultado da soma de esforços operacionais e da aplicação de recursos da ordem de R\$ 233,5 milhões (sendo R\$ 12,6 milhões em despesas de capital e R\$ 220,8 milhões em despesas correntes) em manutenção e operação da geração, promovendo a modernização e adequação das usinas existentes e também a melhoria da confiabilidade, qualidade, segurança e rentabilidade da produção de energia elétrica. Para a ação de Manutenção e Operação da Geração será dada continuidade as manutenções das Usinas com vistas a manter a disponibilidade e qualidade da produção de energia.

5.1.3 Modernização de Instalações de Geração

Os principais projetos que prevêem novos investimentos em modernização e automação do parque gerador são:

- Usinas UHE Ernestina, Guarita e Capigüi em processo de automação e telecomando iniciado em 2017 e previsão de conclusão em 2018;
 - Atualização tecnológica de diversos equipamentos, prevendo a substituição de equipamentos e sistemas convencionais, de tecnologia analógica por equipamentos e sistemas digitais, abrangendo principalmente as funções de controle, comando, medição, proteção e regulação.
 - A substituição desses equipamentos permitirá que as PCH's (Ernestina, Capigüi e Guarita) sejam telecomandadas de forma remota, permitindo então minimizar a mão de obra (local) e sua operação realizada através do centro de controle da UHE Canastra.
- Usina UHE Passo Real, em processo de automação e telecomando iniciado em 2017 e previsão de conclusão prevista para o início de 2019.
 - Os projetos básicos para a automação da Usina e Subestação consistem na atualização tecnológica de diversos equipamentos, prevendo a substituição de equipamentos e sistemas convencionais de tecnologia analógica por equipamentos e sistemas digitais, abrangendo principalmente as funções de controle, comando, medição, proteção e regulação.
 - Os equipamentos atualmente em operação nas instalações apresentam tecnologias defasadas, sendo que a operação da Usina e Subestação é realizada por equipes de operadores locais.

Nesse sentido, a automação e modernização das instalações passam pela substituição dos atuais equipamentos por modelos mais eficientes e confiáveis, o que aumentará consideravelmente a vida útil das instalações. A substituição desses equipamentos permitirá que a Usina e Subestação sejam supervisionadas e telecomandadas de forma remota, permitindo então minimizar a mão de obra (local) e sua operação realizada através outra usina da CEEE com operação 24h, otimizando os custos de operação.

- Usina UHE Passo Real, Reforma do Grupo 2 – Usina;
 - Foram retomadas as obras desta unidade geradora que se encontrava suspenso em função da necessidade de adequação do cronograma junto ao ONS (Operador Nacional do Sistema), para a execução de serviços de reabilitação e de modernização da unidade geradora 2 da UHE Passo Real, localizada no município de Salto do Jacuí/RS, com conclusão prevista para o ano de 2018.

Usina UHE Ernestina, Reforma da Barragem concluída em 2017, bem como elevação dos diques de terra e reforço do painel da tomada d'água e do painel de descarregamento de água, viabilizando um futuro projeto de ampliação e garantir maior segurança a estrutura.

5.2 Transmissão

5.2.1 Expansão da Transmissão

A ação Expansão da Transmissão tem foco na construção e na ampliação de linhas de transmissão e de subestações de energia elétrica. No ano de 2017, sua capacidade foi ampliada em 416MVA (Megavolt-ampere).

Na Tabela a seguir temos as principais Obras com suas localizações, com foco na expansão da transmissão da CEEE-GT através obras da ampliação de Subestações:

Quadro 06

Expansão da Transmissão - Obras e Serviços em Subestações e Linhas de Transmissão			
COREDE	Subestação	Especificação	Situação
Fronteira Noroeste	SE Santa Rosa 1	Ampliação	Em andamento
Metropolitano Delta do Jacuí	SE Eldorado do Sul	Ampliação	Em andamento
Metropolitano Delta do Jacuí	SE Guaíba 2	Ampliação	Em andamento
Campanha	SE Bagé 2	Adequação	Em andamento
Serra	SE Garibaldi 1	Ampliação	Em andamento
Metropolitano Delta do Jacuí	SE Porto Alegre 13	Adequação	Em andamento
Produção	SE Santa Marta	Ampliação	Em andamento
Norte	SE Erechim	Ampliação	Em andamento
Central	SE São Vicente do Sul	Ampliação	Em andamento
Fronteira Oeste	SE Uruguaiana 5	Ampliação	Em andamento
Metropolitano Delta do Jacuí	LT 230 kV Gravataí 2 / Gravataí 3	Adequação	Em andamento

A CEEE-GT além de suas iniciativas próprias, no campo da expansão de transmissão, participa de empreendimentos de transmissão concedidos em parceria com outras empresas, através de (Sociedades de Propósitos Específicos) SPE's, em leilões realizados pela ANEEL: TPAE – Transmissora Portoalegrense de Energia, TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia, com a TESB - Transmissora de Energia Sul-Brasil LTDA e com a FOTE - Fronteira Oeste Transmissora de Energia. A seguir estão discriminados os empreendimentos viabilizados em cada uma das participações, sendo elas:

TPAE: Consórcio formado entre CEEE-GT com participação de 20% e PROCABLE com 80%. O empreendimento de R\$62 milhões consiste da interligação, através da Linha de Transmissão subterrânea em 230 kV, entre a SE Porto Alegre 4 e a SE Porto Alegre 9 ambas de propriedade da CEEE GT. Obras concluídas.

TSLE: Consórcio formado entre CEEE-GT com participação de 49% e Eletrosul com 51%. O valor do empreendimento é estimado em R\$709 milhões e viabiliza a conexão dos Parques Eólicos de Santa Vitória do Palmar, bem como possibilitará a interligação de novos Parques Eólicos. Os principais empreendimentos deste Consórcio são: LT 525kV Nova Santa Rita - Povo Novo; LT 525kV Povo Novo - Marmeleiro; LT 525kV Marmeleiro - Santa Vitória do Palmar; SE Povo Novo; SE Marmeleiro e SE Santa Vitória do Palmar. Obras concluídas.

TESB: Consórcio formado pela CEEE-GT, PROCABLE e INSIGMA, onde a CEEE - GT possui 90,4% de participação. O valor em Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC's) aplicados pela CEEE-GT em 2017 foi de R\$ 27,15 milhões. Em 2018 este investimento possibilitará a interligação de novos Parques Eólicos que estão em estudos. Os principais empreendimentos deste Consórcio são: LT 230 kV Porto Alegre 9 x Porto Alegre 8; LT 230 kV Porto Alegre 9 x Nova Santa Rita; LT 230 kV Campo Bom x Taquara; LT 230 kV Restinga x Viamão 3; LT 230 kV Restinga x Porto Alegre 13; SE Jardim Botânico; SE Viamão 3; SE Restinga; SE Candelária 2.

FOTE: Consórcio formado entre CEEE-GT com participação de 49% e Eletrosul com 51%. O valor do empreendimento é estimado em R\$ 222 milhões. Os principais empreendimentos, no Rio Grande do Sul, são: LT 230 kV Santo Angelo x Maçambará; SE Santa Maria 3. O valor de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital aplicados em 2017 pela CEEE-GT, foi de R\$ 35,99 milhões.

5.2.2 Manutenção e Operação da Transmissão

Durante o ano de 2017 foram concluídos 38 reforços e 56 melhorias pela área de manutenção no sistema de transmissão. As atividades compreenderam a substituição de equipamentos já superados ou em final de vida útil. Todas as substituições promoverão receita adicional a ser definida pela ANEEL no primeiro semestre de 2018. Os reforços realizados até 30/04/2017 já tiveram sua receita definida pela ANEEL e constam na Resolução Homologatória N° 2.258, de 27 de Junho de 2017. As atividades contidas no escopo da ação envolvem investimentos em obras e serviços no sistema, incluindo subestações, linhas de transmissão e serviços de telecomunicação, visando o atendimento dos parâmetros definidos pelo ONS - Operador Nacional do Sistema e pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

5.2.3 Modernização de Instalações de Transmissão

As principais obras com andamento em 2018 que visam a Expansão da Transmissão estão elencadas no quadro 07 abaixo.

Quadro 07

Obra	Descrição	Previsão de Conclusão
Subestação Guaíba 2	Instalação do terceiro Transformador 230/69 kV – 50 MVA	abril 2018
Subestação Eldorado do Sul	Seccionamento da LT 230 kV Guaíba 2 / Porto Alegre 9, instalação de um banco de capacitores em 23 kV e	fevereiro 2018

	instalação de um módulo de interligação de barramentos	
Subestação Porto Alegre 13	Complementação dos módulos de conexão dos TR 230/13,8 kV	junho 2018
Subestação Santa Marta	Instalação do terceiro Transformador 230/69 kV – 83 MVA	julho 2018
Subestação Garibaldi 1	Substituição de dois Transformadores 230/69 kV – 83 MVA por 2 Transformadores 230/69 kV – 165MVA	fevereiro 2019

Com relação a Manutenção e Operação da Transmissão será dada continuidade as manutenções das Subestações e Linhas, visando manter o bom desempenho e disponibilidade do sistema.

6. Balanço Social – Indicadores Sociais

1 - BASE DE CÁLCULO	Dezembro 2017 (valor em mil R\$)			Dezembro 2016 (valor em mil R\$) Reclassificado		
Receita líquida (RL)	996.545			1.873.147		
Resultado operacional (RO)	342.683			1.143.981		
Folha de pagamento bruta (FPB)	215.814			216.912		
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	Valor (em mil R\$)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre FPB	% sobre RL
Plano de Saúde	4.805	2%	0%	5.044	2%	0%
Saúde e Segurança Ocupacional	148	0%	0%	137	0%	0%
Serviços Médicos e Laboratoriais	1.252	1%	0%	571	0%	0%
Vestuário, EPIs e Equipamento de Proteção	745	0%	0%	1.351	1%	0%
Capacitação e Desenvolvimento Profissional	168	0%	0%	1.129	1%	0%
Alimentação	13.229	6%	1%	15.802	7%	1%
Creches ou Auxílio-Creche	1.485	1%	0%	1.518	1%	0%
Previdência Privada	84.126	39%	8%	27.499	13%	1%
Encargos Sociais Compulsórios	52.936	25%	5%	47.281	22%	3%
Participação nos Lucros ou Resultados	80	0%	0%	3.372	2%	0%
Vale Transporte - Excedente	174	0%	0%	160	0%	0%
Outros Benefícios	-	0%	0%	726	0%	0%
Total - Indicadores sociais internos	159.148	72%	8%	104.590	48%	6%
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL
Educação	1.897	-1%	0%	414	0%	0%
Cultura	74	0%	0%	-	0%	0%
Total das contribuições para a sociedade	1.971	1%	0%	414	0%	0%
Tributos (excluídos encargos sociais)	92.489	27%	9%	40.702	4%	2%
Total - Indicadores sociais externos	94.460	28%	9%	41.116	4%	2%
4 - INDICADORES AMBIENTAIS	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL
Meio Ambiente	872	0%	0%	676	0%	0%
Poda e Desmatamento	4.788	1%	0%	1.555	0%	0%
Gestão de Resíduos	-	0%	0%	30	0%	0%
Outros	73	0%	0%	106	0%	0%
Total dos investimentos em meio ambiente	5.733	2%	1%	2.367	0%	0%
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa	{ } não possui metas { } cumpre de 0 a 50%;		{ } cumpre de 51 a 75% { } cumpre de 76 a 100%;	{ } não possui metas { } cumpre de 0 a 50%;		{ } cumpre de 51 a 75% { } cumpre de 76 a 100%;
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL	2017			2016		
Nº de empregados(as) ao final do período*	1.128			1.175		
Nº de admissão durante o período	0			0		
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	762			584		
Nº de estagiários(as)	55			71		
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	405			593		
Nº de mulheres que trabalham na empresa	166			180		
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	24,10%			21,68%		
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	130			122		
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	6,02%			6,29%		
Nº de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	19			23		
6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL	Em 2017:			Em 2016:		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	13,01			19,66		
Número total de acidentes de trabalho**	5			10		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	{ } direção	{x} direção e gerências	{ } todos(as) empregados(as)	{ } direção	{x} direção e gerências	{ } todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	{ } direção e gerências	{ } todos(as) empregados(as)	{x} todos(as) - Cipa	{ } direção e gerências	{ } todos(as) empregados(as)	{x} todos(as) - Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	{ } não se envolverá	{x} seguirá as normas da OIT	{ } incentivará e seguirá a OIT	{ } não se envolverá	{x} seguirá as normas da OIT	{ } incentivará e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	{ } direção	{ } direção e gerências	{x} todos(as) empregados(as)	{ } direção	{ } direção e gerências	{x} todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	{ } direção	{ } direção e gerências	{x} todos(as) empregados(as)	{ } direção	{ } direção e gerências	{x} todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	{ } não serão considerados	{x} serão sugeridos	{ } serão exigidos	{ } não serão considerados	{x} serão sugeridos	{ } serão exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	{ } não se envolverá	{ } apoiará	{x} organizará e incentivará	{ } não se envolverá	{ } apoiará	{x} organizará e incentivará
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	Em 2017: R\$989.659			Em 2016: R\$1.804.186		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	21,30% governo 39,82% acionistas	29,01% colaboradores(as) 9,76% terceiros	____% retido	26,00% governo 51,20% acionistas	17,27% colaboradores(as) 5,53% terceiros	____% retido
7 - OUTRAS INFORMAÇÕES						
Contempla a Campanha do Agasalho e a Campanha do Brinquedo						
Escolaridade	Em 2017			Em 2016		
Graduados	626			608		
Ensino Médio	484			537		
Ensino Fundamental	13			25		
Ensino Fundamental Incompleto	5			5		
Para fim de demonstração, as receitas e despesas não operacionais estão somadas as receitas e despesas operacionais, conforme determina a Lei 6.404/76 e suas alterações.						
** Acidentes com perda de tempo						

6.1. Indicadores Sociais

6.1.1 Força de Trabalho

A CEEE-GT encerrou o ano de 2017 com 1.128 empregados, uma variação de -4,00% em relação ao exercício anterior. A força de trabalho da Empresa é formada, majoritariamente, por eletricitas, técnicos e engenheiros, dos quais 14,72% são mulheres e 85,28% são homens.

A maior parte dos empregados 42,38% se encontra na faixa de idade entre 31 e 40 anos. Temos ainda sobre o quadro de empregados que, 35,90% são empregados na faixa etária acima dos 45 anos. Referente ao grau de instrução, 55,50% tem nível superior e 12,77% tem algum tipo de pós-graduação (especialização, mestrado, doutorado).

Temos ainda sobre o quadro de empregados que, a maior parte destes (42,38%) se encontra na faixa de idade entre 31 e 41 anos. Referente ao grau de instrução, 55,50% tem nível superior e 12,77% tem algum tipo de pós-graduação (especialização, mestrado, doutorado).

A CEEE-GT acompanha a composição dos grupos de empregados por categoria, de acordo com gênero e faixa etária, no sentido de mapear oportunidades de melhoria em programas destinados garantir o princípio de igualdade de oportunidades.

Em 2017, 139 estudantes estagiaram na CEEE-GT. Em 31 de dezembro de 2017 a Empresa contava com um total de 55 estagiários, representado 4,88% em relação ao total de empregados.

A taxa de rotatividade (turnover) é historicamente baixa e como nos anos anteriores manteve este padrão ficando em 0,26% como taxa média do ano de 2017.

Por se tratar de uma Empresa de economia mista, há a necessidade legal de realização de concursos públicos para a contratação de novos empregados na CEEE-GT. Por isto, não existe uma diretriz para contratados locais.

6.1.2 Diversidade e Igualdade

A Empresa respeita a diversidade e não permite qualquer tipo de discriminação por razão de raça, cor, sexo, ideologia, nacionalidade, religião ou qualquer outra condição pessoal, física ou social de seus profissionais. Em 2017, não houve casos de discriminação encaminhados por meio dos canais de comunicação relativos ao Código de Ética.

Em seus concursos públicos, a CEEE-GT faz a reserva de 10% do total de vagas cabíveis para pessoas com deficiência. Há no quadro de pessoal, 19 empregados com deficiência o que representa 1,68%.

Durante o ano, a Empresa realizou diversas ações para difundir o seu compromisso da diversidade entre todos os empregados, utilizando os meios de comunicação interna e eventos presenciais para envolvê-los na temática.

No período de abrangência do presente relatório não ocorreram na Empresa, registros de demissão, suspensão ou advertência, de empregado por corrupção ou discriminação. Não ocorreram da mesma forma registros de violação de direito dos povos indígenas.

6.1.3 Remuneração

A CEEE-GT conta com um Plano de Cargos e Salário (PCS) que prevê promoções por antiguidade em anos pares e por merecimento em anos ímpares.

As promoções por desenvolvimento profissional ocorrem mensalmente, de acordo com a existência de vagas e as demais exigências estabelecidas em seu regulamento.

Os empregados podem acompanhar sua situação funcional, relativa às promoções, pelo sistema corporativo. No ano de 2017 foram promovidos 66 empregados, conforme segue:

Quadro 8

Níveis	Pleno	Sênior
Administrativa	9	3
Operacional	27	13
Técnica	5	2
Superior	2	5

A CEEE-GT adota o modelo de remuneração flexível que relaciona o desempenho dos empregados ao alcance de metas e resultados estabelecidos para um determinado período de tempo.

A política de remuneração da CEEE-GT não diferencia homens e mulheres. As diferenças de remuneração estão relacionadas à dinâmica estabelecida no PCS. Para acompanhar este indicador e a referida dinâmica, a Empresa utiliza o sistema corporativo, verificando a proporção do salário base entre homens e mulheres, por categoria funcional.

6.1.4 Avaliação de desempenho

O indicador de avaliação de desempenho é monitorado através do sistema corporativo, considerando o número de avaliações satisfatórias e insatisfatórias para um determinado período.

A Empresa tem interesse que todos realizem avaliação de desempenho, uma vez que isto contribui para o crescimento da organização e gera oportunidades de identificação de melhorias.

A avaliação de desempenho é um dos critérios obrigatórios para que os empregados habilitem-se às promoções por desenvolvimento profissional e por merecimento.

O processo de avaliação de desempenho ocorre em datas fixas e pré-estabelecidas. Aqueles empregados que se encontram afastados (licenças de saúde, maternidade, acidente de trabalho) realizam suas avaliações quando do retorno às suas atividades.

6.1.5 Programa de Desligamento Incentivado (PDI)

Este Programa visa contribuir com a adequação dos recursos humanos às necessidades da Empresa, auxiliando no equilíbrio da maturidade profissional. A iniciativa também atende àqueles empregados que ansiavam por novas oportunidades fora da CEEE-GT, proporcionando incentivo financeiro aos empregados que aderirem.

Em 2017 foram desligados através do PDI, 50 empregados, distribuídos entre as áreas da Empresa.

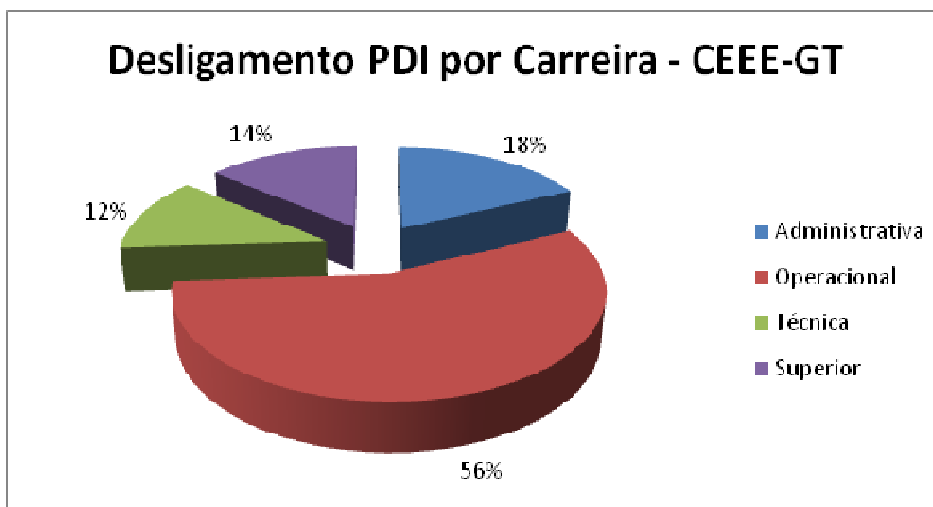
O valor despendido com o Programa de Desligamento Incentivado foi de R\$ 8,95 milhões e engloba valores de incentivo, verbas de rescisão e respectivos encargos.

Quadro 09

ÁREA	CUSTO COM PDI*	NÚMERO DE DESLIGADOS	PERCENTUAL DE CUSTOS
Presidência	527,32	2	5,89%
Administrativa	222,58	2	2,49%
Geração	1.167,09	8	13,03%
Transmissão	7.037,77	38	78,59%
TOTAL	8.954,76	50	100%

*valores em R\$ mil

Gráfico 01



6.1.6 Relações Sindicais

A CEEE-GT reconhece que as entidades sindicais são representantes legítimas de seus empregados, respeita as opções de filiação de seus empregados e mantém uma interação constante com as entidades sindicais por meio de uma gerência instituída para esta finalidade.

A CEEE-GT possui empregados representados pelo Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul, Sindicato dos Engenheiros no Estado do Rio Grande do Sul e outros. A totalidade dos empregados é abrangida pelos acordos coletivos firmados entre a Empresa e essas entidades. Também estão previstas liberações permanentes e esporádicas de dirigentes e representantes sindicais para as atividades sindicais permitidas e o procedimento para que se realizem nas instalações da Empresa, dentre outras questões. São garantidas atividades sindicais dentro das instalações da Empresa, desde que seja feita solicitação, com exposição de motivos e pauta, com antecedência, à Diretoria Administrativa.

Além dos benefícios determinados pela legislação trabalhista, o acordo coletivo prevê auxílio-creche, assistência aos empregados com filhos portadores de necessidades especiais, previdência complementar, patrocínio de cursos de pós-graduação a empregados enquadrados em cargos de nível superior, plano de saúde, plano odontológico, 180 dias de licença maternidade e participação nos lucros e resultados.

Anualmente a CEEE-GT realiza a negociação do acordo coletivo de trabalho abrangendo todos os empregados ativos e inativos. As negociações ocorrem entre a Diretoria da Empresa e os sindicatos, que, conforme demonstrativo abaixo, representam, no corrente ano, 1.128 empregados ativos.

Quadro 10

NOME DO SINDICATO	QUANTIDADE DE EMPREGADOS
CONTABILISTAS	24
SAERGS	0
SASERS	1
SENERGISUL	712
SENGE	150
SINDAERGS	18
SINDARS	19
SINDECON	6
SINDIJORS	2
SINDITEST	9
SINTEC	184
SIPERGS	2
SOERGS	1
TOTAL	1.128

Em 2017, a CEEE-GT realizou inúmeras reuniões com as entidades sindicais, visando à celebração do acordo coletivo de trabalho e do acordo coletivo específico relativo à participação nos lucros e resultados. As questões envolvendo os demais acordos específicos também foram discutidas, possibilitando a renovação dos mesmos.

No que concerne ao direito de greve, numa área de atuação cujos serviços são considerados essenciais à população, deve haver uma comunicação formal pelas entidades sindicais ou pelos trabalhadores com 72 horas de antecedência ao evento, conforme estabelecido pela Lei nº 7.783/99.

6.1.7 Programas de capacitação de Recursos humanos

A CEEE-GT utiliza o conceito de Educação Corporativa, promovendo a capacitação profissional dos seus empregados através da realização de treinamentos voltados para o desenvolvimento das competências (conhecimentos, habilidades e atitudes) necessárias para a execução das atividades da Empresa.

A Companhia, através do Centro Técnico de Aperfeiçoamento e Formação-CETAF, possui uma parceria com a Universidade Estadual do Rio Grande de Sul-UERGS, disponibilizando seu espaço ocioso à Universidade mediante o pagamento mensal das despesas de manutenção do imóvel e o fornecimento de cursos para o desenvolvimento de seus empregados, como pós-graduação, promovendo uma capacitação atualizada e de qualidade.

6.2 Pesquisa e Desenvolvimento

Os projetos de Pesquisa e Desenvolvimento são desenvolvidos com a perspectiva de melhoria contínua em produtos, processos e a eficiência dos serviços prestados a sociedade. O Programa de P&D do setor elétrico foi constituído por lei, e cabe à ANEEL regulamentar o investimento no programa e avaliar seus resultados. A agência estabelece as diretrizes e orientações que regulamentam a elaboração de projetos por meio do Manual de Procedimentos Programa de Pesquisa e Desenvolvimento – PROP&D.

A CEEE-GT aplicou R\$ 1,49 milhões, durante o ano de 2017, em projetos com foco na busca constante por inovações que venham enfrentar os desafios tecnológicos do setor elétrico, dos quais podemos citar:

- Geração Solar fotovoltaica: Tem por objetivo instalar usina conectada à rede de distribuição com capacidade de 550 kWp, utilizando painéis fotovoltaicos como fonte de geração de energia. A

proposição de arranjos técnicos e comerciais para o projeto de geração de energia elétrica através de tecnologia solar fotovoltaica, de forma integrada e sustentável, busca criar condições para o desenvolvimento de conhecimento técnico e desenvolvimento tecnológico necessário à inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética nacional. Público Alvo: GRUPO CEEE, CENTRO ADMINISTRATIVO FERNANDO FERRARI.

- Desenvolvimento e aplicação de controladores de chaves seccionadoras de alta tensão: O projeto tem como proposta o desenvolvimento de um dispositivo de automação de chaves seccionadoras da alta tensão que auxilia no fechamento dos contatos das mesmas e permite o monitoramento da eficiência de fluxo de energia de conexão. Aumentando a confiabilidade do sistema de manobra na subestação: Público Alvo: CEEE-GT
- Protótipo de sistema de diagnóstico de hidrogeradores a partir do monitoramento permanente e em tempo real de parâmetros da função geração: O projeto objetiva o desenvolvimento experimental de um protótipo de sistemas de monitoramento e diagnóstico de hidrogeradores, cuja a função é antecipar falhas no gerador, permitindo a mudança do paradigma de manutenção preventiva e periódica para preditiva condicional. Público Alvo: CEEE-GT.

7. Contexto Econômico - Financeiro

No ano de 2017 o Produto Interno Bruto (PIB) mostrou sinais de recuperação, a economia cresceu 1%, após dois anos consecutivos de queda do PIB (2016 = -3,49%, 2015 = -3,80%) de acordo com o Monitor do PIB-FGV, sinalizando que mesmo diante deste modesto crescimento, se chegou ao fim da recessão técnica.

Em relação à economia gaúcha, o ano de 2017 também representou a retomada do crescimento após três anos consecutivos de retração do Produto Interno Bruto (PIB). Segundo os dados da FEE, no acumulado dos quatro trimestres terminados em setembro, o PIB do Estado cresceu 0,8%, com destaques positivos para a agropecuária (7,8%) e o comércio (1,3%) e negativo para a indústria (-1,4%). Para 2018, a se confirmarem as expectativas atuais, a economia do Rio Grande do Sul crescerá pelo segundo ano seguido, algo que não acontece desde o biênio 2010-11.

Em 2018, a tendência para a economia brasileira é de que o PIB cresça na ordem 3,0%, consolidando a recuperação que se iniciou em 2017; a inflação deve se manter dentro do aceitável o que deverá implicar em manutenção da taxa de juros em patamares dos atuais (7,00%).

Levando em consideração este contexto macroeconômico a CEEE-GT, deu continuidade à política de redução dos custos operacionais gerenciáveis, seguindo com a execução de várias ações já iniciadas no exercício de 2016, as quais buscam recuperação dos resultados, otimizando os custos e despesas operacionais e mirando uma equação de sustentabilidade econômica e financeira no médio prazo:

- a) Comitê de Racionalização de Gastos - criado no primeiro trimestre de 2015, com objetivo essencial de dar fluidez, priorização e assertividade nos gastos com investimento e custeio, buscando atingir o máximo de economicidade e eficiência.
- b) Reprogramação Orçamentária - Estabelecimento de orçamento conciso, ante a evolução dos métodos de construção do mesmo. Dentre as ações iniciais, houve a suspensão dos recursos administrados através do Sistema de Planejamento e Controle Financeiro (PCF), aplicação de premissas reais para a política de investimentos na elaboração do Plano Plurianual de 2016-2019, mais aderentes com as possibilidades financeiras da Companhia.
- c) Manutenção do atual Plano de Desligamento Incentivado – PDI - Manutenção da política de incentivo àqueles empregados que conquistem as carências para aposentadoria e se desliguem de forma espontânea.
- d) Equalização dos Custos Judiciais - Trabalho de identificação de nichos de litígios institucionalizados em setores da área de concessão, passíveis de realizar trabalho combinado entre a área jurídica e técnica de atendimento ao consumidor. Tal esforço permite programar ações pró-ativas e antecipadas de forma a mitigar novas ações cíveis e indenizatórias, bem como reduzir o valor de eventuais condenações.

e) Novas Captações Financeiras - vislumbra-se a captação junto a agentes financeiros públicos ou privados (nacionais ou internacionais), através de operações estruturadas e lastreadas em recebíveis, como é praxe de mercado.

7.1 DESEMPENHO ECONÔMICO E FINANCEIRO

A CEEE-GT encerrou o exercício de 2017 com lucro líquido de R\$ 395,08 milhões, frente aos R\$ 923,78 milhões do ano de 2016. Esta variação de -57,23% do resultado líquido é decorrente do registro da Remuneração dos Ativos pertinentes à RBSE realizada no exercício de 2016, conforme previsto na Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 120/2016.

O Ebitda (lucro antes de juros, impostos depreciação e amortização) foi de R\$ 367,71 milhões em 2017 comparado aos R\$ 1.175,59 milhões em 2016, representando uma variação de -68,72% no período. Excluindo-se a remuneração dos ativos da RBSE em 2017 R\$ 38,52 milhões e os efeitos da contabilização da RBSE realizados em 2016 conforme Portaria MME nº120/2016 de R\$ 1.266,26, o indicador EBITDA resta totalizado respectivamente em R\$ 329,18 e R\$ (90,4) milhões, com variação de 463,16%.

A receita operacional líquida no exercício de 2017 foi de R\$ 996,54 milhões, representando variação de -46,80% frente aos R\$ 1.873,15 milhões apresentados no exercício de 2016. Expurgando os efeitos da RBSE totaliza R\$ 958,02 em 2017 frente aos R\$ 606,91 em 2016, variação positiva de 57,85%.

O custo do serviço de energia elétrica apresentou acréscimo de 71,98%, totalizando R\$ 828,97 milhões no exercício de 2017 comparados aos R\$ 482,00 milhões em 2016. O forte incremento no custo do serviço de energia elétrica se deve a contabilização do GSF, da despesa com energia no mercado de curto prazo e a contabilização do custo de construção, não realizada no exercício anterior.

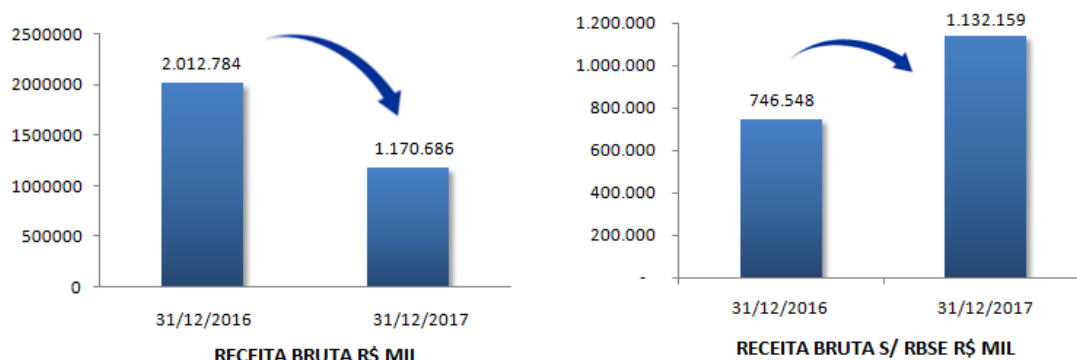
Os custos gerenciáveis (despesas operacionais) apresentaram variação de -40,47%, totalizando R\$ 144,23 milhões em 2017 comparados aos R\$ 242,28 milhões no exercício de 2016.

O endividamento com instituições financeiras aumentou 35,42%, passando de R\$ 299,7 milhões do exercício de 2016 para R\$ 405,95 milhões no exercício de 2017.

7.2 Resultados do exercício

7.2.1 Receita Bruta

A receita operacional bruta é valor faturado pela empresa em suas operações. A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT encerrou o mês Dezembro de 2017 com uma receita operacional bruta de R\$ 1.170,69 milhões representando um decréscimo de 41,84% em relação ao mesmo período do ano anterior, que foi de R\$2.012,78 milhões. Desconsiderando os efeitos da RBSE, é obtida Receita Bruta de R\$ 1.132,16 milhões em 2017, frente aos R\$ 746,54 em 2016.



No segmento de Transmissão, a receita bruta totalizou em 2017 R\$ 1.170,6 milhões, comparado ao montante de R\$ 2.012,7 milhões em 2016, apresentando variação negativa de 41,83%. Esta variação é consequência do valor reconhecido em 2016, como remuneração dos ativos pertinentes à RBSE.

Desconsiderando o efeito da RBSE, a Receita da Transmissão totaliza R\$ 1.132,1 milhões frente aos R\$ 746,54 milhões em 2016, apresentou uma variação de 51,65%. O incremento é decorrente do registro da Receita de Construção em R\$ 116,4 milhões, metodologia adota pela Companhia, após a migração para o sistema SAP, quando os ativos da RBNI foram adequadamente reclassificados para o Ativo Financeiro da Concessão. Além disso, também é observado incremento na Receita de Disponibilização do Sistema Transmissão, decorrente do recebimento da RAP com o incremento da RBSE, a partir de julho de 2017.

No segmento de Geração, foi verificado incremento de 52,69% na Receita Bruta, passando de R\$ 355,76 milhões registrados em 2016, para R\$ 543,23 em 2017. Na composição da Receita o item que apresentou maior variação foi a Receita de Curto prazo que passou de R\$ 24,98 milhões em 2016, para R\$ 204,07 milhões em 2017. Este incremento é justificado pela contabilização da fatura do Mercado de Curto Prazo da Geradora de forma segregada no que diz respeito às Receitas e Custos, em 2016 a contabilização ocorreu pelo valor líquido da fatura.

7.2.2 Deduções da Receita Bruta

As deduções da receita operacional são os valores descontados diretamente do faturamento, tais como os impostos sobre venda e os encargos intra-setoriais. Houve acréscimo de 24,71% nas deduções operacionais, totalizando R\$ 174,14 milhões em 2017 frente aos R\$ 139,64 milhões de 2016. Este incremento deve-se substancialmente pelo incremento de PIS/COFINS, em decorrência da contabilização dos débitos ser realizada integralmente nas deduções, a partir da migração do sistema para o SAP em dezembro de 2016, quando em momento anterior recebia contabilização líquida dos créditos. Também é observado aumento na quota CDE.

7.2.3 Receita Líquida Operacional

A Receita Operacional Líquida (ROL) é basicamente o faturamento deduzido de encargos e tributos, tais como os impostos sobre venda e os encargos intra-setoriais. A receita líquida em Dezembro de 2016 foi de R\$1.873,15 milhões, já em Dezembro de 2017 foi de R\$996,54 milhões, refletindo uma redução de 46,37%.

A ROL subtraindo-se os registros da Remuneração da RBSE totaliza em 2017 R\$ 958,02 frente aos R\$ 606,91 milhões em 2016.



ROL R\$ MIL



ROL S/RBSE R\$ MIL

7.2.4 Custo do Serviço de Energia Elétrica

O Custo do Serviço de Energia Elétrica compreende os custos necessários para a realização dos objetivos da atividade da empresa, inclui todos os gastos incorridos diretamente na produção e na prestação de serviços e se divide em Custo com Energia Elétrica e Custo de Operação. Observa-se que 2017 o Custo do Serviço de Energia Elétrica incrementou em 71,98%, sendo que o Custo com Energia Elétrica foi o item de maior impacto.

- **Custo com Energia Elétrica:** O custo com energia elétrica elevou-se em 182,63% passando de R\$127,98 milhões em Dezembro de 2016 para R\$361,71 milhões em Dezembro de 2017. Este incremento é preponderantemente explicado pela contabilização do GSF, dentro da rubrica Despesa com Energia de Curto prazo.
- **Custo de Operação:** O custo de operação variou 31,98% apresentado em Dezembro de 2017 resultou em R\$467,26 milhões em comparação ano anterior no qual o custo era de R\$354,03 milhões. Esta variação é explicada pelo registro do Custo de Construção em R\$ 127,7 milhões, quando os ativos da RBNI foram adequadamente reclassificados para o Ativo Financeiro da Concessão

7.2.5 Despesas Operacionais

As despesas operacionais são os gastos para a manutenção da atividade da empresa, inclui as despesas com vendas, administrativas e outras despesas operacionais. As despesas operacionais apresentaram uma redução de 40,47% em relação a Dezembro de 2016, passando de R\$242,28 milhões para R\$144,23 milhões em Dezembro de 2017.

O fator impactante nesta redução foi o registro da provisão para perda de valor recuperável no investimento Complexo Eólico Povo Novo realizado em 2016, no valor de R\$ 104,3 milhões, quando no exercício de 2017 somente houve complementação de R\$ 9,0 milhões na mesma rubrica.

Demonstração dos Resultados dos períodos findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016:

	31/12/2017	31/12/2016	Δ %
Receita Operacional Bruta.....	1.170.686	2.012.784	(41,84)
Deduções da Receita Operacional.....	(174.141)	(139.637)	24,71
Receita Operacional Líquida.....	996.545	1.873.147	(46,80)
Custo do Serviço de Energia Elétrica.....	(828.974)	(482.007)	71,98
Custo com Energia Elétrica.....	(361.717)	(127.981)	182,63
Custo de Operação.....	(467.257)	(354.026)	31,98
Lucro Operacional Bruto.....	167.571	1.391.140	(87,95)
Despesas Operacionais.....	(144.230)	(242.279)	(40,47)
Outras Receitas.....	319.433	22.614	1.312,55
Outras Despesas.....	(91)	(27.495)	(99,67)
Resultado do Serviço.....	342.683	1.143.981	(70,04)
Depreciação e Amortização.....	25.031	31.611	(20,82)
Resultado de Participações Societárias.....	39.980	11.492	247,89
EBITDA.....	367.715	1.175.592	(68,72)
Margem EBITDA.....	36,90%	62,76%	(41,21)
Receita/Despesa Financeira.....	8.481	63.774	(86,70)
IR e CS.....	3.936	(295.465)	(101,33)
Resultado Líquido do Período.....	395.080	923.782	(57,23)

7.3 LAJIDA / EBITDA

O EBITDA representa o quanto a empresa gera de recursos considerando apenas as suas atividades operacionais, é o lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização.

A variação negativa de 68,72% do EBITDA em Dezembro de 2017, em comparação ao mesmo período do ano anterior deve-se, principalmente, a redução da receita operacional em consequência dos registros da RBSE.

O EBITDA excluindo-se os montantes da RBSE totaliza R\$ R\$ 329,18 em 2017 e R\$ (90,4) milhões em 2016, com variação de 463,16%. Essencialmente a variação é justificada pela reversão da provisão para perda do valor recuperável do Contrato de Concessão nº 055/2001, no valor de R\$ 299.248, esta tendo efeito no resultado do período.

Outro fator relevante para o incremento do indicador, é o auferimento da RAP a partir de julho de 2017, contemplando os valores da receita de RBSE – Rede Básica do Sistema Existente.

O EBITDA foi apurado pela Companhia observando as disposições da Instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012.

Demonstrativo do Cálculo do EBITDA	2017	2016	Variação % 2017/2016
Receita Operacional Líquida - ROL	996.545	1.873.147	(46,80)
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(828.974)	(482.006)	71,98
Despesas Operacionais	(144.230)	(242.279)	(40,47)
Outras Receitas/Despesas	319.342	(4.881)	(6.642,17)
Resultado da Atividade ou EBIT	342.684	1.143.981	(70,04)
(+) Depreciação/Amortização	25.031	31.611	(20,81)
EBITDA	367.715	1.175.592	-68,72
Margem EBITDA	36,90%	62,76%	(25,86)

(*) Na composição das Despesas/Receitas Operacionais não são consideradas as receitas e despesas financeiras e o Resultado da Equivalência Patrimonial.

Demonstrativo do Cálculo do EBITDA sem RBSE	2017	2016	Variação % 2017/2016
Receita Operacional Líquida - ROL	958.018	606.911	57,85
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(828.974)	(482.006)	71,98
Despesas Operacionais	(144.230)	(242.279)	(40,47)
Resultado da Atividade ou EBIT	304.157	(122.256)	(348,79)
(+) Depreciação/Amortização	25.031	31.611	(20,81)
EBITDA	329.188	(90.645)	(463,16)
Margem EBITDA	34,36%	-14,94%	49,30

7.4 Endividamento com Instituições Financeiras

Em 2017, o saldo da dívida da Empresa totalizou em R\$ 405,9 milhões, distribuídos conforme tabela, contemplando contratos financeiros com agentes nacionais e internacionais, demonstrados a seguir:

CEEE-GT	Indexador	Saldo (R\$ Mil)	Participação no Total (%)
Saldo Devedor da Dívida Interna		56.866	14,01%
Moeda Nacional - BNDES	TJLP	56.866	14,01%
Saldo Devedor da Dívida Externa		349.088	85,99%
Moeda Externa - AFD	Dólar/Libor	160.545	39,55%
Moeda Externa - BID	Dólar/Libor	188.543	46,44%
Saldo Devedor da Dívida		405.954	100,00%

7.5 Ingressos Extra-Operacionais

No mês de Setembro de 2017, a CEEE-GT recebeu nova parcela do desembolso no valor de R\$ 54,85 milhões, resultante do financiamento firmado junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS GT (Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de Abrangência da CEEE-GT). Posteriormente, em dezembro de 2017 a Companhia recebeu ainda R\$ 32,46 milhões referente ao mesmo programa, totalizando R\$ 87,31 milhões.

No mês de dezembro de 2017, a CEEE-D recebeu nova parcela do desembolso no valor de R\$ 28,08 milhões, resultante do financiamento firmado junto a Agência Francesa de Desenvolvimento-AFD.

8. AUDITORES INDEPENDENTES

Em atendimento a Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT informa que utiliza os serviços de Auditoria Independente da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes na elaboração de suas demonstrações financeiras, cujo contrato foi assinado em 10 de abril de 2013, no valor de R\$ 410,1 mil. O prazo de execução dos serviços é de 12(doze) meses, com uma carga mínima de 2.734 horas/ano, a contar da data de assinatura do instrumento, podendo haver renovações sucessivas, limitadas ao máximo de 60 meses.

O referido contrato foi aditado em 10 de abril de 2017, prorrogando o prazo contratual por mais 12 meses, onde é dado ao presente contrato o valor de R\$566,4mil e carga horária mínima de 2.997 horas/ano.

Neste contrato, além dos serviços normais de auditoria independente na elaboração de demonstrações financeiras estão contemplados os serviços de auditoria das Demonstrações Contábeis Regulatórias – DCR e auditoria do Relatório de Controle Patrimonial – RCP.

Além dos serviços prestados à CEEE GT, a Auditoria Independente da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes possui contratos para a prestação de Serviços de Auditoria Externa com a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE – D (valor de R\$556,9 mil e uma carga de 2.947 horas/ano) e Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE – PAR (valor de R\$52,4mil e uma carga de 277 horas/ano), que

são respectivamente, Concessionária e Empresa Controladora, resultantes da cisão da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE. Ou seja, todas as empresas integrantes do Grupo CEEE.

O contrato da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT representa 48,17% em relação aos honorários totais pagos pelas empresas CEEE-D, CEEE-PAR e inclusive CEEE-GT.

A política na contratação de bens e serviços da Companhia é elaborada em observância à lei de licitações e contratos (Lei Nº 8.666/93). Além disso, são observados os princípios de preservar a independência do auditor, quais sejam: a) o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho; b) o auditor não deve exercer funções gerenciais no seu cliente; e c) o auditor não deve promover os interesses de seu cliente.

Os Auditores Independentes declaram que a prestação de serviços não afeta a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de Auditoria Externa, baseados no item 1.2.10.6 m.2 da Resolução nº 1.034/05 do Conselho Federal de Contabilidade.

Agradecimentos

Registramos nossos agradecimentos aos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal pelo apoio prestado no debate e encaminhamento das questões de maior interesse da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica. Nossos reconhecimentos à dedicação e empenho do quadro funcional, extensivamente a todos os demais que direta ou indiretamente contribuíram para o cumprimento da nossa missão.

PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO

Diretor Presidente

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ

Diretor

JULIO ELOI HOFER

Diretor

JORGE PAGLIOLI JOBIM

Diretor



Balanco Patrimonial

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO		Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO		
		31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016		31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	
ATIVO CIRCULANTE											
PASSIVO CIRCULANTE											
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	281.576	33.846	285.333	37.654			243.102	53.891	292.011	116.148
Investimentos em Títulos do Governo	10	135.585	126.818	135.585	126.818			32.726	32.667	32.739	32.691
Concessionárias e Permissonárias	6	190.254	94.013	190.681	94.099			22.401	23.254	26.704	35.325
Tributos a Recuperar	7	55.474	8.925	55.592	9.024			28.224	20.206	28.224	20.206
Estoques	8	16.007	8.092	16.007	8.092			196.115	56.114	196.115	56.114
Ativo Financeiro da Concessão	12	89.141	52.240	98.583	62.005			66.386	43.136	66.386	43.136
Rede Básica do Sistema Existente - RBSE	13	224.471	-	224.471	-			20.151	20.736	20.151	20.736
Pagamentos Antecipados		1.255	1.437	1.333	1.492			29.225	19.692	34.486	25.885
Outros Créditos a Receber	9	73.968	64.658	64.737	65.333			638.330	269.696	696.816	350.241
		1.067.731	390.029	1.072.322	404.517						
PASSIVO NÃO CIRCULANTE											
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações						20		377.730	281.516	377.730	281.516
Provisão para Benefícios a Empregados						21		704.896	854.325	704.896	854.325
Obrigações Fiscais						19		-	16.164	7.096	16.164
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias ...						23		146.778	159.510	146.778	159.510
Obrigações da Concessão						22		9.563	5.194	9.563	5.194
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos						25		243.319	261.277	243.319	261.277
Outros Passivos						24		59.609	55.579	61.387	53.244
								1.541.895	1.633.565	1.550.769	1.631.230
PATRIMÔNIO LÍQUIDO											
Capital Social						26.1		588.447	588.447	588.447	588.447
Reserva de Incentivos Fiscais						26.2		1.209.304	1.209.304	1.209.304	1.209.304
Reserva Legal						26.3.1		42.396	42.396	42.396	42.396
Reserva Especial - Dividendo Não Distribuído						26.3.4		317.963	447.106	317.963	447.106
Reserva Estatutária						26.3.2		84.790	84.790	84.790	84.790
Reserva Especial de Lucros a realizar						26.3.3		273.610	273.610	273.610	273.610
Outros Resultados Abrangentes						26.5		(460.526)	(463.920)	(460.526)	(463.920)
Lucros (Prejuízos) Acumulados						27		408.315	-	408.315	-
								2.464.299	2.181.733	2.464.299	2.181.733
Participação dos não controladores								-	-	14.315	17.534
								2.464.299	2.181.733	2.478.614	2.199.267
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO											
								4.644.524	4.084.994	4.726.199	4.180.738
ATIVO NÃO CIRCULANTE											
Tributos a Recuperar	7	5	610	5	610						
Aplicações Financeiras	5	9	9	9	9						
Depósitos Judiciais	11	40.748	50.052	43.471	52.610						
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	14.8	180.458	291.176	35.998	99.477						
Ativo Financeiro da Concessão	12	700.172	313.076	912.615	542.561						
Rede Básica do Sistema Existente - RBSE	13	1.399.409	1.689.166	1.399.409	1.689.166						
Bens e Direitos Destinados à Alienação e Renda		2.094	2.094	2.094	2.094						
Outros Créditos a Receber	9	75.123	359.726	115.007	383.953						
Investimentos	14	588.019	702.284	364.648	538.931						
Imobilizado	15	563.588	283.922	753.076	463.255						
Intangível	16	27.168	2.850	27.545	3.555						
		3.576.793	3.694.965	3.653.877	3.776.221						
		4.644.524	4.084.994	4.726.199	4.180.738						
TOTAL DO ATIVO											

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Resultado

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	28	996.545	1.873.147	1.017.226	1.940.657
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA		(828.974)	(482.006)	(835.819)	(537.063)
Custo com Energia Elétrica	29	(361.717)	(127.981)	(361.717)	(134.543)
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(309.011)	(75.076)	(309.011)	(81.638)
Encargo de Uso do Sistema		(52.706)	(52.905)	(52.706)	(52.905)
Custo de Operação	30	(467.257)	(354.026)	(474.102)	(402.520)
RESULTADO OPERACIONAL BRUTO		167.571	1.391.141	181.407	1.403.594
Despesas Operacionais		(144.230)	(242.279)	(190.176)	(327.198)
Despesas com Vendas	30	(11.271)	(5.959)	(11.271)	(5.959)
Despesas Gerais e Administrativas	30	(82.614)	(87.241)	(83.965)	(87.420)
Outras Despesas Operacionais	30	(50.345)	(149.079)	(94.940)	(233.819)
Outras Receitas	31	319.433	22.614	319.433	22.614
Outras Despesas	31	(91)	(27.495)	(91)	(27.495)
RESULTADO DO SERVIÇO		342.683	1.143.981	310.573	1.071.515
Resultado de Participações Societárias		39.980	11.492	71.845	79.785
Resultado Financeiro, Líquido	32	8.481	63.774	5.631	62.803
Resultado Operacional		391.144	1.219.247	388.049	1.214.103
RESULTADO ANTES DO IR E CS		391.144	1.219.247	388.049	1.214.103
Imposto de Renda Corrente	33	(24.496)	(1.215)	(24.674)	(2.618)
Imposto de Renda Diferido	33	27.581	(215.997)	27.581	(215.997)
Contribuição Social Corrente	33	(9.078)	(494)	(9.160)	(1.047)
Contribuição Social Diferida	33	9.929	(77.759)	9.929	(77.759)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		395.080	923.782	391.725	916.682
Lucro Básico e Diluído por Ação Ordinária - R\$	27	40,81	95,42	40,46	94,69
Lucro Básico e Diluído por Ação Preferencial - R\$	27	2.408,82	95,42	2.388,36	94,69
Atribuído ao Acionista da Companhia Controladora		-	-	395.083	923.782
Atribuído ao Acionista Não Controlador		-	-	(3.358)	(7.100)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Resultado Abrangente

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		395.080	923.782	391.725	916.682
OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES		299.267	(228.437)	299.267	(228.437)
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	10	1.075	23.905	1.075	23.905
Venda de Títulos do Governo	10	-	9.036	-	9.036
Ganho/Perda Atuarial	10	297.704	(250.706)	297.704	(250.706)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos sobre Outros Resultados Abrangentes	10	488	(10.672)	488	(10.672)
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO		694.347	695.345	690.992	688.245
Atribuído ao Acionista da Companhia Controladora				694.347	695.345
Atribuído ao Acionista Não Controlador				(3.355)	(7.100)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração das Mutações no Patrimônio Líquido
(Valores expressos em milhares de reais)

Nota Explicativa	Capital Social Integralizado	Reserva de Incentivos Fiscais	Reserva Legal	Reserva Dividendos não Distribuídos	Reserva Estatutária	Reserva Lucros a Realizar	Dividendos Remanescentes	Lucros Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Total	Participação dos Não Controladores
Saldo em 31/12/2015	588.447	1.209.304	-	-	-	-	-	(88.924)	(226.873)	1.481.954	5.896
Lucro Líquido do Exercício	-	-	-	-	-	-	-	923.782	-	923.782	(7.100)
Integralização de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.738
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	-	-	-	-	-	-	-	-	32.941	32.941	-
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	(10.672)	(10.672)	-
Registro da Perda Atuarial	-	-	-	-	-	-	-	-	(250.706)	(250.706)	-
Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos	-	-	-	-	-	-	-	-	(228.437)	(228.437)	-
Ajuste de Avaliação Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	-	-	-	13.044	(13.044)	-	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	4.434	4.434	-
Total do ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	-	-	-	-	-	-	-	13.044	(8.610)	4.434	-
Destinação do Resultado:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição da Reserva Legal	-	-	42.396	-	-	-	-	(42.396)	-	-	-
Provisão para Dividendos	-	-	-	129.143	-	-	-	(129.143)	-	-	-
Constituição da Reserva Estatutária	-	-	-	-	84.790	-	-	(84.790)	-	-	-
Constituição da Reserva Especial de Lucros a Realizar	-	-	-	-	-	273.610	-	(273.610)	-	-	-
Dividendos Remanescentes	-	-	-	-	-	-	317.963	(317.963)	-	-	-
Saldo em 31/12/2016	588.447	1.209.304	42.396	129.143	84.790	273.610	317.963	-	(463.920)	2.181.733	17.534
Lucro Líquido do Exercício	-	-	-	-	-	-	-	395.080	-	395.080	(3.358)
Integralização de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	139
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	-	-	-	-	-	-	-	-	1.605	1.605	-
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	(42)	(42)	-
Registro do Ganho Atuarial	-	-	-	-	-	-	-	-	10.371	10.371	-
Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos	-	-	-	-	-	-	-	-	11.934	11.934	-
Ajuste de Avaliação Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	-	-	-	13.235	(13.235)	-	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	4.695	4.695	-
Total do ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	-	-	-	-	-	-	-	13.235	(8.540)	4.695	-
Dividendos Distribuídos	-	-	-	(129.143)	-	-	-	-	-	(129.143)	-
Dividendos destinados a Reserva	-	-	-	317.963	-	-	(317.963)	-	-	-	-
Saldo em 31/12/2017	588.447	1.209.304	42.396	317.963	84.790	273.610	-	408.315	(460.526)	2.464.299	14.315

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração dos Fluxos de Caixa

(Valores expressos em milhares de reais)

Demonstração dos Fluxos de Caixa Consolidado
 para os períodos findos em 31 de DEZEMBRO de 2017 e 2016
 (valores expressos em milhares de Reais)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Lucro Líquido/(Prejuízo) do Exercício	395.080	923.782	391.722	916.682
Despesas (Receitas) que não afetam o Caixa				
Variações Monetárias e Cambiais dos Empréstimos de Longo Prazo	7.179	(36.443)	7.179	(36.443)
Variações Monetárias do Passivo Não Circulante	13.862	-	13.862	-
Depreciação e Amort. de Bens do Ativo Imobilizado e Intangíveis	26.296	30.396	26.296	30.396
Resultado de Equivalência Patrimonial	(39.980)	(9.956)	(71.844)	(78.248)
Constituição de Provisão para Passivos e Outras	42.649	108.286	42.649	108.286
Constituição de Provisão Para Créditos de Liquidação Duvidosa	11.271	5.959	11.271	5.959
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	(4.013)	292.931	(4.013)	292.931
Baixa de Ativo Imobilizado, Investimentos e Intangível	311.124	399.753	311.124	399.753
Reversão da perda do ativo recuperável.....	(299.248)	-	(299.248)	-
Variação dos Investimentos em Títulos do Governo	(11.629)	(14.091)	(11.629)	(14.091)
Indenização Rede Básica Sistema Existente - RBSE	(28.011)	(1.274.144)	(28.011)	(1.274.144)
Outros	-	-	32.856	70.804
CAIXA GERADO NAS OPERAÇÕES	424.580	426.473	422.214	421.885
Variações no Ativo Circulante e Não Circulante	113.618	(77.649)	113.376	(78.756)
Concessionárias e Permissionárias	(107.512)	30.275	(107.854)	30.275
Tributos a Recuperar	(45.944)	22.429	(46.002)	22.346
Aplicações Financeiras de Longo Prazo	-	8.322	-	8.322
Estoques	(7.915)	(654)	(7.915)	(654)
Investimentos em Títulos do Governo	7.341	70.177	7.341	70.177
Pagamentos Antecipados	182	(615)	159	(617)
Contas a Receber	-	(463)	-	(545)
Depósitos Judiciais	9.304	(1.217)	9.139	(1.891)
Ativo Financeiro da Concessão	(124.749)	(211.491)	(124.749)	(211.491)
Bens e Direitos Destinados à Alienação	-	(113)	-	(113)
Outros Créditos a Receber	382.911	5.701	383.257	5.435
Variações no Passivo Circulante e Não Circulante	(11.080)	(155.738)	(25.601)	(188.718)
Fornecedores	189.211	(29.334)	175.674	(66.064)
Obrigações Trabalhistas	59	2.041	54	2.047
Obrigações Fiscais	(30.879)	3.123	(31.597)	6.248
Provisão para Benefícios a Empregados	(41.890)	(61.015)	(41.890)	(61.015)
Obrigações da Concessão	27.619	1.352	27.619	1.352
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	(22.315)	(38.510)	(22.315)	(38.510)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	(13.945)	7.061	(13.945)	7.061
Pagamento de Encargos de Dívidas	(14.321)	(11.638)	(14.315)	(11.638)
Outros Passivos	(104.619)	(28.818)	(104.886)	(28.199)
CAIXA LÍQUIDO ATIVIDADES OPERACIONAIS	527.118	193.086	509.989	154.411
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO				
Caixa Líquido (Aplicado) nas Atividades de Investimento	(376.441)	(236.539)	(389.292)	(338.719)
Aumento de Investimentos	(156.879)	(176.710)	(156.879)	-
Aquisição de Bens do Ativo Imobilizado	(303.805)	(130.187)	(316.656)	(213.515)
Aquisição de Ativo Intangível	(26.475)	(892)	(26.475)	(1.017)
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	110.718	71.250	110.718	(124.187)
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO				
Caixa Líquido Aplicado/Gerado nas Atividades de Financiamento	97.053	39.128	126.982	181.630
Incremento de Empréstimos e Financiamentos	130.910	88.991	130.910	88.991
Amortização do Principal de Empréstimos e Financiamentos	(33.857)	(49.863)	(33.857)	(49.863)
Integralização de Capital Social	-	-	92.728	-
Partes Relacionadas	-	-	(62.799)	142.502
REDUÇÃO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	247.730	(4.325)	247.679	(2.678)
Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes de Caixa	33.846	38.171	37.654	40.332
Saldo Final de Caixa e Equivalentes de Caixa	281.576	33.846	285.333	37.654

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Valor Adicionado
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
RECEITAS					
Receita Operacional Bruta	28	1.170.686	2.012.784	1.191.548	2.080.294
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	30	(11.271)	(5.959)	(11.271)	(5.959)
Outras Receitas e Despesas		319.342	4.881	319.342	4.881
(-) INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS		(560.283)	(200.534)	(611.774)	(339.644)
Material	30	(2.295)	(12.214)	(2.295)	(12.214)
Serviços de Terceiros	30	(44.698)	(36.115)	(45.119)	(36.476)
Custo de Energia Comprada	29	(361.717)	(127.981)	(361.717)	(134.543)
Outros Custos Operacionais	30	(1.392)	(10.039)	(1.392)	(10.039)
Custo de Construção	30	(127.734)	(376)	(134.579)	(48.179)
Outras Despesas Operacionais	30	(22.447)	(13.809)	(66.672)	(98.193)
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO		918.474	1.811.172	887.845	1.739.572
(-) Depreciação e Amortização	30	(24.823)	(31.611)	(24.823)	(31.611)
(-) Provisões	30	(43.063)	(148.471)	(43.063)	(148.471)
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO		850.588	1.631.090	819.959	1.559.490
(+) Resultado de Participações Societárias		39.980	11.492	71.845	79.785
(+) Receitas Financeiras	32	99.091	161.604	99.216	161.679
(=) VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		989.659	1.804.186	991.020	1.800.954
Distribuição do Valor Adicionado					
Pessoal		287.148	311.376	288.055	312.167
Remuneração Direta		149.758	149.055	150.656	149.846
Benefícios		38.289	27.654	38.298	27.654
Plano de Benefícios Previdenciais		48.770	64.197	48.770	64.197
Compromissos Previdenciais		38.463	48.749	38.463	48.749
F.G.T.S.		11.868	21.721	11.868	21.721
Impostos, Taxas e Contribuições		210.809	469.080	211.527	471.111
Federais		206.813	467.645	207.531	469.676
Estaduais		12	970	12	970
Municipais		3.984	465	3.984	465
Remuneração de Capitais de Terceiros		96.622	99.948	99.716	100.994
Aluguéis	30	6.012	2.118	6.130	2.118
Despesas Financeiras	32	90.610	97.830	93.586	98.876
Remuneração de Capitais Próprios		395.080	923.782	391.722	916.682
Lucro Líquido do Exercício		395.080	923.782	391.722	916.682
TOTAL		989.659	1.804.186	991.020	1.800.954

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Notas Explicativas
às Demonstrações Financeiras
em 31 de Dezembro de 2017
(valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT (Companhia) com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, nº 201, Prédio A, Sala 722, Bairro Jardim Carvalho, Porto Alegre, Estado do Rio Grande do Sul, é uma sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE-Par, empresa detentora de 65,92% do seu capital total. Foi organizada em conformidade com a autorização concedida pela Lei nº 12.593, em 13 de setembro de 2006, e constituída a partir da cisão da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE, em 26 de novembro de 2006. A Companhia tem por objeto projetar, construir e explorar sistemas de produção (geração) e transmissão de energia elétrica, bem como desenvolver atividades que visem idêntica finalidade; a prestação de serviços de natureza pública ou privada, no setor de energia elétrica; a exploração de sua infraestrutura, com a finalidade de gerar receitas alternativas, complementares ou acessórias, inclusive proveniente de projetos associados.

No segmento de transmissão, a CEEE-GT exerce o controle acionário da Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB. Em janeiro de 2014 a sócia Procable Energia e Telecomunicações S.A. e a sócia Zhejiang United Engeneering CO Ltda, transferiram cotas de capital subscrito para a CEEE-GT. Ainda no exercício de 2014 foi efetuada a integralização de capital no montante de R\$25.000, durante o exercício de 2015 foi integralizado o montante de R\$9.947 e no exercício de 2016 totalizaram R\$176.710 e integralizados pela CEEE-GT na Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB. A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é de 90,40% do capital integralizado.

No segmento de geração, a CEEE-GT também exerce o controle acionário das Sociedades de Propósito Específico Ventos de Curupira S.A., Ventos de Povo Novo S.A. e Ventos de Vera Cruz S.A., constituídas em fevereiro de 2014 e integrantes do consórcio responsável pela construção do Complexo Eólico Povo Novo. A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é de 99,99%, conforme descrito na nota explicativa nº 14.2.

1.1. Das Concessões

1.1.1. Concessão de Geração

Em 05 de abril de 2000 a Companhia firmou o Contrato de Concessão nº 025/2000 - ANEEL para exploração de geração de energia elétrica. O contrato regula a exploração dos potenciais de energia hidráulica por meio das centrais geradoras e das instalações de transmissão de interesse restrito às centrais geradoras.

Com o advento da Medida Provisória nº 579 de 11/09/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/13, estabeleceu-se um novo marco regulatório no Setor Elétrico Brasileiro possibilitando a renovação antecipada dos contratos de concessão de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, a partir de uma redução tarifária nos segmentos de geração e de transmissão.

A referida MP estabeleceu que toda energia gerada pelas usinas cujas concessões vencem até 2017, serão comercializadas em regime de cotas, por tarifas definidas pela ANEEL, que cobrirão somente os custos de operação e manutenção, encargos setoriais reduzidos, tributos e a remuneração do uso das redes de transmissão e distribuição.

Em atendimento à legislação, em 04/12/2012, a Companhia firmou com a União, o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 25/2000 - ANEEL, pelo prazo de 30 anos

A Usina de Itaúba ainda não foi alcançada pelo conteúdo da Lei 12.783/13, uma vez que sua concessão tem previsão de término para 30/12/2021, já as demais usinas do parque gerador da CEEE-GT estão disponibilizando sua energia para o regime de cotas.

Foram prorrogadas as concessões das usinas listadas no quadro abaixo:

RELAÇÃO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS										
UHE	Potência Instalada (MW)	TEIF (%)	IP (%)	TOTAL [1-(1-TEIF)*(1-IP)]	Nº de Unidades Geradoras	Localização (Rio/Município/UF)	Atos			Termo Final da Concessão
							Contrato de Concessão	1ª Prorrogação	2ª Prorrogação	
Jacuí	180	1,672	5,403	6,98	6	Rio Jacuí/Salto do Jacuí/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Passo Real	158	2,533	8,091	10,42	2	Rio Jacuí/ Salto do Jacuí/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 278, 11/08/99	-	31/12/2042
Canastra*	44,8	-	-	-	2	Rio Santa Maria/Canela/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Bugres*	19,2	-	-	-	2	Rio Santa Cruz/Canela/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Ernestina	4,96	-	-	-	1	Rio Jacuí/ Ernestina/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Capigui*	4,47	-	-	-	3	Rio Capigui/Passo Fundo/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Guarita*	1,76	-	-	-	1	Rio Guarita/Erval Seco/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Herval*	1,52	-	-	-	2	Rio Cadeia/Santa Maria do Herval/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Santa Rosa*	1,58	-	-	-	1	Rio Santa Rosa/Três de Maio/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Passo do Inferno*	1,49	-	-	-	1	Rio Santa Cruz/São Francisco de Paula/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Forquilha*	1,118	-	-	-	1	Rio Forquilha/Maximiliano de Almeida/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Ijuizinho*	1,118	-	-	-	1	Rio Ijuizinho/Eugênio de Castro/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042

* Usinas não despachadas centralizadamente.

A Usina de Toca, localizada no município de São Francisco de Paula, por ser menor que 1 MW, e estar enquadrada em uma legislação específica, não é objeto de renovação nas atuais condições e portanto deverá ser requerida a autorização ao poder concedente por ocasião do vencimento da atual concessão em 07/07/2015.

A CEEE-GT, conforme Despacho da ANEEL nº 259 de 21/07/1999 tem um registro da Pequena Central Hidrelétrica Ivaí, com potência instalada de 0,768 MW, localizada no rio Ivaí, município de Júlio de Castilhos.

Em 31 de outubro de 2012 o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria Ministerial nº 578, definindo as tarifas iniciais para as Usinas Hidrelétricas enquadradas no art. 1º da MP 579, com base no valor do Custo da Gestão dos Ativos de Geração – GAG.

Em 01/11/2012, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Fazenda, através da Portaria Interministerial nº 580, estabeleceram os valores de indenização para as usinas hidrelétricas. Assim, nos termos das Portarias publicadas pela União, ficou delineado que as usinas da CEEE-GT acobertadas pelo contrato de concessão nº 25/2000 não seriam indenizadas, sendo que, em paralelo, a Companhia protocolou junto ao Ministério de Minas e Energia ofício contendo algumas questões, em especial no que se refere à indenização dos investimentos ainda não depreciados inerentes às usinas renovadas. Vide nota explicativa nº 15.

1.1.1.1. Aspectos Regulatórios

a) Repactuação do Risco Hidrológico

As condições hidrológicas adversas ocorridas no último triênio, somada às decisões operativas e a outros fatores que influenciam no despacho da geração pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), afetaram financeiramente os agentes hidrelétricos participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que, ao não conseguirem entregar energia suficiente para honrar seus contratos, ficaram expostos ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) no Mercado de Curto Prazo (MCP).

A Companhia, com o objetivo de se proteger financeiramente dos valores a ela atribuídos a título de risco hidrológico, bem como do rateio dos valores proveniente de outros agentes protegidos judicialmente, ingressou com ação judicial e obteve decisão liminar, com efeitos a partir de março de 2015, limitando a redução, via Fator de Ajuste do MRE (GSF), a 5% da Garantia Física das usinas modeladas no perfil da CEEE-GT junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e que não foram objeto de renovação das Concessões prevista na Lei nº 12.783/2013.

A Lei nº 13.203, publicada em 9 de dezembro de 2015, e a Resolução Normativa ANEEL nº 684, publicada em 14 de dezembro de 2015, estabeleceram as condições para a repactuação do risco hidrológico suportados pelos agentes participantes do MRE, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015.

A referida regulamentação apresentou propostas distintas para a energia contratada no ano de 2015 no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL), porém ambas tinham como condição para a repactuação a retirada de qualquer ação judicial relativa ao tema, com resolução de mérito.

Devido à característica do portfólio de contratos de venda de energia em 2015, a Companhia teve quase que a totalidade de sua energia remetida à modalidade de repactuação no ACL, cuja proposta se caracteriza pela contratação de energia de reserva.

Em janeiro de 2016 a Administração decidiu por não aderir à proposta, mantendo a ação judicial em curso.

Em 2017, nos meses de abril e setembro, a Companhia teve decisões desfavoráveis em relação a sua liminar judicial, fato que culminou na reversão dos seus efeitos históricos em janeiro de 2018, a partir de deliberação do Conselho de Administração da CEEE.

Frente a esta cobrança a Companhia ingressou com requerimento administrativo na ANEEL, buscando um maior detalhamento do valor cobrado, bem como aguardar deliberação da Agência sobre eventual parcelamento dos débitos relativos à reversão de provimentos judiciais que limitavam a responsabilidade de geradores hidrelétricos no que toca ao ônus decorrente do GSF. Judicialmente a CEEE-GT conquistou mandado de segurança suspendendo a cobrança do respectivo débito e desonerando a Companhia de todos os eventuais ônus e sanções relacionados ao não aporte da garantia financeira e não pagamento do respectivo débito, até a apreciação definitiva na esfera administrativa acerca do requerimento administrativo apresentado pela Companhia.

1.1.2. Concessão de Transmissão

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT detém duas concessões para exploração dos serviços públicos de transmissão de energia elétrica.

1.1.2.1. Contrato de Concessão nº 055/2001 – ANEEL

Em 1º de outubro de 2001 a Companhia firmou o Contrato de Concessão nº 055/2001 - ANEEL para Transmissão de energia elétrica. Em razão da Medida Provisória nº 579 de 11/09/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013 e Decreto nº 7.805/2013, o contrato de concessão foi aditado em 04/12/2012, tendo sofrido alterações significativas. O Contrato de Concessão, já com as alterações realizadas, estabelece:

- I. quais os bens vinculados à Concessão e a obrigação de operar e manter a infraestrutura existente;
- II. as condições para a prestação do serviço;
- III. a garantia de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão;
- IV. a indenização, em caso de extinção da concessão, referente à parcela ainda não amortizada dos investimentos realizados pela Companhia na infraestrutura a serviço da concessão.

Em 01/11/2012, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Fazenda, através da Portaria Interministerial nº 580, estabeleceram os valores de indenização para as instalações integrantes das concessões de transmissão de energia elétrica enquadradas pela MP 579, ficando delineado o montante de R\$661.086 mil a preço de outubro de 2012, para indenização das instalações não depreciadas, posteriores a maio de 2000, relacionadas ao contrato de Concessão nº 055/2001. Essas instalações são usualmente denominadas RBNI. Vide nota explicativa nº 13.

Ainda, no que tange as instalações não depreciadas anteriores a maio de 2000, usualmente denominada RBSE, a Lei nº 12.783/2013 em seu artigo 15, § 2º autoriza o poder concedente a pagar, na forma de regulamento, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela ANEEL. A Companhia submeteu à ANEEL as informações para o cálculo dos ativos não depreciados em 29/04/2015 e conforme a REN nº 589/13 no artigo 6º, a ANEEL tem um prazo de

150 dias para validar as informações. Outras informações complementares estão disponíveis na nota explicativa nº 9.

Com a vigência da MP 579 (Lei 12.783/13), o prazo do Contrato de Concessão foi prorrogado por mais trinta anos e tem prazo de vigência até 31 de dezembro de 2042. O Contrato de Concessão também estabelece que a Receita Anual Permitida (nome dado à remuneração pela prestação do serviço de transmissão) será reajustada anualmente no mês de julho e revisada a cada cinco anos. Além dos critérios para reajuste e revisão da receita, previstos em contrato, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabelecerá em regulamentação específica regras e metodologia para cálculo dessa revisão.

1.1.2.2. Contrato de Concessão nº 080/2002 - ANEEL

Em 19 de dezembro de 2002 a Companhia firmou o Contrato de Concessão nº 080/2002 - ANEEL para Transmissão de Energia Elétrica. O Contrato de Concessão da LT 230kV UPME x Pelotas 3 estabelece:

- I. a obrigação de construir, operar e manter a infraestrutura a serviço da concessão;
- II. quais os serviços que o operador deve prestar e para quem os serviços devem ser prestados (área geográfica de atendimento e classe de consumidores);
- III. a garantia de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão;
- IV. indenização ao final do contrato de concessão referente à parcela ainda não amortizada dos investimentos realizados pela Companhia na infraestrutura a serviço da concessão.

O Contrato de Concessão tem prazo de vigência de 30 (trinta) anos, contados a partir da entrada em operação das instalações de transmissão, objeto do contrato, podendo ser renovado por igual período desde que requerida pela Companhia até 36 (trinta e seis) meses antes do término do contrato. A eventual prorrogação do Contrato de Concessão estará subordinada ao interesse público e à revisão das condições gerais do contrato.

O Contrato de Concessão também estabelece que as tarifas sejam reajustadas anualmente no mês de julho e revisadas nos casos de criação, alteração ou extinção de tributos ou encargos legais, quando comprovado seus impactos. Os critérios e metodologias para reajuste e revisão das tarifas de energia elétrica são definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em regulamentação específica.

2. ATIVIDADES NÃO VINCULADAS À CONCESSÃO

A Companhia possui uma estação de piscicultura no município de Tio Hugo, cujo objetivo é a produção de alevinos e peixes a serem soltos nos reservatórios visando à manutenção e preservação da ictiofauna existente nos mesmos. Estas atividades não são relevantes para operação da Companhia.

3. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

3.1. Base de Preparação e Apresentação das Demonstrações Financeiras

As Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro *International Financial Reporting Standards* - 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.

As Demonstrações Financeiras Compreendem:

a) Demonstrações Financeiras Individuais

As Demonstrações Financeiras Individuais da Controladora foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil. Pelo fato de que as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicadas nas demonstrações financeiras individuais, a partir de 2014, não diferem do IFRS aplicável às demonstrações financeiras separadas, uma vez que ele passou a permitir a aplicação do método de equivalência patrimonial em controladas, coligadas e *joint ventures* nas demonstrações separadas, elas também estão em conformidade com as normas

internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards* - IFRS, emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB. Essas demonstrações individuais são divulgadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas.

b) Demonstrações Financeiras Consolidadas

As Demonstrações Financeiras Consolidadas, identificadas como “Consolidado”, estão apresentadas, simultaneamente, de acordo com as normas internacionais de contabilidade - *International Financial Reporting Standards* - IFRS emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB, e com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas práticas brasileiras incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugadas com os pronunciamentos, interpretações e orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM. E, quando aplicável, as regulamentações da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

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

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), individual e consolidada, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações contábeis.

3.1.1. Autorização e Emissão das Demonstrações Financeiras

A Administração da Companhia autorizou a emissão das Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas em 22/03/2018.

3.1.2. Base de Mensuração

As Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas foram elaboradas com base no custo histórico com exceção dos instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado, reconhecido no balanço patrimonial.

3.1.3. Moeda de Apresentação e Moeda Funcional

As Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas são apresentadas em Reais (R\$) que é a moeda funcional da Companhia. Todas as informações financeiras foram arredondadas para o milhar de real mais próximo, exceto quando indicado de outra forma. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores, logo os valores em milhares apresentados quando somados podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

3.1.4. Lucro Líquido por Ação

Não há diferença entre o lucro líquido por ação – básico e diluído – em virtude de não ter ocorrido emissão de ações com efeitos diluidores nos exercícios apresentados. Vide nota explicativa nº 27.

3.2. Uso de Estimativas

A preparação das Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a Administração realize estimativas para determinação e registro de certos ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações sobre suas Informações Trimestrais. Tais estimativas são feitas com base no princípio da continuidade e na experiência da Administração, e são suportadas pela melhor informação disponível na data da apresentação das demonstrações financeiras. As estimativas são revisadas quando novas informações se tornam disponíveis ou

quando as situações em que estavam baseadas se alterem. As estimativas podem vir a divergir para com o resultado real.

Os ativos intangíveis que são adquiridos pela Companhia e que têm vidas úteis finitas são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. Incluem basicamente softwares e direitos desta natureza.

A Amortização é calculada sobre o custo de um ativo, ou outro valor substituto do custo, deduzido do valor residual. A amortização é reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para os ativos intangíveis.

Transações e venda de energia elétrica na CCEE

A Companhia registra as compras e vendas efetuadas através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE de acordo com as informações disponibilizadas pela própria entidade. Nos meses em que as informações não são disponibilizadas em tempo hábil a Companhia estima o valor utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

Provisões para créditos de liquidação duvidosa

A Companhia registra provisão sobre contas a receber que a administração entende terem incerteza quanto ao seu recebimento. Está constituída por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Concessionárias e Permissionárias.

Passivos contingentes

As provisões para passivos contingentes, quando aplicável, são constituídas para os riscos com expectativa de perda provável, com base na avaliação da Administração e dos assessores jurídicos internos e externos da Companhia. Os valores provisionados são registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos das referidas contingências. Riscos contingentes com expectativa de perda possível são divulgados pela Administração, não sendo constituída provisão. Essa avaliação é suportada pelo julgamento da administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da administração e dos assessores jurídicos, bem como outros aspectos aplicáveis.

Planos de aposentadoria e benefícios pós-emprego

As obrigações atuariais registradas são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes com base na expectativa de vida do participante, idade média de aposentadoria e inflação. Contudo, os resultados reais futuros dos benefícios podem ser diferentes daqueles existentes e registrados contabilmente.

Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

Periodicamente a Companhia revisa as estimativas de lucro tributável, base para a análise de realização de ativos fiscais diferidos líquidos, considerando um estudo técnico de viabilidade. Entretanto, o lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas pela Administração quando da definição da necessidade de registrar ou não o montante do ativo fiscal diferido.

Ativo Financeiro da Concessão

O valor do Ativo Financeiro representa o valor dos serviços de construção e melhorias, que será recebido através da Receita Anual Permitida e compreendem o preço de aquisição dos materiais e serviços (acrescido de impostos não recuperáveis sobre a compra, depois de deduzidos os descontos comerciais e abatimentos) e quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar a infraestrutura a serviço da concessão no local e condição necessária para este ser capaz de funcionar da forma determinada no Contrato de Concessão, líquidos de amortização e acrescidos de atualização.

A amortização do Ativo Financeiro do contrato de concessão é estimada com base em premissa adotada pela Administração para segregar da Receita Anual Permitida o valor determinado para cobrir a remuneração e a reintegração dos investimentos realizados. A atualização do Ativo Financeiro é calculada com base na taxa interna de retorno (TIR), através do fluxo de caixa projetado ao longo do período da concessão.

Instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo

A Administração da Companhia utiliza como referência os preços de fechamento apurados na data de apresentação das Demonstrações Financeiras. A Administração da Companhia entende que os métodos utilizados são adequados para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros.

Vida útil do ativo imobilizado

A Administração da Companhia utiliza os critérios definidos na Resolução ANEEL 367, de 02 de junho de 2009, na determinação da vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado, limitado ao prazo de concessão.

3.3. Procedimento de Consolidação

As Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas contemplam as informações da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e das suas controladas a Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB, Ventos de Curupira S.A., Ventos de Povo Novo S.A. e Ventos de Vera Cruz S.A., sediadas no Brasil, cujas práticas contábeis estão consistentes com as adotadas pela CEEE-GT.

Empresas Controladas	% de Participação	
	31/12/2017	31/12/2016
1 - Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda - TESB	90,40%	90,40%
2 - Ventos de Curupira	99,99%	99,99%
3 - Ventos de Povo Novo	99,99%	99,99%
4 - Ventos de Vera Cruz	99,99%	99,99%

A consolidação das contas patrimoniais e de resultado ocorre pela soma dos saldos dos ativos, passivos, receitas e despesas, de acordo com as suas naturezas, ajustados pelas eliminações das transações realizadas com as empresas consolidadas.

A participação do acionista não controlador no patrimônio líquido e no lucro líquido da controlada, consolidada integralmente, está apresentada de forma segregada no balanço patrimonial e na demonstração de resultado consolidado, respectivamente, nas linhas denominadas “Participação de acionista não controlador” e “Lucro atribuído ao acionista não controlador”.

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS

As principais políticas contábeis descritas a seguir, foram aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nas demonstrações financeiras. São elas:

4.1. Ativos e Passivos Financeiros

4.1.1. Reconhecimento e Mensuração

A Companhia reconhece os instrumentos financeiros nas suas Demonstrações Financeiras somente quando ela se tornar parte das disposições contratuais do instrumento ou na data em que tiveram origem.

A Companhia desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando riscos ou benefícios ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação são transferidos.

4.1.2. Classificação

A Companhia classifica os ativos e passivos financeiros sob as seguintes categorias:

- I. Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos determináveis que não estão cotados em mercado ativo. Estes ativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, os empréstimos e recebíveis são medidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.

- II. Mantidos até o vencimento são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis com vencimentos definidos para os quais a Companhia tem a intenção positiva e a capacidade de manter até o vencimento. Os investimentos mantidos até o vencimento são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis. Após seu reconhecimento inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são mensurados pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.
- III. Mensurados ao valor justo por meio do resultado são instrumentos financeiros mantidos para negociação. Um ativo financeiro é classificado nessa categoria se foi adquirido, principalmente, para fins de venda a curto prazo. Ativos financeiros registrados pelo seu valor justo por meio do resultado são medidos pelo seu valor justo e mudanças no valor justo destes ativos, são reconhecidas no resultado do exercício.
- IV. Disponíveis para venda são ativos financeiros não derivativos, que são designados nessa categoria ou que não se classificam em nenhuma das categorias acima. Os ativos financeiros disponíveis para venda são registrados inicialmente pelo seu valor justo acrescido de qualquer custo de transação diretamente atribuível. Após o reconhecimento inicial, eles são medidos pelo valor justo e as mudanças, que não sejam perdas por redução ao valor recuperável, são reconhecidas em outros resultados abrangentes e apresentadas dentro do patrimônio líquido. Quando há a realização do ativo pela venda, o resultado acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado.

4.2. Caixa e Equivalentes de Caixa

Incluem os saldos de caixa, contas bancárias e investimentos de curto prazo com liquidez imediata e com baixo risco de variação no seu valor de mercado. As disponibilidades estão demonstradas pelo custo acrescido dos juros auferidos, por não apresentarem diferença significativa em relação ao seu valor de mercado.

Os investimentos que, a partir da data de sua aquisição, têm prazo de vencimento igual ou menor que três meses são registrados como equivalentes de caixa.

4.3. Aplicações Financeiras de Curto e Longo Prazo

As aplicações e certificados de depósitos bancários com vencimento superior a três meses a partir da data de sua aquisição são classificados na rubrica aplicações financeiras de curto prazo e os com prazo de vencimento superior a doze meses, que estão ao valor de custo ou de emissão, atualizado conforme disposições legais ou contratuais estão classificadas com aplicações financeiras de longo prazo.

4.4. Títulos Disponíveis para a Venda

Estão classificados como disponíveis para venda e são mensurados pelo seu valor justo. Os juros e correção monetária, contratados, são reconhecidos no resultado quando incorridos. As variações decorrentes de alterações no valor justo desses investimentos são reconhecidas em conta específica do patrimônio líquido, quando incorridas. Os ganhos e perdas registrados no patrimônio líquido são transferidos para o resultado no momento em que essas aplicações são realizadas em caixa ou quando há evidência de perda na sua realização.

4.5. Concessionárias e Permissionárias

Incluem os valores vencidos e a vencer referentes a suprimento de energia elétrica e encargos de uso da rede até a data das Demonstrações Financeiras, para Concessionárias e Permissionárias, apuradas pelo regime de competência, bem como as vendas de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, conforme informações disponibilizadas pela referida Câmara.

4.6. Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

Está constituída por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Concessionárias e Permissionárias.

Refere-se aos recebíveis faturados, até o encerramento das Demonstrações Financeiras, contabilizado com base no regime contábil de competência.

4.7. Estoques

Os estoques são avaliados pelo seu custo médio de aquisição, deduzido dos impostos recuperáveis e de perda estimada para ajustá-lo ao valor realizável líquido, quando este for menor que seu custo de aquisição.

Periodicamente a Companhia avalia seus itens de estoque quanto à sua obsolescência ou possível redução de valor. A quantia de qualquer redução dos estoques para o valor realizável líquido e todas as perdas de estoques, são reconhecidas como despesa do período em que a redução ou a perda ocorrerem.

4.8. Subvenção e Assistência Governamental

As subvenções governamentais, se recebidas, serão reconhecidas como receita ao longo do período, confrontadas com as despesas que pretende compensar em uma base sistemática.

4.9. Bens e Direitos Destinados a Alienação

Os bens e direitos destinados a alienação são classificados, como *mantidos para venda*, caso o seu valor contábil seja recuperado principalmente por meio de uma transação de venda e não através do uso contínuo. Essa condição é atendida somente quando a venda é provável e o ativo não circulante estiver disponível para venda imediata em sua condição atual. Os ativos não circulantes classificados como destinados à venda são mensurados pelo menor valor entre o contábil anteriormente registrado e o valor justo menos o custo de venda.

4.10. Ativo Financeiro da Concessão

O valor do Ativo Financeiro representa o valor dos serviços de construção e melhorias, que será recebido através da Receita Anual Permitida e compreendem o preço de aquisição dos materiais e serviços (acrescido de impostos não recuperáveis sobre a compra, depois de deduzidos os descontos comerciais e abatimentos) e quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar a infraestrutura a serviço da concessão no local e condição necessária para este ser capaz de funcionar da forma determinada no Contrato de Concessão, líquidos de amortização e acrescidos de atualização.

A amortização do Ativo Financeiro do contrato de concessão é estimada com base em premissa adotada pela Administração para segregar da Receita Anual Permitida o valor determinado para cobrir a remuneração e a reintegração dos investimentos realizados. A atualização do Ativo Financeiro é calculada com base na taxa interna de retorno (TIR), através do fluxo de caixa projetado ao longo do período da concessão.

O Contrato de Concessão estabelece que a Receita Anual Permitida – RAP, nome dado à remuneração pela prestação do serviço de transmissão, será reajustada anualmente no mês de julho e revisada a cada cinco anos. Além dos critérios para reajuste e revisão da receita, previstos em contrato, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabelecerá em regulamentação específica regras e metodologia para cálculo dessa revisão.

4.11. Investimentos

4.11.1. Investimentos em controladas

Os investimentos em controladas são aqueles cujas atividades operacionais e financeiras são conduzidas pela Companhia através de seus direitos de voto e quando a Companhia está exposta ou tem direito aos retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade e tem a capacidade de interferir nesses retornos devido ao poder que exerce sobre a entidade. Esses investimentos são avaliados pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras da controladora, e consolidados integralmente na Companhia

Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE GT para fins de apresentação das demonstrações financeiras consolidadas.

4.11.2. Investimentos em coligadas

Uma coligada é uma entidade sobre a qual a Companhia possui influência significativa e que não se configura como uma controlada nem uma participação em um empreendimento sob controle comum (*joint venture*). A influência significativa supostamente ocorre quando a Companhia, direta ou indiretamente, mantém entre 20 e 50 por cento do capital votante de outra entidade e/ou tem o poder de participar nas decisões sobre as políticas financeiras e operacionais da investida, sem exercer controle individual ou conjunto sobre essas políticas.

Os investimentos em coligadas são contabilizados por meio do método de equivalência patrimonial e são reconhecidos inicialmente pelo custo e em seguida ajustados para fins de reconhecimento da participação da Companhia no lucro ou prejuízo e outros resultados abrangentes da coligada.

Quando a parcela de participação da Companhia nos prejuízos de uma companhia investida cujo patrimônio líquido tenha sido contabilizado exceda a sua participação acionária nessa companhia registrada por equivalência patrimonial, o valor contábil daquela participação acionária, incluindo quaisquer investimentos de longo prazo, é reduzido a zero.

4.11.3. Ágio pago por expectativa de rentabilidade futura em participações em Coligadas - goodwill

O ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*) deve estar contido no saldo contábil do investimento a ser apresentado no balanço da entidade investidora, registrado dentro do subgrupo investimento no ativo não circulante, sendo testado anualmente (ou com mais frequência caso existam evidências para tal) frente ao valor recuperável.

4.12. Imobilizado

Os itens do imobilizado são mensurados pelo custo histórico de aquisição ou construção, deduzido de depreciação acumulada e perdas de redução ao valor recuperável (*impairment*) acumulada. O custo inclui gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. O custo de ativos construídos pela própria entidade inclui o custo de materiais e mão de obra direta, quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e condições necessárias para que esses sejam capazes de operar da forma pretendida pela administração, os custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estão localizados e custos de empréstimos.

O custo de reposição de um componente do imobilizado é reconhecido no valor contábil do item, caso seja provável que os benefícios econômicos incorporados dentro do componente irão fluir para a Companhia e que o seu custo pode ser medido de forma confiável. O valor contábil do componente que tenha sido repostado por outro é baixado. Os custos de manutenção no dia-a-dia do imobilizado são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

A depreciação é reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, para cada parte de um item do imobilizado, já que esse método é aceito, como o que mais perto reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo.

4.13. Intangível

Os ativos intangíveis que são adquiridos pela Companhia e que têm vidas úteis finitas são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. Incluem basicamente softwares e direitos desta natureza.

Os gastos subsequentes são capitalizados somente quando eles aumentam os futuros benefícios econômicos incorporados no ativo específico aos quais se relacionam. Todos os outros gastos são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

A Amortização é calculada sobre o custo de um ativo, ou outro valor substituto do custo, deduzido do valor residual. A amortização é reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para os ativos intangíveis, que não ágio, a partir da data em que estes estão disponíveis para uso.

4.14. Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, e dos Municípios, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de transmissão. Ao final da concessão o valor das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro da Concessão.

4.15. Redução ao Valor Recuperável de Ativos (*impairment*)

4.15.1. Ativos Financeiros

A Companhia avalia anualmente se existem evidências que possam indicar deterioração ou perda do valor recuperável dos seus Ativos Financeiros. Sendo tais evidências identificadas, o valor recuperável dos ativos é estimado e, se o valor contábil exceder o valor recuperável, o valor contábil do 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. Quando um ativo financeiro classificado como disponível para venda é considerado irrecuperável, os ganhos e as perdas acumulados reconhecidos em outros resultados abrangentes são reclassificados para o resultado.

4.15.2. Ativos Não Financeiros

A Companhia avalia anualmente se existem evidências que possam indicar deterioração ou perda do valor recuperável dos seus Ativos Não Financeiros. Sendo tais evidências identificadas, o valor recuperável dos ativos é estimado e, se o valor contábil exceder o valor recuperável, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil ao valor recuperável. Essas perdas serão lançadas ao resultado do exercício quando identificadas.

O valor contábil de um ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor líquido de venda. Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto antes dos impostos que reflita o custo médio ponderado de capital para a indústria em que opera a unidade geradora de caixa. O valor líquido de venda é determinado, sempre que possível, com base em contrato de venda firme em uma transação em bases comutativas, entre partes conhecedoras e interessadas, ajustado por despesas atribuíveis à venda do ativo, ou, quando não há contrato de venda firme, com base no preço de mercado de um mercado ativo, ou no preço da transação mais recente com ativos semelhantes.

4.16. Arrendamento Mercantil

Os arrendamentos mercantis são segregados entre os operacionais e os financeiros. Quando o arrendamento é classificado como financeiro, ou seja, seus riscos e benefícios são transferidos para Companhia, este é reconhecido como um ativo e mensurado inicialmente pelo seu valor justo ou pelo valor presente dos pagamentos mínimos, entre eles o menor, e depreciados normalmente. O passivo subjacente é amortizado utilizando a taxa efetiva de juros.

4.17. Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

Estão atualizados pela variação monetária e/ou cambial, juros e encargos financeiros, determinados em cada contrato, incorridos até a data de encerramento do balanço. Os custos de transação estão deduzidos dos empréstimos e financiamentos correspondentes. Esses ajustes são apropriados ao resultado pela taxa efetiva de juros do período em despesas financeiras.

4.18. Valor Justo

- I. Empréstimos, Recebíveis e Outros Créditos: é estimado como o valor presente de fluxos de caixa futuros, descontado pela taxa de mercado dos juros apurados na data de apresentação. A Companhia entende que os valores contábeis na data de transição dos recebíveis de contratos de concessão de serviços representam a melhor estimativa do seu valor justo. Esse valor justo é determinado para fins de divulgação.
- II. Ativo Imobilizado: é baseado na abordagem de mercado e nas abordagens de custos através de preços de mercado cotados para itens semelhantes, quando disponíveis, e custo de reposição quando apropriado. Os valores justos do imobilizado referente à infraestrutura de geração vinculada a uma concessão são limitados aos valores de recuperação admitidos pelo Órgão Regulador.
- III. Outros Ativos e Passivos Financeiros: o valor justo de ativos e passivos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado, investimentos mantidos até o vencimento e ativos financeiros disponíveis para venda é apurado por referência aos seus preços de fechamento apurado na data de apresentação das Demonstrações Financeiras. O valor justo de investimentos mantidos até o vencimento é apurado somente para fins de divulgação.

4.19. Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias

Provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente, legal ou não formalizada, como resultado de um evento passado, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável sendo provável uma saída de recursos. O montante da provisão reconhecida é a melhor estimativa da Administração e dos assessores legais, baseados em pareceres jurídicos sobre os processos existentes e do desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço.

Quando a provisão envolve uma grande população, a obrigação é estimada ponderando todos os possíveis desfechos pelas suas probabilidades associadas. Para uma obrigação única, a mensuração se baseia no desfecho mais provável.

4.20. Outros Ativos e Passivos

Os outros ativos e passivos sujeitos à variação monetária ou cambial por força de legislação ou cláusulas contratuais estão corrigidos com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores atualizados até a data das Demonstrações Financeiras. Os demais estão apresentados pelos valores incorridos na data de formação, sendo os ativos reduzidos de provisão para perdas, quando aplicável.

4.21. Imposto de Renda e Contribuição Social

Os impostos e contribuições corrente e diferidos são determinados com base nas alíquotas vigentes na data do balanço e, que devem ser aplicadas quando forem realizados ou quando forem liquidados.

A administração avalia, periodicamente, as posições assumidas pelo Grupo nas apurações de impostos sobre a renda com relação às situações em que a regulamentação fiscal aplicável dá margem a interpretações; e estabelece provisões, quando apropriado, com base nos valores estimados de pagamento às autoridades fiscais.

Os impostos e contribuições diferidos passivos são reconhecidos sobre as diferenças temporárias entre as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas demonstrações financeiras.

Impostos e contribuições diferidos ativos são reconhecidos na extensão em que seja provável que o lucro futuro tributável esteja disponível para ser utilizado na compensação das diferenças temporárias, com base em projeções de resultados futuros elaboradas e fundamentadas em premissas internas e em cenários econômicos futuros que podem, portanto, sofrer alterações.

O imposto de renda e a contribuição social corrente são apresentados líquidos, por entidade contribuinte, no passivo quando houver montantes a pagar, ou no ativo quando os montantes antecipadamente pagos excedem o total devido na data do relatório. Os impostos de renda diferidos ativos e passivos são apresentados pelo líquido no balanço quando há o direito legal e a intenção de compensá-los quando da apuração dos tributos correntes, em geral relacionado com a mesma entidade legal e mesma autoridade fiscal. Dessa forma,

impostos diferidos ativos e passivos em diferentes entidades ou em diferentes países, em geral são apresentados em separado, e não pelo líquido.”

4.22. Provisão para Benefícios a Empregados

As obrigações futuras, estimadas anualmente com base na avaliação atuarial elaborada por atuário independente, são registradas para cobrir os gastos com os planos de previdência complementar dos empregados, assim como de complementação de aposentadoria incentivada e dos empregados aposentados denominados ex-autárquicos.

A avaliação atuarial é elaborada com base em premissas e projeções de taxas de juros, inflação, aumentos dos benefícios, expectativa de vida, etc. As premissas utilizadas na avaliação atuarial são revisadas e atualizadas ao final de cada exercício ou quando ocorrerem eventos relevantes que requeiram uma nova avaliação.

O valor presente das obrigações de benefício definido é estabelecido separadamente para cada plano, utilizando o método do crédito unitário projetado e o ativo ou passivo do plano de benefício definido reconhecido nas demonstrações contábeis corresponde ao valor presente da obrigação pelo benefício definido (utilizando uma taxa de desconto com base em títulos de longo prazo do Governo Federal), menos o valor justo dos ativos do plano, quando houver.

A Companhia possui dois planos administrados por uma entidade fechada de previdência complementar (Fundação CEEE de Seguridade Social – ELETROCEEE) e os ativos destes planos não estão disponíveis à Companhia ou aos seus credores.

A partir do exercício de 2013, como consequência da aplicação do Pronunciamento Técnico CPC 33(R1) recepcionado pela Deliberação CVM nº 695 de 13/12/2012, os ganhos ou perdas atuariais são reconhecidos integralmente como ativos ou passivos atuariais no mesmo exercício em que ocorrem tendo como contrapartida o patrimônio líquido da Companhia.

4.23. Registro de Compra e Venda de Energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

As compras (custo de energia comprada) e as vendas (receita de suprimento) são registradas pelo regime de competência de acordo com as informações divulgadas pela CCEE, entidade responsável pela apuração das operações de compra e venda de energia. Nos meses em que essas informações não são disponibilizadas em tempo hábil, os valores são estimados pela Administração da Companhia, utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

4.24. Reconhecimento da Receita

4.24.1. Receita da Geração

A receita do segmento de Geração é reconhecida mensalmente pelo faturamento dos contratos firmados tanto em ambiente regulado como em ambiente livre, os quais são pactuados através de leilões de energia e prevêem o fornecimento de uma determinada quantidade de energia em megawatt-hora por um determinado período de tempo, geralmente por vários períodos de um ano. Os valores a serem faturados mensalmente são pré-estabelecidos nos contratos, sendo que no ambiente regulado, as variações de demanda e fornecimento são acompanhadas e ajustadas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Já no ambiente livre, as oscilações ocorridas nas quantidades de energia demandadas ou fornecidas são acordadas entre as partes do contrato, considerando os devidos ajustes no faturamento mensal. Conforme a Medida Provisória 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2012, Resolução Homologatória ANEEL nº 1408/2012 e Resolução Homologatória ANEEL nº 1410/2012, a receita do segmento de Geração é reconhecida por cotas de energia das usinas com concessão renovadas, através de RAG – Receita Anual de Geração.

4.24.2. Receita da Transmissão

No segmento de Transmissão o reconhecimento da receita é efetuado mediante critério de rateio realizado, mensalmente, pelo Operador Nacional do Sistema- ONS. Este rateio considera as instalações de todas as Transmissoras como um grande condomínio, onde os ativos (instalações) são remunerados através do número de acessantes à rede básica (RBSE) e às demais instalações da transmissão (DITs). O faturamento também é

influenciado pelo cálculo da Receita Anual Permitida – RAP, homologada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para as instalações autorizadas e ou licitadas que se encontram em operação pela CEEE GT. A RAP tem como princípio, recuperar o capital investido pela Companhia na construção das instalações, bem como cobrir os seus custos de operação e manutenção.

4.24.2.1. Receita de Construção

A Companhia reconhece a receita de construção referente aos serviços de construções e melhorias previstos no contrato de concessão com base no estágio de conclusão das obras realizadas, o qual é avaliado pela referência do levantamento dos trabalhos realizados, ou, quando não puder ser medido de maneira confiável, até o limite dos custos reconhecidos na condição em que os custos incorridos possam ser recuperados.

4.24.2.2. Receita Financeira

A receita financeira referente à atualização dos recebíveis de contratos de concessão é reconhecida com base no método da taxa efetiva de juros.

4.25. Despesa Financeira

Contempla encargos de dívidas, variações monetárias de empréstimos e financiamentos, atualização monetária de autos de infração e outras despesas financeiras. O custo dos empréstimos, quando não capitalizados são reconhecidos no resultado com base no método da taxa efetiva de juros.

4.26. Distribuição de Dividendos

Os dividendos são registrados quando aprovados pela Assembleia Geral de Acionistas. O Estatuto Social prevê o pagamento de, no mínimo, 50% do lucro anual da Companhia. Portanto, no encerramento do exercício, quando aplicável, é constituída provisão para pagamento de dividendo mínimo no passivo e o que exceder ao dividendo mínimo obrigatório em conta específica dentro do Patrimônio Líquido, de acordo com o estabelecido no CPC 25 e ICPC 08.

4.27. Transações com Partes Relacionadas

As operações com partes relacionadas têm regras específicas para cada tipo de transação e são realizadas em condições e prazos firmados entre as partes. Os detalhes dessas operações estão descritos na nota explicativa nº 35.

4.28. Informações por Segmento

As informações por segmentos operacionais evidenciam as atividades de negócio dos quais podem obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes do mesmo Grupo, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelo principal responsável pela tomada de decisões operacionais da Companhia.

A Companhia, considerando a natureza de suas operações, conclui que possui os segmentos de geração e transmissão de energia elétrica.

4.29 Questões Ambientais

A Companhia capitaliza gastos referentes a demandas ambientais correspondentes aos estudos de impacto do meio ambiente, exigidos pelos órgãos públicos competentes, para obtenção das licenças que permitirão a construção e instalação de novos empreendimentos, além daqueles referentes as compensações que devem ser realizados para executar o projeto, visando reparar, atenuar ou evitar danos ao meio ambiente onde será realizado o empreendimento. Os gastos relacionados a questões ambientais posteriores a entrada em operação do empreendimento são registrados como resultado do exercício em que ocorreram.

Os projetos para construção e instalação de novos empreendimentos são identificados e monitorados pelos órgãos ambientais fiscalizadores, tais como Instituto Brasileiro do Meio Ambiente – IBAMA, Fundação Estadual de Proteção Ambiental - FEPAM, Secretaria Municipal do Meio Ambiente – SEMA e ONGs.

4.30. Demonstração do Resultado

A Demonstração do Resultado encontra-se apresentada pela função das receitas e despesas operacionais.

4.31. Novas normas e interpretações ainda sem impacto

Novas instruções e pronunciamentos passam a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2018, sendo que a Companhia não realizou sua adoção no âmbito das demonstrações financeiras aqui apresentadas e não planeja adotá-las de forma antecipada. Entretanto, realizou diagnóstico para identificar o reflexo desta adoção nas suas demonstrações financeiras para o exercício de 2018, sendo abordados no estudo os seguintes instrumentos normativos:

4.31.1 IFRS 9 Financial Instruments (CPC 48 Instrumentos Financeiros)

Este normativo traz uma nova abordagem sobre a classificação, reconhecimento, mensuração e provisão para perdas esperadas em ativos e passivos financeiros. Anteriormente, esta abordagem era tratada no CPC38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração.

Em uma avaliação sobre a forma de reconhecimento e provisão para perdas de seus ativos financeiros, a Companhia não encontrou impactos quanto à aplicação do novo pronunciamento técnico e demonstra a seguir o detalhamento desta análise.

a.) Da redução ao valor recuperável (*impairment*) de ativos financeiros e contratuais

O novo pronunciamento traz um modelo de reconhecimento de perdas que toma como base qualquer perspectiva de aumento no risco de crédito em fluxo de caixa esperado desde o seu reconhecimento inicial, deixando para traz o antigo modelo de reconhecimento por perdas incorridas. Este novo modelo estabelece que as perdas serão mensuradas reconhecidas a partir da seguinte análise da administração:

- a) Perdas de crédito esperadas para 12 meses, ou seja, sinalização de perdas de crédito que resultam em eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data base; e
- b) Perdas de crédito esperadas para a vida inteira do ativo financeiro ou contratual, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro.

b.) Ativos financeiros e contratuais

A Companhia, a partir da análise de conteúdo dos seus contratos, assim como no seu histórico de inadimplência, entende que não haverá impactos relevantes pelo reconhecimento de perdas a partir de janeiro de 2018. As carteiras de contratos avaliados são as seguintes:

c.) Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST)

A Companhia avaliou as características desta carteira de contratos e conclui que, devido a existência de constituição de garantias, o risco de crédito que possa prejudicar o fluxo de caixa esperado para a essa carteira é praticamente nulo. A Companhia também construiu uma matriz histórica sobre a inadimplência para o período de dezembro de 2016 até dezembro de 2017 e constatou que o índice médio de atrasos no pagamento das faturas é irrelevante, não justificando qualquer registro de perdas por risco de crédito. Desta forma, a Companhia entende que não haverá impactos pela adoção da nova norma em suas demonstrações financeiras a partir de janeiro de 2018.

d.) Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT)

A Companhia também construí uma matriz histórica sobre a inadimplência para o período de dezembro de 2016 até dezembro de 2017 e constatou que o índice médio de atrasos no pagamento das faturas é irrelevante, não justificando qualquer registro de perdas por risco de crédito. Desta forma, a Companhia entende que não haverá impactos pela adoção da nova norma em suas demonstrações financeiras a partir de janeiro de 2018.

e.) Contratos de operação e manutenção (O&M)

A Companhia construí uma matriz histórica sobre a inadimplência para o período de dezembro de 2016 até dezembro de 2017 e constatou que o índice médio de atrasos no pagamento das faturas é irrelevante, não justificando qualquer registro de perdas por risco de crédito. Desta forma, a Companhia entende que não haverá impactos pela adoção da nova norma em suas demonstrações financeiras a partir de janeiro de 2018.

f.) Contratos de Compra de Energia em Ambiente Regulado (CCAR) e Ambiente Livre (CCAL)

A Companhia avaliou as características desta carteira de contratos e conclui que, devido a existência de constituição de garantias, o risco de crédito que possa prejudicar o fluxo de caixa esperado para a essa carteira é praticamente nulo. A Companhia também construí uma matriz histórica sobre a inadimplência para o período de dezembro de 2016 até dezembro de 2017 e constatou que o índice médio de atrasos no pagamento das faturas é irrelevante, não justificando qualquer registro de perdas por risco de crédito. Desta forma, a Companhia entende que não haverá impactos pela adoção da nova norma em suas demonstrações financeiras a partir de janeiro de 2018.

g.) Outros ativos financeiros

A Companhia também realiza teste de valor recuperável em outros ativos financeiros, como aqueles relacionados ao contrato de concessão, a fim de garantir que o valor apresentado nessa demonstração financeira reflita o seu valor justo, devidamente testado quanto à sua recuperabilidade, por meio de um fluxo de caixa descontado a valor presente, estando em linha com as determinações do Pronunciamento Técnico CPC 01.

h.) Passivos financeiros

O novo pronunciamento técnico CPC 48 também contempla os passivos financeiros, mantendo em grande parte as orientações contidas na norma anterior, IAS 39 / CPC 38, os quais revelam:

Um ativo ou passivo financeiro mensurado ao valor justo por meio do resultado deve satisfazer as seguintes condições:

(a) é classificado como mantido para negociação. Um ativo ou passivo financeiro é classificado como mantido para negociação se é:

(i) adquirido ou originado principalmente com a finalidade de venda ou de recompra no curto prazo;

(ii) parte de uma carteira de instrumentos financeiros identificados que são gerenciados em conjunto e para os quais existe evidência de padrão recente de realização de lucros a curto prazo; ou

(iii) derivativo (exceto no caso de derivativo que é um contrato de garantia financeira ou instrumento de hedge designado pela entidade e efetivo tratado nos itens 47 a 58).

(b) é designado pela entidade, no reconhecimento inicial, como mensurado ao valor justo por meio do resultado. A entidade pode utilizar essa designação para ativos que contêm derivativos embutidos ou quando a utilização resultar na divulgação de informação contábil mais relevante, em função de:

(i) eliminar ou reduzir significativamente inconsistências de mensuração ou reconhecimento que ocorreriam em virtude da avaliação de ativos e passivos ou do reconhecimento de seus ganhos e perdas em bases diferentes;

(ii) o valor justo, para um grupo de ativos financeiros, passivos financeiros ou ambos, ser utilizado como base para gerenciamento e avaliação de performance - conforme estratégia de investimento ou gerenciamento de risco de mercado documentada - e como base para envio de informações para a alta administração. Os investimentos em títulos patrimoniais que não possuem cotação de preço em mercado ativo, e cujo valor justo não pode ser confiavelmente mensurado, não devem ser registrados pelo valor justo por meio do resultado.

A Companhia possui passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado para seus contratos de empréstimos e financiamentos e não contrata operações de hedge para mitigação do risco cambial.

Divulgações

O Pronunciamento CPC48 demandará adequações nas novas divulgações, assim como no ambiente de controle interno no que se refere à geração das informações pelos sistemas de informática para mensuração dos valores, principalmente, em se tratando do reconhecimento dos riscos de crédito esperados nos fluxos de caixa para os ativos contratuais. A Companhia, através de seu diagnóstico de adoção da nova norma, identificou todas as informações necessárias para revelar o impacto esperado para janeiro de 2018, entretanto, continua a realizar aprimoramentos para elevar seu grau de sucesso quanto aos índices das premissas estabelecidas.

Transição

Aplicando a dispensa que lhe permite, a Companhia não irá reapresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros. As diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção da Norma IFRS 9 / CPC 48, serão reconhecidas nos lucros/prejuízos acumulados e reservas a partir de 1º de janeiro de 2018, data de vigência inicial da Norma.

4.31.2. IFRS 15 Revenue from Contracts with Customers (CPC 47 Receita de Contratos com Clientes).

A nova Norma IFRS 15 / CPC 47 tem como princípio básico determinar quando uma receita deve ser reconhecida e como deve ser mensurada. Esta nova abordagem traz também a exigência do reconhecimento de receita pelo valor líquido das obrigações de desempenho que a entidade assumi ao longo do contrato. O CPC 47 substitui as atuais normas para o reconhecimento de receitas, incluindo o CPC 30 (IAS 18), Receitas, CPC 17 (IAS 11) Contratos de Construção e a CPC 30 Interpretação A, Programas de Fidelidade com o Cliente (IFRIC 13).

Este pronunciamento especifica a contabilização de contrato individual com o cliente. Contudo, como expediente prático, a entidade pode aplicar este pronunciamento a uma carteira de contratos (ou de obrigações de desempenho) com características similares, se essa entidade, razoavelmente, esperar que os efeitos sobre as demonstrações contábeis da aplicação deste pronunciamento à carteira não difiram, significativamente, da aplicação deste pronunciamento aos contratos (ou obrigações de desempenho) individuais dentro dessa carteira. Ao contabilizar a carteira, a entidade deve utilizar estimativas e premissas que reflitam o tamanho e a composição da carteira.

Contrato é um acordo entre duas ou mais partes que cria direitos e obrigações exigíveis. A exigibilidade dos direitos e obrigações em contrato é matéria legal. Contratos podem ser escritos, verbais ou sugeridos pelas práticas usuais de negócios da entidade. A entidade deve considerar essas práticas e processos ao determinar se e quando um acordo com o cliente cria direitos e obrigações exigíveis.

A Companhia realizou estudo sobre as características de todas as suas carteiras de contratos com a finalidade de identificar qualquer impacto em suas demonstrações financeiras, a partir de janeiro de 2018, produzidos pela adoção da nova Norma IFRS15 / CPC47.

Apresenta-se a seguir o resultado desta análise mediante avaliação das cinco etapas que devem ser atendidas para o reconhecimento da receita, segundo a nova Norma, sendo elas: Identificar o contrato com o cliente; Identificar as obrigações de desempenho do contrato; Determinar o preço da transação; Alocar o preço da transação; e Reconhecer a receita quando (ou à medida que) a obrigação de desempenho é satisfeita / alcançada.

a.) Contratos Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão – CPST

Contrato identificado entre as partes; obrigação de desempenho é a disponibilização das instalações; preço fixo mediante RAP anual homologada pela ANEEL; e a receita é reconhecida ao longo do tempo mediante satisfação da obrigação de desempenho.

b.) Contratos Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT

Contrato identificado entre as partes; obrigação de desempenho é a disponibilização das instalações para acesso ao SIN; preço fixo mediante valor contratual; e a receita é reconhecida ao longo do tempo mediante satisfação da obrigação de desempenho.

c.) Contratos de Operação e Manutenção - O&M

Contrato identificado entre as partes; obrigação de desempenho é a conclusão da prestação do serviço; preço fixo mediante valor contratual; e a receita é reconhecida ao longo do tempo mediante satisfação da obrigação de desempenho.

d.) Contratos de Venda de Energia – CCAR e CCAL

Contrato identificado entre as partes; obrigação de desempenho é a entrega da energia; preço fixo mediante valor contratual; e a receita é reconhecida ao longo do tempo mediante satisfação da obrigação de desempenho.

Divulgações

O Pronunciamento CPC47 demandará adequações nas novas divulgações, assim como no ambiente de controle interno no que se refere à geração das informações pelos sistemas de informática para mensuração dos valores. A Companhia, através de seu diagnóstico de adoção da nova norma, identificou todas as informações necessárias para revelar o impacto esperado para janeiro de 2018.

Transição

Aplicando a dispensa que lhe permite, a Companhia não irá reapresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros. As diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção da Norma IFRS 15 / CPC 47, serão reconhecidas nos lucros/prejuízos acumulados e reservas a partir de 1º de janeiro de 2018, data de vigência inicial da Norma.

5. CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	Nota	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE	Explicativa				
Número Disponível	5.1	2.080	1.312	4.981	5.056
Aplicações Financ. de Liq. Imediata - SIAC/BANRISUL	5.2	279.496	32.534	280.352	32.598
Total de Caixa e Equivalentes de Caixa		281.576	33.846	285.333	37.654
NÃO CIRCULANTE					
Fundo Bradesco Empresas		9	9	9	9
Total de Aplicações Financeiras de Longo Prazo		9	9	9	9

5.1. Numerário Disponível

O valor de R\$2.080 (R\$1.312 em 31 de dezembro de 2016) refere-se a recursos depositados em instituições bancárias.

5.2. Aplicações Financeiras

O valor de R\$279.496 (R\$32.534 em 31 de dezembro de 2016) registrado no ativo circulante refere-se a aplicação no Sistema Integrado de Administração de Caixa - SIAC/BANRISUL instituído pelo Decreto Estadual nº33.959, de 31 de maio de 1991, remunerado pela taxa SELIC OVER, com liquidez imediata.

6. CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Suprimento de Energia	22.946	23.668	22.946	23.754
Encargos de uso da Rede	104.093	45.433	104.520	45.433
Energia de Curto Prazo - CCEE	73.367	30.467	73.367	30.467
Títulos de Crédito a Rebeber	463	458	463	458
Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa	(10.615)	(6.013)	(10.615)	(6.013)
	190.254	94.013	190.681	94.099

6.1. Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

O valor de R\$10.615 (R\$6.013 em 31 de dezembro de 2016) refere-se à provisão de recebíveis relativos a valores de concessionárias, permissionárias diversas e consumidores livres vencidos há mais de três meses.

	CONTROLADORA/CONSOLIDADO		31/12/2017
	31/12/2016	ADIÇÕES EXCLUSÕES	
Suprimento de Energia	1.986	- (384)	1.602
Encargos de uso da Rede	4.027	4.986 -	9.013
	6.013	4.986 (384)	10.615

7. TRIBUTOS A RECUPERAR

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE				
PIS/COFINS a Compensar	565	151	565	151
INSS a Compensar	1.155	358	1.155	358
IRPJ e CSLL a Compensar	49.681	8.313	49.681	8.313
Outros Créditos a Compensar	4.073	103	4.191	202
	55.474	8.925	55.592	9.024
NÃO CIRCULANTE				
PIS/COFINS a Compensar	2	2	2	2
INSS a Compensar	-	605	-	605
IRPJ e CSLL a Compensar	1	1	1	1
Outros Créditos a Compensar	2	2	2	2
	5	610	5	610

8. ESTOQUES

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Estoque de Operação	16.489	8.574	16.489	8.574
(-) Provisão para Perdas	(482)	(482)	(482)	(482)
	16.007	8.092	16.007	8.092

Os saldos de estoques referem-se a materiais destinados à manutenção das operações, em processo de classificação, resíduos e sucatas e destinados à alienação, todos valorados a preço médio e deduzidos das provisões para perdas.

9. OUTROS CRÉDITOS A RECEBER

Os saldos compõem-se de:

		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE	Nota				
	Explicativa				
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	9.1	7.175	5.569	7.175	5.569
Adiantamento a Fornecedores/Empregados.....		1.810	3.575	1.810	3.575
Aluguel de Postes e Serviços Prestados		9.617	4.245	9.617	4.245
Cedência de Funcionários	35	236	377	236	377
Conta Gráfica	9.2	5.802	9.318	5.802	9.318
Dividendos a Receber.....	9.3	20.886	22.143	20.886	22.124
Custos a Reembolsar.....	9.4	20.601	18.757	10.985	18.757
Outros Devedores		7.841	674	8.226	1.368
		73.968	64.658	64.737	65.333
NÃO CIRCULANTE					
Mútuo CEEE-D	9.5	70.959	355.276	70.959	355.276
Outros		4.164	4.450	44.048	28.677
		75.123	359.726	115.007	383.953

9.1. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

O valor de R\$7.175 (R\$5.569 em 31 de dezembro de 2016) refere-se a projetos de Pesquisa e Desenvolvimento destinados à capacitação e desenvolvimento tecnológico da Companhia, visando à geração de novos processos ou produtos, bem como o aprimoramento de suas características.

9.2. Conta Gráfica

O valor de R\$5.802 (R\$9.318 em 31 de dezembro de 2016) refere-se aos saldos de contratos de compartilhamento das atividades de Tecnologia da Informação e de atividades de Telecomunicações entre a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D.

9.3. Dividendos a Receber

O valor de R\$20.886 (R\$22.143 em 31 de dezembro de 2016) refere-se a dividendos declarados pelas investidas, compostos da seguinte forma: Ceran R\$8.132, Chapecoense R\$5.785, Etau R\$147, Complexo Eólico Povo Novo R\$17, Enerfin R\$3.973 e Enercan R\$2.832.

9.4. Custos a Reembolsar

O valor de R\$20.601 (R\$18.757 em 31 de dezembro de 2016) refere-se, principalmente, aos contratos de prestação de serviços de operação e manutenção, não faturados, com as investidas Povo Novo e TESB.

9.5. Mútuo CEEE-D

Em 21 de maio de 2014, através do Despacho nº 1.585, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu a operação de mútuo entre a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT (mutuante) e a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D (mutuária) no valor de até R\$150.000 (cento e cinquenta milhões de reais) com regramento contratual de devolução em 24 (vinte e quatro) meses. O Contrato de Mútuo entre as partes foi celebrado em 29 de maio de 2014.

Em 11 de dezembro, através do Despacho nº 4.790, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu o primeiro aditivo ao contrato alterando o valor para R\$300.000 (trezentos milhões de reais) e mantendo o prazo de 24 (vinte e quatro) meses, cujo objeto foi a alteração de sua Cláusula Primeira. Através do Despacho 1.384 de 25 de maio de 2016, a ANEEL anuiu o contrato de mútuo com prazo de vigência de até 24 (vinte e quatro) meses, para refinanciamento do mútuo anterior, no montante de R\$335.212 (trezentos e trinta e cinco milhões duzentos e doze mil).

Em 28 de setembro de 2017, através do Despacho 3.331, a ANEEL anuiu a celebração de Termo de Dação de Imóvel em Pagamento e Quitação Parcial do Contrato de Mútuo com a transferência de propriedade da fração ideal de 73,45% do imóvel onde está localizado o Centro Administrativo Engenheiro Noé de Melo Freitas, CAENMF, pertencente a CEEE D, permitindo amortizar R\$293.869 (duzentos e noventa e três milhões, oitocentos e sessenta e nove mil reais) do Contrato de Mútuo. O referido Termo de Dação em Pagamento foi assinado em 23 de outubro de 2017.

O saldo do contrato de Mútuo corrigido mensalmente pela CDI, perfaz o montante de R\$70.959.

Data do Evento	Histórico	Valor
25/05/2016	Contrato Repactuado	335.212
31/12/2017	Parcelas Pagas até 31/12/2017	(315.408)
31/12/2017	Atualização até 31/12/2017	51.155
	Saldo a Pagar	70.959
NÃO CIRCULANTE		70.959
Total		70.959

10. INVESTIMENTOS EM TÍTULOS DO GOVERNO

10.1. Descrição

O saldo de R\$135.585 (R\$126.818 em 31 de dezembro de 2016) refere-se à liquidação judicial do processo Nº 2006.71.00.047783-2 – Conta de Resultados a Compensar – CRC, originado da ação ordinária nº 93.00.02153-2, cuja decisão favorável do Superior Tribunal de Justiça – STJ (RESP nº 435.948-RS) proferida em 2005, transitou em julgado no ano de 2009 junto ao Supremo Tribunal Federal – STF.

Em 26 de janeiro de 2012 a Companhia firmou um Termo de Acordo com a União, homologado judicialmente em 31 de janeiro de 2012, liquidando uma lide que perdurou aproximadamente 20 anos. O acordo foi firmado junto a Advocacia Geral da União - AGU, com autorização do Ministério de Minas e Energia - MME e do Ministério da Fazenda, assim como, com a efetiva participação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, da Secretaria do Tesouro Nacional – STN, da Receita Federal do Brasil – RFB, da Procuradoria Geral da Fazenda Nacional – PGFN e da Eletrobrás.

Nesse contexto a Companhia obteve um valor a receber de R\$ 1.209.304 inerente à Conta de Resultados a Compensar apurado na data base de 27 de dezembro de 2011, sendo que desse montante foram compensados de forma direta com a União, débitos da Companhia junto a Receita Federal do Brasil – RFB e junto a Secretaria do Tesouro Nacional – STN que totalizavam o montante de R\$55.673. Assim, o valor líquido dos créditos da CRC a receber na data base de 31 de dezembro de 2011 ficou em R\$1.153.631, os quais foram pagos pela União em três parcelas (tranches), mediante a emissão de Notas do Tesouro Nacional, Série B – NTN-B, com as seguintes características:

- I. Data-base: 15 de julho de 2000;
- II. Valor Nominal na data-base: R\$ 1.000,00 (Um mil reais);
- III. Modalidade: nominativa e negociável;
- IV. Atualização do valor nominal: IPCA do mês anterior;
- V. Juros remuneratórios: 6% a.a
- VI. Pagamento do principal e juros:
 - Principal – em parcela única na data de vencimento do título;
 - Juros – semestralmente, no dia 15 dos meses de maio e novembro, com ajuste do prazo no primeiro período de fluência.

Em 09/02/2012, 18/12/2012 e 17/12/2013 a Secretaria do Tesouro Nacional transferiu a primeira, a segunda e a terceira tranche para a Companhia no valor de R\$451.310, de R\$459.759 e de R\$365.370, correspondentes a 197.135, 160.231 e 160.231 NTN-B, respectivamente.

10.2. Classificação

Em 31 de dezembro de 2011, a Companhia havia classificado o direito de recebimento dos títulos como “Ativos Financeiros mantidos até o vencimento” levando em consideração a data de conversão do crédito em Notas do Tesouro Nacional - série B “NTN-B”.

O Termo de Acordo, estabeleceu a transferência dos títulos em três tranches, sendo a primeira em até 10 (dez) dias úteis após a homologação do acordo, o que ocorreu em 09 de fevereiro de 2012, a segunda e a terceira tranches em 18/12/2012 e 17/12/2013, respectivamente. No entanto, o recebimento por parte da Companhia da segunda e terceira tranche estava condicionado à quitação de débitos relativos a encargos setoriais junto ao órgão regulador, débitos intrasetoriais e financiamentos perante a Eletrobrás, no prazo de 60 dias após a emissão da primeira tranche. Em abril de 2012 a Companhia efetivou a liquidação dos débitos nos prazos estabelecidos no Termo de Acordo, atendendo a cláusula condicionante para transferência das NTN-Bs nas datas previstas, reclassificando o ativo financeiro para a categoria de disponível para venda.

A Companhia considerou as seguintes características, nas quais não é possível identificar uma categoria específica de instrumento financeiro, exceto Ativo financeiro disponível para venda:

- a intenção de vender os títulos nos prazos estabelecidos nos termos do acordo, sendo Dezembro de 2012 e de 2013, portanto não foram adquiridos para a finalidade de venda em curto prazo, bem como existe restrição de uso desses recursos, devendo os mesmos serem utilizados para investimentos em ativos da concessão.
- as NTN-Bs possuem fluxos de caixa determináveis com vencimentos definidos, mas a Concessionária não possui a intenção e a capacidade financeira de mantê-los até os vencimentos nos anos de 2017, 2035 e 2045.
- as NTN-Bs estão cotadas em mercado ativo.

10.3. Forma de Atualização das NTN-Bs

Considerando a categoria de instrumentos financeiros na qual foram classificadas as NTN-Bs, após o reconhecimento inicial, os títulos são medidos pelo valor justo e as mudanças, que não sejam perdas por redução ao valor recuperável, são reconhecidas em outros resultados abrangentes e apresentadas dentro do patrimônio líquido. Quando há a realização do ativo pela venda, o saldo acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado do exercício. Adicionalmente, os juros calculados usando o método dos juros efetivos são reconhecidos no resultado.

Os juros efetivos das NTN-Bs classificadas na conta de aplicações financeiras de curto prazo são calculados com base no valor nominal atualizados pelos termos contratuais (IPCA do mês anterior e Juros remuneratórios: 6% a.a. calculados pró-rata-die).

O valor justo da totalidade dos valores a receber está calculado com o preço unitário divulgado pelo mercado secundário apurado pela Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais (Anbima).

10.4. Movimentação

O valor justo e os juros efetivos das NTN-Bs estão reconhecidos contabilmente conforme segue:

	Ativo	Passivo e Patrimônio Líquido		Resultado	
	Investimentos em Títulos do Governo	Impostos diferidos	Outros resultados abrangentes	Receita financeira	Impostos
Posição em 31/12/2016	126.819	6.598	(4.830)	-	-
Atualização pela taxa efetiva.....	11.629	-	-	11.629	-
Valorização do valor justo	4.479	-	1.075	-	-
Juros Recebidos.....	(7.342)	-	-	-	-
Efeito tributário.....	-	2.276	488	-	(1.899)
Posição em 31/12/2017	135.585	8.874	(3.267)	11.629	(1.899)

11. DEPÓSITOS JUDICIAIS

O valor de R\$40.748 (R\$50.052 em 31 de dezembro de 2016) refere-se a depósitos judiciais dos processos de natureza trabalhista e cível que não possuem perda provável. Os demais depósitos judiciais estão apresentados de forma dedutiva, retificando o saldo das Provisões para Contingências Passivas a que se referem. (Vide nota explicativa nº 23).

12. ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Composição dos saldos do Ativo Financeiro da Concessão de Transmissão:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Circulante	89.141	52.240	98.583	62.005
Não Circulante	700.172	313.076	912.615	542.561
	789.313	365.316	1.011.198	604.566

A Administração entende que o acordo de concessão atende as condições para aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão, que orienta os concessionários sobre a forma de contabilização de concessões de serviços públicos a entidades privadas.

Foram considerados como ao alcance da ICPC 01 somente aqueles ativos exclusivamente a serviço da concessão sob os quais a Companhia obtém remuneração do capital investido.

Com base no Contrato de Concessão nº 080/2002, no Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 055/2001 e no Segundo termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 025/2000, a Administração entende que a aplicação do modelo “financeiro” é o que melhor representa o negócio de Transmissão de Energia Elétrica, considerando que a infra-estrutura construída é recuperada por meio da RAP (Receita Anual Permitida), a qual contempla os seguintes valores:

- I. receita para cobrir os custos de operação e manutenção (O&M) da infra-estrutura vinculada aos contratos de concessão; e
- II. receita para amortização do capital investido na infra-estrutura a serviço da concessão. Esta parcela de receita é definida mediante a metodologia do WACC (*weighted average cost of capital*), a qual estabelece a remuneração mínima para o investimento realizado.

No caso de extinção da concessão, os bens reversíveis e classificados no ativo financeiro, ainda não amortizados pela RAP, serão indenizados pelo poder concedente ou por outro órgão por ele delegado para tal atribuição.

Em 31 de Dezembro de 2017, o valor de R\$ 789.313 é composto por R\$44.342, referente aos bens vinculados ao Contrato de Concessão nº 080/2002, por R\$698.902, referente ao Contrato de Concessão nº 055/2001 e R\$46.069 refere-se ao Contrato de Concessão nº 025/2000. O registro é demonstrado por seu valor líquido, deduzido da perda por valor recuperável para aquelas obras que não possuem Resolução Autorizativa emitida pela ANEEL, uma vez que ainda não há homologação de receita para indenização destes investimentos em andamento.

12.1. Movimento do Ativo Financeiro da Concessão

	CONSOLIDADO				
	Contrato 055/2001	Contrato 080/2002	Contrato 025/2000	Contrato 001/2011 TESB	Total
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	282.437	47.256	35.622	247.896	613.211
(+) Receita de Construção (Adições).....	116.425	-	11.309	6.845	134.579
(+) Receita Financeira.....	62.440	13.076	3.403	12.167	91.086
(-) Baixas.....	(1.468)	-	(9)	-	(1.477)
(+) Reversão da Perda de Valor recuperável.....	299.248	-	-	(44.085)	255.163
(-) Amortização do período.....	(59.843)	(16.327)	(4.256)	(1.117)	(81.543)
(-) Outros.....	(337)	337	-	179	179
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	698.902	44.342	46.069	221.885	1.011.198
Em 31 de Dezembro de 2017 - Circulante	68.451	16.936	3.754	9.442	98.583
Em 31 de Dezembro de 2017 - Não Circulante	630.451	27.406	42.315	212.443	912.615

Em 2017 a Companhia reverteu provisão para perda do valor recuperável do Contrato de Concessão nº 055/2001, no valor de R\$ 299.248, com impacto no resultado do período. Os ativos do Contrato de Concessão nº 055/2001 alcançados pela Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão, classificados como Ativo Financeiro, não fizeram parte do escopo dos bens indenizados pela União por ocasião da renovação em 2012, por este motivo houve a constituição da Provisão para Perda. Porém, estes ativos possuem Receita Anual Permitida – RAP de R\$ 84.553, definida pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.258/2017, de 27 de junho de 2017, contemplando a remuneração do capital e o custo e operação e manutenção das novas instalações e melhorias que entraram em operação após a renovação da concessão. Não havendo necessidade da manutenção da Provisão.

A Receita Anual Permitida – RAP prevista na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.258/2017 de 27 de junho de 2017 para os ativos do Contrato de Concessão nº 080/2002, classificados como Ativo Financeiro, é de R\$24.742.

Os ativos do Contrato de Concessão nº 025/2000 alcançados pela Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão, classificados como Ativo Financeiro, tem sua receita anual de R\$ 70.821 definida pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.265/2017, de 04 de julho de 2017, contemplando o valor de R\$ 3.754 de receita adicional para a remuneração do capital e investimentos em melhorias que entraram em operação após a renovação da concessão.

De acordo com os Artigos 63º e 64º do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na transmissão de energia são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 691/2015, regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando ainda que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, para aplicação na referida concessão.

12.3. Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

A partir de 01/01/2007, as obrigações vinculadas passaram a ser controladas conforme determina o Despacho ANEEL nº 3.073, de 28/12/2006, e Ofícios Circulares ANEEL nº 236, nº 296 e nº 1.314, de 08/02/2007, 15/02/2007 e 27/06/2007, respectivamente. As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de Transmissão.

Ao final da concessão o valor das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro indenizável, sendo esta a prática adotada por esta Companhia quando da apuração do valor dos bens vinculados ao Contrato de Concessão Nº 055/2001 alcançados pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. (Vide nota explicativa nº 1.1.2.1).

12.4. Valor Recuperável dos Ativos da Concessão

Os ativos da concessão são examinados periodicamente para verificar se existem indícios de que estejam registrados contabilmente por um valor superior àquele passível de ser recuperado por uso ou por venda.

Para fins de análise do valor de recuperação dos ativos, são observadas todas as alterações adversas ao ambiente empresarial ou regulatório, assim como o seu desempenho, considerando as seguintes particularidades do setor de energia elétrica:

- I. As atividades desenvolvidas são suportadas por um contrato de concessão que tem como objetivo, dentre outros, assegurar o equilíbrio econômico e financeiro da Concessão;
- II. As tarifas devem cobrir os custos necessários ao desenvolvimento das atividades, desde que assegurado o adequado nível de eficiência e a acuracidade das informações contábeis e financeiras;
- III. Custos extraordinários e relevantes e eventuais desajustes econômicos serão objeto de revisão tarifária;

- IV. O contrato de concessão ou permissão é de longo prazo, o que viabiliza melhor planejamento das atividades;
- V. As taxas de depreciação estão em conformidade com o que determina o órgão regulador, levando em consideração a vida útil econômica e estimada dos bens;
- VI. Ao término da concessão, os bens retornarão à União, sendo a Companhia devidamente indenizada pelo valor residual desses bens, determinado conforme normas específicas estabelecidas pela legislação aplicável.

13. Rede Básica do Sistema Existente – RBSE

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Circulante	224.471	-	224.471	-
Não Circulante	1.399.409	1.689.166	1.399.409	1.689.166
	1.623.880	1.689.166	1.623.880	1.689.166

O Montante de R\$1.623.880 (R\$ 1.689.166 em 31 de dezembro de 2016) refere-se à parcela dos ativos de transmissão não depreciados e existentes em 31 de maio de 2000 pertencentes à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE, os quais conforme previsão da Lei Nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, em seu §2º, art. 15º, são passíveis de indenização pela União.

Na sequência deste processo de indenização dos ativos vinculados à RBSE, a ANEEL divulgou a Resolução Normativa nº 589, de 10 de dezembro de 2013, definindo os critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição (VNR) das instalações de transmissão, para fins de indenização. Nesse sentido, considerando os comandos da Resolução ANEEL, a CEEE-GT, em 27 de dezembro de 2013, enviou ao órgão regulador o cronograma para realização do laudo de avaliação que valoraria estes ativos considerando o critério de valor novo de reposição.

Foi concluído em 23 de março de 2015 o Relatório de Avaliação Patrimonial para Indenização da Rede Básica da CEEE-GT, elaborado pela Consultoria American Appraisal. O referido relatório foi entregue na Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em 29 de abril de 2015. Conforme a REN nº 589/13 no artigo 6º, a ANEEL tinha um prazo de 150 dias para validar as informações, sendo 30 dias contados a partir da data de protocolo para manifestar o aceite do laudo de avaliação enviado pela companhia e mais 120 dias a partir do aceite para validação das informações com consequente aferição do valor indenizável.

Finalmente, conforme Despacho Nº 1.643 emitido pela ANEEL em 16 de junho de 2016, a CEEE-GT obteve como montante homologado de indenização pertinente aos ativos não totalmente depreciados e existentes em 31 de maio de 2000, o valor de R\$836.283, na data base de 31 de dezembro de 2012. Sendo que o valor bruto dos bens para fins de indenização (Valor Novo de Reposição - VNR) totalizou R\$ 2.741.278, conforme processo nº 48500.000805/2014-52.

Dentro deste contexto, foi emitida em 20 de abril de 2016 a Portaria Nº 120 MME, a qual estabeleceu que os valores homologados pela ANEEL a título dos ativos não depreciados em 31 de maio de 2000, passem a compor a Base de Remuneração Regulatória das transmissoras, sendo o custo de capital destes adicionados às suas Receitas Anuais Permitidas – RAP.

Também determinou a Portaria, que o custo de capital destes ativos será reconhecido a partir do processo tarifário de 2017, passando pelo reajuste e revisão conforme as regras previstas nos contratos de concessão, e deverá incorporar a RAP a partir do referido processo, pelo prazo de oito anos.

Além disso, a Portaria Nº 120 MME determinou que o custo de capital não incorporado desde as prorrogações das concessões até a revisão tarifária, deve ser atualizado e remunerado pelo custo de capital próprio, real, do segmento de transmissão, definido pela ANEEL.

Desta maneira, o montante final de R\$1.623.880 (R\$ 1.689.166 em 31 de dezembro de 2016) é composto pelo valor homologado para fins de indenização, pertinente aos bens da Rede Básica Sistema Existente – RBSE, adicionado do custo de capital (remuneração e depreciação) atualizado até o período de Dezembro de 2016, sendo este remunerado pelo custo de capital próprio do segmento, cálculo este efetuado na melhor estimativa da administração considerando os dados e informações disponíveis, o valor da remuneração dos ativos da RBSE contabilizados em 2017 foram de R\$38.527 e em 2016 totalizaram R\$ 964.871 líquido dos efeitos tributários.

14. INVESTIMENTOS

14.1. Composição

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Participações societárias permanentes				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial.....	707.840	699.592	484.469	536.239
Avaliadas pelo método de custo.....	3.024	2.692	3.024	2.692
(-) Provisão Para Redução Ao Valor Recuperável.....	(122.845)	-	(122.845)	-
	<u>588.019</u>	<u>702.284</u>	<u>364.648</u>	<u>538.931</u>

14.2. Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Método de Equivalência Patrimonial

Os investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial da CEEE-GT estão classificados nos seguintes seguimentos de negócio:

Hídrico	Transmissão	Eólico
CERAN	TESB	Ventos de Curupira
Jaguari	FOTE	Ventos de Povo Novo
Chapecoense	TSLE	Ventos de Vera Cruz
ENERCAN	TPAE	Palmares
	Etau	Ventos da Lagoa
		Ventos do Litoral
		Ventos do Sul
		Ventos dos Índios

Os saldos compõem-se de participação no capital das seguintes empresas:

	31/12/2017		31/12/2016	
	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)
Controladas				
TESB.....	255.475	90,40%	255.475	90,40%
Ventos de Curupira.....	39.768	99,99%	10	99,99%
Ventos de Povo Novo.....	14.108	99,99%	10	99,99%
Ventos de Vera Cruz.....	38.581	99,99%	10	99,99%
Coligadas				
FOTE.....	54.870	49,00%	23.215	49,00%
TSLE.....	379.681	49,00%	280.000	49,00%
Ceran.....	510.000	30,00%	510.000	30,00%
TPAE.....	20.350	20,00%	20.350	20,00%
Jaguari.....	17.680	10,50%	17.680	10,50%
Etau.....	34.895	10,00%	34.895	10,00%
Palmares.....	114.116	10,00%	114.116	10,00%
Ventos da Lagoa.....	88.701	10,00%	88.701	10,00%
Ventos do Litoral.....	102.901	10,00%	102.901	10,00%
Ventos do Sul.....	140.964	10,00%	140.964	10,00%
Ventos dos Índios.....	63.641	10,00%	63.641	10,00%
Chapecoense.....	714.509	9,00%	714.509	9,00%
Enercan.....	200.787	6,51%	388.787	6,51%

14.3 Controladas

14.3.1. Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, juntamente com a Procable Energia e Telecomunicações S.A. e a Zhejiang United Engineering CO Ltda, constituíram uma sociedade limitada, sob a denominação Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB.

A Sociedade tem como objeto social a exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, prestando mediante a construção, a montagem, a operação e a manutenção das instalações de transmissão das seguintes Linhas e Subestações pelo prazo de 30 anos.

Em 2014 a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu através da Resolução Autorizativa nº 4.495 de 21 de janeiro a transferência do Controle Acionário da TESB para CEEE-GT. A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é 90,4% do capital social subscrito.

14.3.2. Complexo Eólico Povo Novo

O complexo Eólico Povo Novo está localizado no município de Rio Grande – RS sendo formado por 3 Centrais Geradoras Eólicas (CGE), totalizando a potência instalada de 55MW.

Em 05 de fevereiro de 2014 a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL publicou Despacho nº 276 habilitando as vencedoras do Leilão nº 09/2013 referente a empreendimentos de energia eólica. A CEEE GT participa de 3 consórcios vencedores relativo ao Complexo Eólico Povo Novo:

- Consórcio Curupira formado pela CGE Curupira Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Curupira cuja potência instalada é de 25MW;
- Consórcio Povo Novo formado pela CGE Povo Novo Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Povo Novo cuja potência instalada é de 7,5MW;
- Consórcio Fazenda Vera Cruz formado pela CGE Fazenda Vera Cruz Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Vera Cruz cuja potência instalada é de 22,5MW;

Em 26 de fevereiro de 2014 foram constituídas a Ventos de Povo Novo S.A, Ventos de Curupira S.A e Ventos de Vera Cruz S.A cujo capital social subscrito em cada empresa foi de R\$10 representado por 10.000 (dez mil) ações ordinárias nominativas. Os principais grupos do ativo, passivo e resultado das controladas em 31 de dezembro de 2016, conforme demonstrados a seguir, são reconhecidos nas demonstrações contábeis consolidadas da CEEE-GT.

No exercício de 2017 foram integralizados os adiantamentos para futuro aumento de capital, nos montantes de R\$ 14,1 milhões no Ventos de Povo Novo, R\$ 39,7 milhões no Ventos de Curupira e R\$ 38,5 milhões no Ventos de Vera Cruz.

Ademais, salienta-se que a Companhia divulgou em 13 de dezembro de 2017, Fato Relevante acerca da autorização para contratação de consultoria especializada, pela Diretoria Colegiada, para realizar a modelagem de eventual desinvestimento nas geradoras do Complexo Eólico Povo Novo.

14.3.3 Impairment

Para o exercício de 2016 a companhia estimou o valor recuperável dos seus investimentos nas controladas TESB e Complexo Eólico Povo Novo, com base no valor em uso, sendo este mensurado com base no valor presente dos fluxos de caixas futuros estimados.

Os fluxos de caixa foram projetados com base no resultado operacional e projeções dos empreendimentos até o término das concessões.

A controlada TESB registrou em suas demonstrações um Impairment de R\$ 84,2 milhões em 2016 e R\$87,8 milhões em 2017.

Já no empreendimento Complexo Eólico Povo Novo foi registrado R\$ 104,3 milhões com perda de valor recuperável no empreendimento em 2016 e R\$ 9 milhões em 2017, sendo todo montante contabilizado na controladora CEEE-GT.

14.4. Coligadas

14.4.1. Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A - FOTE

Em novembro de 2013, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, juntamente com a Eletrosul Centrais Elétricas S.A, constituíram uma sociedade anônima fechada, sob a denominação Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A – FOTE, com a seguinte composição acionária: Eletrosul – 51% e CEEE-GT – 49%.

A Sociedade tem como objetivo a construção, projeto, implantação, operação, manutenção e exploração sob o regime de autorização ou concessão, de instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do

Sistema Interligado Nacional e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio das seguintes Linhas e Subestações:

- LOTE I – Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A;
- LT 230 kV Santo Ângelo – Maçambará;
- LT Pinhalzinho - Foz do Chapecó, C1;
- LT Pinhalzinho - Foz do Chapecó, C2;
- SE 230/138 kV Pinhalzinho, 3 x 150 MVA; e
- SE 230/138 kV Santa Maria 3, 2 x 83 MVA (novo pátio)

14.4.2. Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A - TSLE

Em junho de 2012 a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE GT e a ELETROSUL Centrais Elétricas S.A constituíram uma sociedade anônima fechada, sob a denominação Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A com a seguinte composição acionária: Eletrosul – 51% e CEEE-GT – 49%.

A Sociedade tem como objetivo a construção, projeto, implantação, operação, manutenção e exploração sob o regime de autorização ou concessão, de instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Interligado Nacional e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio das seguintes Linhas e Subestações:

- LT Nova Santa Rita, com extensão aproximada de 281Km, com origem na SE Nova Santa Rita e término na SE Campo Novo;
- LT Povo Novo - Marmeleiro, com extensão aproximada de 154Km, com origem na SE Povo Novo e término na SE Marmeleiro;
- LT Marmeleiro – Santa Vitória do Palmar, com extensão aproximada de 52Km, com origem na SE Marmeleiro e término na SE Santa Vitória do Palmar;
- SE 525/230 kV Povo Novo;
- SE 525kV Marmeleiro;
- SE 525/138 kV Santa Vitória do Palmar; e
- Instalações de Transmissão de Rede Básica na SE Povo Novo.

14.4.3. Companhia Energética Rio das Antas – CERAN

Refere-se à participação de 30% na Companhia Energética Rio das Antas - CERAN, para implantação e exploração dos empreendimentos hidrelétricos nas usinas Castro Alves, Monte Claro e 14 de Julho, todas localizadas no Estado do Rio Grande do Sul, cuja potência instalada corresponde a 360 MW.

A UHE Monte Claro iniciou a operação comercial de fornecimento de energia em 29 de dezembro de 2004 com a primeira unidade geradora e em 29 de novembro de 2006 com a segunda unidade geradora. A UHE Castro Alves iniciou a operação comercial em 04 de março de 2008 com a primeira unidade geradora, em 02 de abril de 2008 com a segunda unidade geradora e em 06 de junho de 2008 com a terceira unidade geradora. A UHE 14 de Julho iniciou a operação comercial em 25 de dezembro de 2008 com a primeira unidade geradora e em 12 de março de 2009 com a terceira unidade geradora.

14.4.4. Transmissora Porto Alegreense Ltda - TPAE

Em junho de 2009, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT juntamente com a Procable Energia e Telecomunicações S.A constituíram a Sociedade de Propósito Específico denominada Transmissora Porto Alegreense de Energia Ltda - TPAE com a seguinte composição acionária: Procable – 80% e CEEE-GT – 20%.

Transmissora Porto Alegreense de Energia Ltda - TPAE venceu o Leilão da ANEEL – processo nº 48500.000368/2009-18 para a exploração da Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica, mediante construção, montagem, operação e manutenção da Linha de Transmissão Subterrânea em 230kV Porto Alegre 9 - Porto Alegre 4.

Conforme memorando de entendimentos firmado entre as partes, a CEEE-GT seria responsável pela operação e manutenção do empreendimento, pelas licenças ambientais, e pelas revisões de acompanhamento técnico e de fiscalização da obra e a Procable seria responsável pela preparação do projeto básico e executivo do empreendimento, construção, fornecimento de materiais, obras civis, instalações, testes e realização de comissionamento.

A TPAE iniciou sua operação comercial em 21 de novembro de 2013.

14.4.5 Jaguari Energética S.A

Refere-se à participação da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT na Jaguari Energética S.A, para a construção da PCH Furnas do Segredo, localizada no rio Jaguari, no Estado do Rio Grande do Sul, cujo início das operações ocorreu em setembro de 2005.

Em 30 de agosto de 2004, a participação da Companhia reduziu de 30% para 14,19% de acordo com a Resolução de Diretoria nº 2.124, isto porque o Acordo de Quotistas estabelecia que o acionista Guascor financiaria o capital próprio da Companhia caso a sociedade obtivesse um financiamento mínimo de 80%, o qual não foi aprovado pelo BNDES, que financiou 55,2% do projeto.

Em novembro de 2006, conforme Resolução de Diretoria nº 486, a Companhia não manifestou interesse em acompanhar os aportes deliberados pelos demais acionistas da empresa, reduzindo a participação para 10,5%.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

A investida foi ressalvada no relatório de seus auditores independentes por não registrar em suas Demonstrações Financeiras, o cálculo da depreciação dos ativos imobilizados conforme taxa prevista na legislação fiscal brasileira, em desacordo com o CPC 27, que determina que a depreciação deve ser calculada conforme a vida útil estimada dos bens.

14.4.6. Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A – ETAU

Em 18 de dezembro de 2002, a Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A – ETAU, firmou Contrato de Concessão nº 82/2002 – ANEEL, tendo por objeto a concessão do serviço público de energia elétrica referente à linha de transmissão Campos Novos/Santa Marta de 230 kV, bem como das subestações de Lagoa Vermelha 2 - RS, Barra Grande - SC e das entradas de linhas e instalações associadas a estas. A construção da linha de transmissão foi iniciada ao longo do exercício de 2002 e foi concluída em 1º de setembro de 2005. A Companhia tem participação de 10% na ETAU.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

14.4.7. Parques Eólicos Palmares S.A

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Parques Eólicos Palmares S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$13.563 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2016 R\$890.

A empresa é composta por três parques eólicos situados no município de Palmares do Sul/RS: Parque Eólico Fazenda Rosário, Parque Eólico Fazenda Rosário 2 e Parque Eólico Fazenda Rosário 3 com capacidade total de geração de 50MW. O Parque Eólico Fazenda Rosário e o Parque Eólico Fazenda Rosário 3 entraram em operação em 30 de junho de 2011, e o Parque Eólico Fazenda Rosário 2 iniciou a fase de teste em 6 de setembro de 2012.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

14.4.8. Ventos da Lagoa Energia S.A

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos da Lagoa Energia S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$10.531 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2016 R\$687.

A empresa é composta por dois parques eólicos situados no município de Osório/RS: Parque Eólico Sangradouro 2 e Parque Eólico Sangradouro 3 com capacidade total de geração de 50MW. O Parque Eólico Sangradouro 2 entrou em operação em 14 de setembro de 2012 e o Parque Eólico Sangradouro 3 em 22 de maio de 2012.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

14.4.9. Ventos do Litoral Energia S.A

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos do Litoral Energia S.A, para a entrada da CEEE-GT nestas sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$11.516 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2016 R\$507.

A empresa é composta por dois parques eólicos situados no município de Osório/RS: Parque Eólico Osório 2 e Parque Eólico Osório 3 com capacidade total de geração de 50MW. O Parque Eólico Osório 2 entrou em fase de teste em 14 de novembro de 2012 e o Parque Eólico Osório 3 em 10 de novembro de 2012.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

14.4.10. Ventos do Sul Energia S.A

Em 15 de dezembro de 2014 a CEEE-GT assinou com a Enerfin Enervento Exterior S.L o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos do Sul S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$35.000 em 15 de dezembro de 2014. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2016 R\$18.174.

A empresa é composta por três parques eólicos situados no município de Osório/RS: Parque Eólico Sangradouro, Parque Eólico Osório e Parque Eólico dos Índios com capacidade total de geração de 150MW.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

O ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*) mensurado como o excesso de valor justo da contraprestação efetivamente transferida sobre o valor justo líquido dos ativos identificáveis e dos passivos da entidade está disposto abaixo:

	31/12/2017
Contraprestação Efetivamente Transferida.....	35.000
Valor justo líquido reconhecido de ativos identificáveis e de passivos da entidade	168.264
Ativos Circulantes.....	80.879
Ativos não Circulantes.....	422.459
Passivos Circulantes.....	(98.623)
Passivos não Circulantes.....	(236.451)
Valor justo líquido (Participação de 10%).....	(16.826)
Ágio por expectativa de rentabilidade futura (<i>goodwill</i>)	18.174

14.4.11. Ventos dos Índios Energia S.A

Em 30 de junho de 2015 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos dos Índios Energia S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$7.243.

A empresa é composta por dois parques eólicos situados no município de Osório/RS, denominados Parque dos Índios 2 e Parque dos Índios 3, com capacidade total de geração de 52,9MW.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

14.4.12 Chapecoense Geração S.A

Em 01 de março de 2007, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, juntamente com a CPFL Geração de Energia S.A e a Chapecoense Geração S.A, assinaram o Acordo de Acionistas da Foz do Chapecó Energia S.A – FCE, sociedade por ações de propósito específicas – SPE, com distrato do consórcio anteriormente formalizado entre as partes.

A Resolução Autorizativa ANEEL nº 879, de 17 de abril de 2007, autorizou a transferência da quota-parte detida pela Chapecoense Geração S.A na concessão do UHE Foz do Chapecó para a Foz do Chapecó Energia S.A – FCE, alterando-se a estrutura acionária, que passou a ter a seguinte composição: CPFL – 51%, CEEE-GT – 9% e Chapecoense – 40%.

A potência instalada da usina, localizada no rio Uruguai, entre os municípios de Águas de Chapecó no Estado de Santa Catarina, e Alpestre no Rio Grande do Sul, corresponde a 855 MW, distribuída em quatro grupos geradores, e em março de 2011 passou a operar com sua capacidade máxima.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

A investida foi ressalvada no relatório de seus auditores independentes por não registrar em suas Demonstrações Financeiras em 31/12/2016, os efeitos da obrigação do direito de exploração (concessão onerosa), denominado Uso do Bem Público - UBP.

14.4.13. Campos Novos Energia S/A – ENERCAN

Refere-se à participação de 6,51% na Empresa Campos Novos Energia S.A – ENERCAN, localizada no rio Canoas, entre os municípios de Campos Novos e Celso Ramos, no Estado de Santa Catarina, através do contrato de concessão nº 43/2000, com a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. A potência instalada corresponde a 880 MW, sendo que a 1ª unidade geradora passou a operar comercialmente em 03 de fevereiro de 2007, a 2ª unidade em 17 de fevereiro de 2007 e a 3ª unidade entrou em operação em 09 de maio de 2007.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

14.5. Informações Financeiras das Investidas

14.5.1. Informações Financeiras Controladas

Balanco Patrimonial	31/12/2017			
	TESB	Ventos do Curupira	Ventos de Povo Novo	Ventos de Vera Cruz
Ativo				
Caixa e Equivalentes de Caixa.....	213	940	869	1.735
Outros Ativos Circulantes.....	10.020	359	58	13
Ativo Não Circulante.....	256.015	77.835	34.497	77.533
	<u>266.248</u>	<u>79.134</u>	<u>35.424</u>	<u>79.281</u>
Passivo e Patrimônio Líquido				
Outros Passivos Circulantes.....	6.893	23.786	11.208	16.598
Outros Passivos Não Circulantes.....	110.335	16.707	10.761	25.147
Patrimônio Líquido.....	149.020	38.641	13.455	37.536
	<u>266.248</u>	<u>79.134</u>	<u>35.424</u>	<u>79.281</u>

Demonstração do Resultado	31/12/2017			
	TESB	Ventos do Curupira	Ventos de Povo Novo	Ventos de Vera Cruz
Receita Operacional Líquida.....	19.139	735	206	601
Custo de Operação.....	(6.845)	-	-	-
Lucro Bruto.....	12.294	735	206	601
Despesas Operacionais.....	(44.802)	(470)	(324)	(350)
Resultado Financeiro.....	(2.275)	(330)	(62)	(185)
Lucro Antes dos Impostos.....	(34.783)	(65)	(180)	66
Impostos sobre o Lucro.....	(195)	(27)	-	(38)
Lucro Líquido.....	(34.978)	(92)	(180)	28

14.5.2. Informações Financeiras Controladas e Coligadas

	31/12/2017						
	Capital social	Patrimônio líquido publicado	Ajustes ressaltados pelo auditor	Patrimônio líquido ajustado	Lucro (prejuízo) publicado	Ajustes ressaltados pelo auditor	Lucro (prejuízo) ajustado
Controladas							
TESB.....	255.475	149.020	-	149.020	(34.978)	-	(34.978)
Ventos de Curupira.....	10	38.641	-	38.641	(92)	-	(92)
Ventos de Povo Novo.....	10	13.455	-	13.455	(180)	-	(180)
Ventos de Vera Cruz.....	10	37.536	-	37.536	28	-	28
Coligadas							
FOTE.....	54.870	94.196	-	94.196	(26.049)	-	(26.049)
TSLE.....	280.000	388.576	-	388.576	16.372	-	16.372
Ceran.....	470.875	245.804	-	245.804	108.427	-	108.427
TPAE.....	20.350	13.666	-	13.666	(2.447)	-	(2.447)
Jaguari.....	17.680	20.797	-	20.797	5.308	-	5.308
Etau.....	34.895	84.461	-	84.461	14.670	-	14.670
Palmares.....	114.116	136.402	-	136.402	13.127	-	13.127
Ventos da Lagoa.....	88.701	112.522	-	112.522	7.512	-	7.512
Ventos do Litoral.....	102.901	119.715	-	119.715	6.612	-	6.612
Ventos do Sul.....	140.964	223.191	-	223.191	47.816	-	47.816
Ventos dos Índios.....	63.641	84.896	-	84.896	(855)	-	(855)
Chapecoense.....	714.509	974.954	-	974.954	270.251	-	270.251
Enercan.....	200.787	401.419	-	401.419	173.912	-	173.912

A investida foi ressaltada no relatório de seus auditores independentes por não registrar em suas Demonstrações Financeiras, os efeitos de:

- A companhia Jaguari efetuou o cálculo da depreciação dos ativos imobilizados conforme taxa prevista na legislação fiscal brasileira, em desacordo com o CPC 27, que determina que a depreciação deve ser calculada conforme a vida útil estimada dos bens.

Por decisão da administração, para o cálculo de equivalência patrimonial a Companhia ajustou as Demonstrações Financeiras Intermediárias das investidas contemplando os efeitos das ressalvas dos Auditores Independentes.

14.6. Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Custo

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL.....	2.137	2.160	2.137	2.160
Piratini Energia S.A.....	10	10	10	10
Outros Investimentos Avaliados pelo Custo.....	876	876	876	876
(-) Provisão Desvalorização Outros Investimentos.....	(354)	(354)	(354)	(354)
	<u>2.669</u>	<u>2.692</u>	<u>2.669</u>	<u>2.692</u>

14.6.1. Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL

Refere-se à participação equivalente a 49.519 ações no Capital Social da Centrais Elétricas S.A.- Eletrosul.

14.6.2. Piratini Energia S/A

Refere-se à participação de 10% na Piratini Energia S.A, sendo esta proprietária da Usina Termelétrica Piratini, localizada no município de Piratini/RS, com capacidade para produzir 10 MW utilizando-se de resíduos de madeira provenientes das indústrias madeireiras da Região.

14.7. Movimentação dos investimentos

	CONTROLADORA					Saldos em 31/12/2017
	Saldos em 31/12/2016	Aumento de Capital	Impairment	Equivalência Patrimonial	Dividendos	
Controladas						
TESB.....	156.208	-	-	(31.620)	-	124.588
Ventos de Curupira.....	(46.792)	39.757	(3.963)	(233)	-	(11.231)
Ventos de Povo Novo.....	(17.044)	14.096	(1.441)	(289)	-	(4.678)
Ventos de Vera Cruz.....	(42.500)	38.581	(3.603)	(274)	-	(7.796)
Coligadas						
FOTE.....	7.411	15.511	-	(12.764)	-	10.158
TSLE.....	134.799	48.932	-	8.022	-	191.753
Ceran.....	226.046	-	-	32.528	(184.831)	73.743
TPAE.....	3.221	-	-	(489)	-	2.732
Jaguari.....	1.140	-	-	557	-	1.697
Etau.....	8.985	-	-	1.467	(1.015)	9.437
Palmares.....	15.079	-	-	1.313	(2.750)	13.642
Ventos da Lagoa.....	10.815	-	-	751	(313)	11.253
Ventos do Litoral.....	11.537	-	-	661	(227)	11.971
Ventos do Sul.....	20.370	-	-	4.782	(2.290)	22.862
Ventos dos Índios.....	8.575	-	-	(86)	-	8.489
Chapecoense.....	108.252	-	-	24.325	(47.627)	84.950
Enercan.....	74.345	-	-	11.330	(63.040)	22.635
Ágio Parques Eólicos.....	974	-	-	-	-	974
Ágio Ventos do Sul.....	18.174	-	-	-	-	18.174
	699.592	156.877	(9.007)	39.981	(302.093)	585.350

14.8. Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Complexo Eólico Povo Novo.....	52.598	126.986	-	-
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A - TSLE.....	-	83.967	-	83.966
FOTE.....	35.998	15.511	35.998	15.511
TESB.....	91.862	64.712	-	-
	180.458	291.176	35.998	99.477

15. IMOBILIZADO

	CONTROLADORA				31/12/2017
	31/12/2016	Adições	Baixas	Transferências	
Custo					
Barragens.....	766.633	-	-	-	766.633
Terrenos.....	16.154	-	-	-	16.154
Edificações.....	120.237	-	-	-	120.237
Máquinas e Equipamentos.....	597.369	-	(11.625)	3.968	589.712
Veículos.....	13.855	-	-	-	13.855
Móveis e Utensílios.....	4.210	-	-	-	4.210
	1.518.458	-	(11.625)	3.968	1.510.801
Depreciação					
Barragens.....	(667.595)	(10.108)	-	-	(677.703)
Edificações.....	(108.826)	(801)	-	-	(109.627)
Máquinas e Equipamentos.....	(476.399)	(12.016)	10.942	-	(477.473)
Veículos.....	(12.414)	(254)	-	-	(12.668)
Móveis e Utensílios.....	(3.462)	(80)	-	-	(3.542)
	(1.268.696)	(23.259)	10.942	-	(1.281.013)
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)					
Fora do Escopo da Concessionária.....	19.660	293.870	-	-	313.530
Depreciação.....	(18.588)	(197)	-	-	(18.785)
	1.072	293.673	-	-	294.745
Total do Imobilizado em Serviço	250.834	270.414	(683)	3.968	524.533
Total do Imobilizado em Curso	33.088	9.935	-	(3.968)	39.055
Total do Ativo Imobilizado	283.922	280.349	(683)	-	563.588

	CONSOLIDADO				
	31/12/2016	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2017
Custo					
Barragens.....	766.633	-	-	-	766.633
Terrenos.....	24.848	-	-	-	24.848
Edificações.....	153.974	-	-	-	153.974
Máquinas e Equipamentos.....	551.978	-	(11.625)	3.968	544.321
Veículos.....	13.855	-	-	-	13.855
Móveis e Utensílios.....	4.329	-	-	-	4.329
	<u>1.515.617</u>	<u>-</u>	<u>(11.625)</u>	<u>3.968</u>	<u>1.507.960</u>
Depreciação					
Barragens.....	(666.659)	(10.108)	-	-	(676.767)
Edificações.....	(78.396)	(801)	-	-	(79.197)
Máquinas e Equipamentos.....	(521.523)	(12.016)	10.942	-	(522.597)
Veículos.....	(12.375)	(254)	-	-	(12.629)
Móveis e Utensílios.....	(3.467)	(80)	-	-	(3.547)
	<u>(1.282.420)</u>	<u>(23.259)</u>	<u>10.942</u>	<u>-</u>	<u>(1.294.737)</u>
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)					
Fora do Escopo da Concessionária.....	19.667	293.870	-	-	313.537
Depreciação.....	(18.583)	(197)	-	-	(18.780)
	<u>1.084</u>	<u>293.673</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>294.757</u>
Total do Imobilizado em Serviço	<u>234.281</u>	<u>270.414</u>	<u>(683)</u>	<u>3.968</u>	<u>507.980</u>
Total do Imobilizado em Curso	<u>228.974</u>	<u>16.555</u>	<u>-</u>	<u>(3.968)</u>	<u>241.561</u>
Total do Ativo Imobilizado	<u>463.255</u>	<u>286.969</u>	<u>(683)</u>	<u>-</u>	<u>749.541</u>

O Ativo imobilizado da Companhia é composto por Usinas de Geração, bens administrativos, bens não vinculados à Concessão, veículos e móveis e utensílios, inclusive a serviço das concessões de transmissão, mas que não foram considerados no alcance da ICPC 01.

Os ativos administrativos e do apoio em geral são adquiridos prontos em sua maioria e entram em operação tão logo sejam recebidos pela empresa, de forma que seu registro contábil não contempla valores relativos à Rateio de Custo da Administração Central ou Juros de Obra em Andamento.

Estes ativos da Companhia, que não contribuem diretamente na geração de caixa, estão registrados ao custo de aquisição, que no entendimento da Administração, é a melhor estimativa do seu valor justo.

As taxas de depreciação utilizadas levam em consideração a vida útil econômica dos bens e estão em conformidade com a Resolução Normativa ANEEL Nº 367, de 02 de junho de 2009, e suas alterações posteriores impostas pela Resolução Normativa Nº 474, de 07 de fevereiro de 2012.

- **Custo Atribuído (*Deemed Cost*)**

A partir do encerramento do exercício de 2010 a CEEE GT passou a adotar os pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC, os quais estão consistentes com as práticas contábeis internacionais – IFRS. Para os valores de suas usinas de geração a Companhia optou pela adoção do custo atribuído (*deemed cost*), ajustando os saldos de abertura na data de transição em 1º de janeiro de 2009 para fins de comparação.

Na adoção do custo atribuído foram considerados os valores justos de recuperação admitidos pelo Órgão Regulador, bem como a vida útil econômica estimada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e aceita pelo mercado como adequada.

- **Renovação do contrato de Concessão 025/2000**

Em referência à matéria que trata da prorrogação das concessões, o Ministério de Minas e Energia, em 01 de novembro de 2012, através da Portaria Interministerial Nº 580, estabeleceu os valores de indenização para as usinas hidrelétricas enquadradas no art. 1º da Medida Provisória Nº 579, posteriormente convertida na Lei Nº 12.783/2013 a qual não reconheceu originalmente valores de indenização para as usinas de geração da CEEE-GT com vencimento da concessão em 2015. Diante deste arcabouço legal, a Companhia providenciou a baixa dos valores residuais dos seus ativos de geração vinculados ao Contrato de Concessão Nº 025/2000, com exceção dos ativos pertencentes à usina geradora de Itaúba, com vencimento da concessão em 2021, outras usinas que a CEEE GT detém o direito de exploração, além de imobilizações em curso e bens administrativos do segmento de geração.

Na sequência, em 30/11/2012, o Decreto Nº 7.850, em seu art. 2º, determinou que, até 31 de dezembro de 2013 as informações complementares para mensuração da indenização, excetuados o projeto básico dos empreendimentos de Geração das usinas renovadas, fossem encaminhadas à ANEEL para identificação do valor indenizável daqueles bens ainda não depreciados ou amortizados. Como forma de atendimento a esse dispositivo legal, a Companhia protocolou junto à Agência Nacional de Energia Elétrica, no prazo estipulado, correspondência relatando a existência de investimentos após o projeto básico pendentes de indenização. Ainda nessa esteira, em 19 de dezembro de 2013, a ANEEL publicou a Resolução Normativa Nº 596, a qual estabeleceu os critérios e procedimentos para o cálculo da parcela de investimentos relacionados aos bens reversíveis, ainda não depreciados ou não amortizados de que trata o art. 2º do Decreto Nº 7.850/2012. A ANEEL reconheceu esses investimentos no processo tarifário da Companhia a partir da Resolução Homologatória nº 1.924, de 28 de julho de 2015 que reajustou a Receita Anual de Geração – RAG associada às Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência das usinas hidrelétricas prorrogadas da CEEE-GT, nos termos da Lei nº 12.783/2013.

No que se refere a remuneração dos novos investimentos que forem realizados nas Usinas de Geração renovadas, a ANEEL, em 16 de dezembro de 2014, editou a Resolução Normativa Nº 642, disciplinando os procedimentos de regulação tarifária – PRORET para esses ativos.

16. INTANGÍVEL

	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Custo		
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	4.336	5.041
Aquisições.....	26.475	26.475
Outros	-	(328)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	30.811	31.188
Amortização e perdas por redução do valor recuperável		
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	(1.486)	(1.486)
Amortização do período.....	(2.157)	(2.157)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	(3.643)	(3.643)
Em 31 de dezembro de 2016	2.850	3.555
Saldo em 31 de dezembro de 2017	27.168	27.545

É composto pelos gastos realizados com a aquisição das licenças e demais gastos com serviços complementares à utilização produtiva de softwares. Tais itens são amortizados linearmente por um período de 5 anos.

17. FORNECEDORES

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Encargos de Uso da Rede	6.292	5.998	6.292	5.998
Suprimento de Energia Elétrica.....	7.289	-	7.289	-
Energia Elétrica Comprada para Revenda	1.361	10.976	1.361	10.976
Risco Hidrológico - GSF.....	187.314	-	187.314	-
Materiais e Serviços	18.304	16.116	67.213	78.373
Retenção Contratual	22.541	20.801	22.541	20.801
	243.102	53.891	292.011	116.148

Em 2017, nos meses de abril e setembro, a Companhia teve decisões desfavoráveis em relação a sua liminar judicial a qual limitava em 5% o custo com GSF, fato que culminou na reversão dos seus efeitos históricos, a partir de deliberação do Conselho de Administração da CCEE, totalizando o montante de R\$ 187.314 contabilizados neste exercício.

18. OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Provisão para Férias, 13 ^º Salário, Gratificações e Enca	28.044	28.158	28.057	28.182
Retenções sobre a Folha de Pagamento	4.373	4.081	4.373	4.081
Prêmio Assiduidade	309	428	309	428
Total	32.726	32.667	32.739	32.691

O valor de R\$4.373 (R\$4.081 em 31 de dezembro de 2016) refere-se à folha de pagamento, consignações em favor de terceiros (diversas Entidades de Classe, como a Associação dos Funcionários das Companhias e Empresas de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul - AFCEEE, Sindicato dos Eletricistas do Rio Grande do Sul - SENERGISUL e a Fundação CEEE de Seguridade Social - ELETROCEEE) e tributos e contribuições sociais retidos na fonte.

19. OBRIGAÇÕES FISCAIS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE				
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	42	14	42	14
Contribuição ao Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	5.662	3.997	8.196	5.231
Contribuição p/Financiamento da Seguridade Social - COFINS	7.072	8.891	7.095	8.891
Contribuição ao Programa de Integração Social - PIS / PASEP	1.517	1.885	1.517	1.885
Parcelamento PIS/COFINS - RFB.....	-	4.301	-	4.301
Contribuição ao Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	1.770	1.719	1.770	1.719
Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social	2.001	211	2.463	8.144
Outros	4.336	2.236	5.620	5.140
	22.401	23.254	26.704	35.325
NÃO CIRCULANTE				
Parcelamento PIS/COFINS - RFB.....	-	16.164	7.096	16.164
	-	16.164	7.096	16.164

20. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES

Os saldos compõem-se de:

20.1. Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações – Controladora e Consolidado

Credor	CONTROLADORA/CONSOLIDADO							
	31/12/2017							
	Indexador	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	Principal		Total
						Circulante	Não Circulante	
Moeda Nacional								
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	6.691	50.175	56.866
Total Moeda Nacional					-	6.691	50.175	56.866
Moeda Estrangeira								
AFD.....	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	2.678	9.428	148.439	160.545
BID	US\$	Libor + 0,75%	2036	01	-	9.427	179.116	188.543
Total Moeda Estrangeira					2.678	18.855	327.555	349.088
Total Moeda Nacional e Moeda Estrangeira					2.678	25.546	377.730	405.954

CONTROLADORA/CONSOLIDADO								
31/12/2016								
Credor	Indexador	Encargos a.a.	Venc	Garantia	Encargos	Principal		Total
						Circulante	Não Circulante	
Moeda Nacional								
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	330	6.645	56.407	63.382
Total Moeda Nacional					330	6.645	56.407	63.382
Moeda Estrangeira								
AFD.....	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	1.383	1.428	133.234	136.045
BID	US\$	Libor + 0,75%	2036	01	-	10.420	91.875	102.295
Total Moeda Estrangeira					1.383	11.848	225.109	238.340
Total Moeda Nacional e Moeda Estrangeira					1.713	18.493	281.516	301.722
Código de Garantias e/ou Fianças								
01 - Autorização Contratual para Acesso em Conta Corrente								
01 - Governo Federal e Governo Estadual								
02 - Procuração para Acesso em Conta Corrente								
03 - Títulos Públicos Federais								
04 - Percentual de Recebíveis da Geração e Transmissão								

20.2. Variação de Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações

	Moeda Nacional		Moeda Estrangeira		TOTAL
	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	
Saldos em 01 de Janeiro de 2016.....	5.436	63.601	-	209.712	278.749
Ingressos.....	-	-	-	66.877	66.877
Encargos.....	4.624	-	9.752	-	14.376
Variação Monetária.....	313	650	1.455	(39.704)	(37.286)
Transferências.....	7.844	(7.844)	11.776	(11.776)	-
Amortizações de Principal.....	(6.618)	-	-	-	(6.618)
Amortizações de Encargos	(4.624)	-	(9.752)	-	(14.376)
Saldos em 31 de Dezembro 2016.....	6.975	56.407	13.231	225.109	301.722
Ingressos.....	-	-	-	115.380	115.380
Encargos.....	4.263	-	7.515	-	11.779
Variação Monetária.....	-	464	3.751	6.715	10.930
Transferências.....	6.696	(6.696)	19.649	(19.649)	-
Amortizações de Principal.....	(6.618)	-	(12.918)	-	(19.536)
Amortizações de Encargos	(4.624)	-	(9.697)	-	(14.321)
Saldos em 31 de Dezembro 2017.....	6.691	50.175	21.532	327.555	405.954

20.3. Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID e Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD

Em 28 de dezembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº 2813/OC-BR entre a CEEE-GT e o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS GT (Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de Abrangência da CEEE-GT) no valor de US\$147.760. O valor do financiamento concedido pelo BID é de US\$ 88.656, sendo que a primeira parcela de desembolso foi recebida em 18 de fevereiro de 2013, no valor de US\$2.567.

Em 21 de dezembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº CBR 1043, entre a CEEE-GT e a Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD, no montante de US\$59.104, sendo que a liberação da primeira parcela de desembolso foi recebida em 27 de março de 2013, no valor de US\$20.024.

Os contratos de financiamentos com BID e AFD possuem garantia da República Federativa do Brasil e do Estado do Rio Grande do Sul, nos termos dos contratos de garantia assinados em 28 de dezembro de 2012 e 21 de dezembro de 2012, assim respectivamente.

Durante o prazo de execução do projeto, os contratos prevêem o monitoramento da margem EBITDA da Companhia. Na hipótese da margem EBITDA se mostrar inferior aos limites originalmente previstos a CEEE-GT deve apresentar um plano de ação às instituições financeiras, identificando as causas dos desvios, as medidas de gestão ou as medidas financeiras a serem adotadas e seu respectivo cronograma. A Companhia encaminhou o seu Plano de Ajuste Estrutural para os organismos internacionais (BID/AFD) os quais vêm monitorando o status da evolução das ações da Administração.

Ao longo de 2017 foi liberado o valor de US\$27.500 que corresponde à R\$87.305 referente ao BID e US\$8.500 que corresponde à R\$28.076 referente ao AFD.

20.4. BNDES

Em 27 de dezembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº 12.2.1391.1, entre a CEEE-GT e o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS GT, por meio da ampliação e modernização de 25 subestações, linhas de transmissão e modernização dos Sistemas de Comunicação da CEEE-GT em todo o Estado do Rio Grande do Sul.

O valor do financiamento concedido é de R\$236.340, sendo que o total liberado até 31 de Dezembro de 2016 foi de R\$69.037, no exercício de 2017, não houve nova liberação.

O contrato de empréstimo com o BNDES tem como garantia a Cessão Fiduciária de Títulos Públicos Federais, denominados Notas do Tesouro Nacional – Série B. A cedente (CEEE-GT) cede fiduciariamente em favor do credor (BNDES), os títulos públicos federais, de sua propriedade, em valor equivalente a 130% do valor concedido por meio do Contrato de Financiamento.

20.5. Cronograma das Parcelas de Longo Prazo

As parcelas de Longo Prazo dos Empréstimos e Financiamentos vencem como segue:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Principal				
2018	24.428	6.918	24.428	6.918
2019	24.428	9.515	24.428	9.515
2020	24.428	10.347	24.428	10.347
2021	24.428	11.061	24.428	11.061
Após 2021	280.018	243.675	280.018	243.675
	<u>377.730</u>	<u>281.516</u>	<u>377.730</u>	<u>281.515</u>

20.6. Composição do Saldo da Dívida por Indexador

Demonstrativo de Composição do Saldo da Dívida por Indexador:

Moeda / Indexador	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Dólar US\$	85,99%	79,95%	85,99%	76,85%
TJLP	14,01%	20,05%	14,01%	23,15%
	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>

21. PROVISÃO PARA BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

A Companhia, através da Fundação CEEE de Seguridade Social – ELETROCEEE, concede aos seus empregados os planos de previdência complementar, denominados CEEEPREV e Plano Único, este último fechado para novas adesões. Mantém também a obrigação do pagamento de aposentadoria a ex-autárquicos e a obrigação de complementação de aposentadoria a ex-empregados desligados por aposentadoria incentivada – CTP.

A Companhia registra seu passivo atuarial com base em laudos emitidos por atuários independentes, sendo que o passivo referente ao Plano CEEEPREV e Plano Único é composto pelo valor presente da obrigação na data

do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano e considera o contrato de dívida SF Nº 1254/95 firmado junto a Fundação CEEE.

O contrato SF Nº 1254/95 refere-se a contribuições passadas inadimplidas, cuja renegociação foi efetuada em maio de 2013, estabelecendo uma carência até junho de 2018, tendo o reinício dos pagamentos das amortizações do valor de principal a partir de julho de 2018, com término previsto para maio de 2031. Durante o período de carência a Companhia realiza o pagamento referente à atualização monetária e aos juros mensais.

Os saldos registrados no passivo compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE				
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP.....	349	179	349	179
Contribuição Patrocinadora - Plano Único.....	44.693	1.060	44.693	1.060
Contrato 1254/95 - Plano Único	1.737	-	1.737	-
Contribuição Patrocinadora - CEEEPREV.....	61.188	8.988	61.188	8.988
Contrato 1254/95 - CEEEPREV	1.620	-	1.620	-
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA	86.528	45.887	86.528	45.887
	<u>196.115</u>	<u>56.114</u>	<u>196.115</u>	<u>56.114</u>
NÃO CIRCULANTE				
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP.....	1.957	2.124	1.957	2.124
Provisão Plano Único	39.550	94.604	39.550	94.604
Contrato 1254/95 - Plano Único	34.490	74.815	34.490	74.815
Provisão Plano CEEEPREV	429.379	426.903	429.379	426.903
Contrato 1254/95 - CEEEPREV	36.968	24.837	36.968	24.837
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA	162.552	231.042	162.552	231.042
	<u>704.896</u>	<u>854.325</u>	<u>704.896</u>	<u>854.325</u>
Total	<u>901.010</u>	<u>910.439</u>	<u>901.010</u>	<u>910.439</u>

21.1. Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP

Em decorrência de acordo coletivo de trabalho, a Companhia é responsável pelo pagamento do benefício de complementação de aposentadoria por tempo de serviço que tenha sido concedida pela Previdência Oficial ao participante regularmente inscrito na Fundação ELETROCEEE e que ainda não tenha cumprido todos os requisitos para a sua fruição, ocasião em que o ex-empregado será definitivamente aposentado pela Fundação. Desta forma, a Companhia, provisionou os valores integrais dos compromissos futuros relativos a estas complementações salariais, considerando o prazo médio de pagamento destes benefícios, ajustados a valor presente, incluindo as contribuições à Fundação.

21.2. Planos de Benefícios CEEEPREV

O CEEEPREV é um plano com características de contribuição definida, exceto no que se refere aos benefícios de risco e à parte dos benefícios saldados.

O benefício saldado é um benefício vitalício proporcionado a uma parcela de participantes do CEEEPREV que migraram do Plano Único. É o valor calculado no momento dessa migração, com base em Nota Técnica Atuarial e atualizado pelo Índice de Reajuste do Plano, tendo como finalidade preservar os direitos já acumulados dos ex-participantes do Plano Único, o qual tem características de plano de benefício definido.

Os benefícios do CEEEPREV são acessíveis a todos os empregados da categoria CLT da Companhia, onde esta efetua contribuições de forma conjunta com seus empregados. O Plano CEEEPREV é viabilizado também por uma contribuição suplementar de amortização de responsabilidade da patrocinadora do plano, na forma da lei, denominada Reserva a Amortizar.

Em 2014, houve a implantação das alterações regulamentares do plano CEEEPREV, aprovadas pela Portaria nº 213/2014. As alterações contemplaram a recomposição dos Benefícios Saldado e Referencial dos participantes que migraram do Plano Único, atribuindo a estes, o crescimento de 3% ao ano de novembro de 2002 até a data em que o empregado completar as carências para a aposentadoria normal (55 anos de idade e 10 anos de contribuição) ou até a data em que se desvinculou da patrocinadora, o que ocorrer primeiro.

21.3. Plano Único

O Plano Único tem modalidade de benefício definido e encontra-se fechado para novas adesões de participantes desde 02 de setembro de 2002. Este plano recebe contribuições paritárias entre patrocinadora e empregados.

Por imposição da Constituição Brasileira, em conformidade com toda a legislação infraconstitucional de regência, e, com fundamento nas normas administrativas previdenciárias do Brasil, a Companhia, na condição de patrocinadora de Plano de Benefício Definido para seus funcionários – Plano Único decidiu reconhecer os eventuais déficits atuariais na forma paritária.

A Lei Complementar nº 108/2001 disciplina, nos termos de seu artigo 1º, a relação entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios, inclusive no tocante às Sociedades de Economia Mista, enquanto patrocinadoras de entidades fechadas de previdência complementar. Nessa esteira, o Parágrafo 1º, artigo 6º da referida Lei determina que “A contribuição normal do patrocinador para plano de benefício definido, em hipótese alguma, excederá a do participante, observado o disposto no artigo 5º da Emenda Constitucional nº 20, de 15 de dezembro de 1998, e as regras específicas emanadas do órgão regulador e fiscalizador”. Ainda é vedado ao patrocinador, pelo Parágrafo 3º, da mesma Lei Complementar, assumir encargos adicionais para financiamento dos planos de benefício, além daqueles previstos nos respectivos planos de custeio.

Diante desse arcabouço legal, considerando que o Regulamento do Plano Único prescreve que as eventuais insuficiências (déficits) serão equacionadas conforme a legislação aplicável, e, na medida em que a Resolução do Conselho Gestor de Previdência Complementar – CGPC Nº 26/2008 determina em seu art. 29º que “O resultado deficitário apurado no plano de benefícios deverá ser equacionado por participantes, assistidos e patrocinadores, observada a proporção contributiva em relação às contribuições normais vigentes no período em que for apurado o resultado, estabelecendo-se os montantes de cobertura atribuíveis aos patrocinadores, de um lado, e aos participantes e assistidos, de outro, sem prejuízo de ação regressiva contra dirigentes ou terceiros que tenham dado causa a dano ou prejuízo ao plano de benefícios administrado pela EFPC”, a Companhia, na qualidade de empresa de economia mista patrocinadora do Plano Único, pelo conteúdo do ordenamento legal brasileiro, não pode exceder a paridade contributiva em caso de equacionamento de déficit eventualmente apurado. Nessa esteira, considerando a natureza societária da Companhia (S/A Economia Mista) e a responsabilidade de seus administradores na condição de gestores públicos, o passivo do Plano Único é reconhecido na proporção paritária, em aderência as manifestações pretéritas exaradas pelo Tribunal de Contas do Estado do Rio Grande do Sul.

Dado esse contexto, a Companhia efetuou consulta formal à Comissão de Valores Mobiliários - CVM, na data de 28 de novembro de 2013, questionando o adequado tratamento contábil e recebeu, por intermédio do Ofício 189/2016/CVM/SEP/GEA-5 datado de 5 de setembro de 2016, na qual a CVM expressa a posição de que não haveria óbice em relação ao procedimento adotado pelas patrocinadoras de reconhecer o déficit atuarial de forma paritária.

Ainda, conforme conteúdo do Memorando nº 11/2016-CVM/SNC/GNC, de 19 de maio de 2016, a SNC/CVM já expôs que: “Conclusão: Com base em todo exposto, esta SNC ratifica posicionamento favorável ao procedimento adotado pelas patrocinadoras de reconhecer o déficit atuarial de forma paritária, e que os fundamentos para tal entendimento, conforme já mencionado, são os mesmos devidamente esclarecidos no MEMO SNC/GNC/Nº 001/14. Quanto aos requisitos para o cálculo do déficit atuarial, reafirmamos que eles devem estar de acordo com o estabelecido nas disposições sobre Reconhecimento e Mensuração de Plano de Benefício Definido, contidas no CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados.”

21.4. Provisão para Complementação Aposentadoria - Ex-Autárquicos - Lei Estadual nº 3.096/56 - EXA

Esta provisão, registrada conforme o cálculo atuarial refere-se ao compromisso da Companhia com empregados denominados ex-autárquicos aposentados, remanescentes da antiga Comissão Estadual de Energia Elétrica, autarquia que foi sucedida pela Companhia por força da Lei Estadual nº 4.136/61.

Entre as vantagens adquiridas por esses servidores encontra-se o direito de reajuste dos proventos de aposentadoria na proporção de 70% do aumento que os servidores da ativa possuíam. Este percentual é denominado complementação. Adicionalmente, suplementa-se o que já fora revisado com mais 30% de modo a assegurar aos ex-autárquicos a integralidade dos proventos em relação ao que percebiam os ativos, por imposição da Lei Estadual Nº 3.096, de 31 de dezembro de 1956.

Assim, essa é uma obrigação não gerenciável pela Companhia, que se deriva da sua constituição originária, sendo um compromisso previdenciário pós-emprego de caráter vitalício e com benefícios definidos, sendo assumido pela Companhia o pagamento integral destes proventos.

No início do exercício de 2012, a Companhia obteve o direito de receber da União 1,2 bilhões pelo pagamento dessas obrigações, sendo que o recebimento desse direito comportou os exercícios de 1981 até fevereiro de 1993, nos termos do processo de liquidação judicial Nº 2006.71.00.047783-2 – Conta de Resultados a Compensar – CRC, originado da ação ordinária nº 93.00.02153-2 (Vide nota explicativa nº 10)

No final do exercício de 2014, considerando a completude e o esgotamento de todos os elementos referentes à 1ª ação de cobrança, a Companhia interpôs contra União e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, uma nova ação (Processo Judicial Nº 0002230-10.2015.4.01.3400), de natureza declaratória, cumulada com pedido indenizatório, requerendo a indenização dos valores despendidos após o exercício de 1993 até os dias atuais, a serem quantificados em liquidação de sentença.

21.5. Premissas utilizadas para o cálculo do passivo e das projeções

As premissas atuariais e hipóteses econômicas adotadas são as requeridas pelos padrões do Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1) e foram as seguintes:

PREMISSAS ATUARIAIS ADOTADAS	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD
Taxa para desconto da obrigação atuarial	5,30% a.a.	5,34% a.a.	5,12% a.a.	5,39% a.a.
Taxa de retorno esperado dos ativos - taxa real	5,30% a.a.	5,34% a.a.	5,12% a.a.	5,39% a.a.
Taxa crescimento salarial futuro - taxa real	2,01% a.a.	N/A	N/A	2,01% a.a.
Expectativa de Inflação	4,5% a.a.	4,5% a.a.	4,5% a.a.	4,5% a.a.
Fator de capacidade dos Salários	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Fator de capacidade dos Benefícios do Plano	96,71%	100,00%	100,00%	96,71%
Tábua de Mortalidade Geral	AT-83 male	UP-94 male	UP-94 male	AT-2000 male
Tábua de Mortalidade dos Inválidos	AT-49 male	Agravada em 10%	Agravada em 10%	AT-83 male
Tábua de Entrada em Invalidez	Light-Média	N/A	N/A	Light-Média
Tábua de Rotatividade	N/A	N/A	N/A	N/A
Composição Familiar	Hx Fundação CEEE	N/A	N/A	Hx Fundação CEEE

Quanto às taxas de desconto, a Companhia observa os princípios estabelecidos na CVM 695/12. Assim, são consideradas as taxas de juros dos títulos do Tesouro Nacional (NTN-B) que tenham vencimentos próximos dos prazos dos fluxos futuros esperados das obrigações com os participantes ativos e assistidos da cada plano ou compromisso.

A taxa esperada do retorno dos ativos do plano foi considerada a mesma taxa de desconto atuarial, conforme as novas regras reconhecidas pelo Pronunciamento CPC 33 (R1).

2.1.6. Resultado da Avaliação Atuarial

A avaliação atuarial dos benefícios pós-emprego relativa aos planos e compromissos da Companhia, foi realizada por consultoria atuarial, apresentando os seguintes resultados:

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR PRESENTE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL

	2017			2016		
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	(1.131.065)	(2.304)	(276.927)	(1.712.781)	(3.123.077)	(968.248)
Custo do serviço corrente	(430)	-	-	(6.598)	(6.598)	(545)
Custo de juros	(113.542)	(241)	(27.645)	(186.204)	(327.632)	(126.819)
Ganho / (perda) atuarial	63.704	34	6.129	(68.977)	889	(144.297)
Benefícios pagos pelo plano	40.584	202	49.364	136.545	226.694	108.844
Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(1.140.749)	(2.309)	(249.080)	(1.837.685)	(3.229.823)	(1.131.065)
						(1.712.781)
						(3.123.077)

1837685 (0)

ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO

	2017			2016		
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	
Parcela do valor presente da obrigação atuarial com cobertura	(908.731)	-	-	(1.310.004)	(2.218.734)	(868.641)
Parcela do valor presente da obrigação atuarial sem cobertura (déficit)	(232.018)	(2.309)	(249.080)	(527.682)	-	(262.424)
Total do valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(1.140.749)	(2.309)	(249.080)	(1.837.685)	(3.229.823)	(1.131.065)
Estatuto do Plano	Parcialmente coberto	Sem cobertura	Sem cobertura	Parcialmente coberto	Parcialmente coberto	Parcialmente coberto

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR JUSTO DOS ATIVOS

	2017			2016		
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	868.642	-	-	1.214.916	2.083.559	755.338
Retorno esperado dos ativos do plano	91.223	-	-	292.095	383.318	98.979
Ganhos / (perdas) atuariais	40.617	-	-	(86.931)	(46.314)	88.872
Contribuições do empregador	26.975	202	49.364	31.542	108.083	32.822
Contribuições de participantes do plano	2.112	-	-	1.693	3.805	1.476
Benefícios pagos pelo plano	(120.837)	(202)	(49.364)	(143.311)	(313.713)	(108.844)
Valor justos dos ativos do plano no final do exercício	908.731	-	-	1.310.004	2.218.737	868.642
						(1.214.916)
						2.083.559

21.6. Resultado da Avaliação Atuarial (continuação)

CONCiliação dos Ativos e Passivos

RECONHECIDOS NO BALANÇO

	2017				2016			
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura / (déficit)	232.018	2.309	249.080	527.682	1.011.089	262.424	2.304	276.927
Montante não reconhecido como ativo / (passivo)	(116.009)	-	-	-	(116.009)	(131.212)	-	-
Passivo / (Ativo) Atuarial líquido reconhecido no final do exercício	116.009	2.309	249.080	527.682	895.080	131.212	2.304	276.927
Passivo reconhecido na patrocinadora	116.009	2.309	249.080	527.682	895.080	131.212	2.304	276.927

MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO (ATIVO) LÍQUIDO RECONHECIDO NO BALANÇO

	2017				2016			
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA
(Passivo) Ativo reconhecido no início do exercício	(131.212)	(2.304)	(276.927)	(497.865)	(908.308)	(106.456)	(1.957)	(272.597)
Pagamentos para o plano líquido de administração	40.584	202	49.364	10.277	100.426	32.822	191	49.873
Total das remensurações, reconhecidas em Outros Resultados Abrangentes:	(13.745)	34	6.129	17.954	10.371	(44.862)	(267)	(18.314)
Provisão para planos de benefícios e outros benefícios pós-emprego	(11.636)	(241)	(27.645)	(58.048)	(97.570)	(12.716)	(270)	(35.890)
Passivo referente ao Benefício Definido	(116.009)	(2.309)	(249.080)	(527.682)	(895.080)	(131.212)	(2.304)	(276.927)
(Passivo) Ativo reconhecido no final do exercício (BD + CD)	(116.009)	(2.309)	(249.080)	(527.682)	(895.080)	131.212	(2.304)	(276.927)

COMPOSIÇÃO DA DESPESA DO EXERCÍCIO

	2017				2018 Estimado			
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA
Custo do serviço corrente	215	-	-	6.268	6.483	236	-	-
Contribuições dos participantes	(1.264)	-	-	(1.693)	(2.957)	(1.348)	-	-
Custo de juros	56.449	241	27.645	180.955	265.290	60.460	222	27.249
Retorno esperado dos ativos do plano	(43.764)	-	-	(127.482)	(171.245)	(48.163)	-	-
Total da despesa do exercício	11.636	241	27.645	58.048	97.570	11.186	222	27.249

AJUSTES EM RESULTADOS ABRANGENTES

	2017				2016			
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA
Ganho/(perda) acumulado até o exercício anterior	(262.341)	(1.537)	(65.236)	(176.004)	(505.118)	(217.479)	(1.270)	(46.922)
Ganho/(perda) do exercício atual de responsabilidade da patrocinadora	(13.745)	34	6.129	17.954	10.371	(44.862)	(267)	(18.314)
Ganho/(perda) total reconhecido ao final do exercício seguinte	(276.086)	(1.503)	(59.107)	(158.050)	(494.747)	(262.341)	(1.537)	(65.236)

21.6. Resultado da Avaliação Atuarial (continuação)

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS PREMISSAS DO PLANO (Impacto nas obrigações)	2017							
	Plano Único		CTP		EXA		CEEEPREV BD	
Taxa de desconto								
Aumento de 0,5%	(40.660)	-3,56%	(92)	-3,98%	(5.206)	-2,09%	(76.828)	-4,18%
Redução de 0,5%	43.482	3,81%	99	4,28%	5.427	2,18%	82.941	451,00%
Expectativa de Vida								
Redução da Expectativa em 1 ano	(33.565)	-2,95%	(60)	-2,62%	(12.616)	-5,06%	(36.884)	-2,01%
Aumento da Expectativa em 1 ano	33.381	2,94%	60	2,59%	12.946	5,20%	35.852	1,95%
Crescimento Salarial								
Aumento de 0,5%	321	-0,31%	N/A	N/A	N/A	N/A	(1.815)	2,35%
Redução de 0,5%	(330)	0,32%	N/A	N/A	N/A	N/A	1.763	-2,28%

ANÁLISE DA VARIAÇÃO EM PERDAS/(GANHOS) SOBRE AS OBRIGAÇÕES APURADA	2017			
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD
Alteração da Taxa de Desconto em relação ao ano anterior	45.701	7.829	7.829	60.420
Alteração da Composição Familiar em relação ao ano anterior	(2.069)	-	-	(2.549)
Experiência da população	(110.885)	(13.958)	(13.958)	-
Total das Perdas/(Ganhos)apuradas no exercício	<u>(67.253)</u>	<u>(6.129)</u>	<u>(6.129)</u>	<u>68.977</u>

CATEGORIAS DOS ATIVOS DO PLANO	2017	
	Plano Único	CEEEPREV BD
Disponível	0,02%	0,02%
Realizável – Gestão Previdencial	9,58%	4,33%
Realizável – Gestão Administrativa	1,26%	3,82%
Títulos Públicos	61,58%	63,71%
Créditos Privados e Depósitos	7,03%	6,78%
Ações	12,16%	11,86%
Fundos de Investimentos	6,06%	5,57%
Investimentos Imobiliários	0,63%	0,58%
Empréstimos e Financiamentos	1,68%	3,33%
Total em percentual dos ativos do plano	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>

22. OBRIGAÇÕES DA CONCESSÃO

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE				
Conta de Desenvolv. Energético - Quota da CDE	21.817	3.104	21.817	3.104
Recursos P&D	43.304	39.392	43.304	39.392
Recursos FNDCT	844	426	844	426
Recursos MME	422	214	422	214
	<u>66.386</u>	<u>43.136</u>	<u>66.386</u>	<u>43.136</u>
NÃO CIRCULANTE				
Recursos P&D	9.563	5.194	9.563	5.194
	<u>9.563</u>	<u>5.194</u>	<u>9.563</u>	<u>5.194</u>

22.1. Programa Pesquisa e Desenvolvimento

Criado pela Lei nº 9.991/2000, o P&D é um programa de investimento, estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, para as concessionárias de energia elétrica, calculados com base na receita operacional líquida das empresas, que resulta na capacitação e desenvolvimento tecnológico.

Ao programa de Pesquisa e Desenvolvimento, a Companhia destina anualmente, no mínimo, 1% da receita operacional líquida. A aplicação dos recursos, registrada no ativo circulante, perfaz o montante de R\$7.020 referente ao P&D (vide nota explicativa nº 9.1).

Dos valores destinados ao P&D, 40% são aplicados em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento, 40% são recolhidos ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, e 20% ao Ministério de Minas e Energia – MME.

23. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS, CÍVEIS E TRIBUTÁRIAS

A Companhia é parte em processos judiciais de natureza trabalhista, cível e tributária que na avaliação da administração, baseada em experiência em processos com natureza semelhante, atribuem riscos prováveis, possíveis e remotos. Os riscos possíveis e remotos não foram provisionados.

	CONTROLADORA/CONSOLIDADO							
	31/12/2017				31/12/2016			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Riscos Prováveis	117.209	82.681	586	200.476	106.061	80.498	4.696	191.255
Riscos Possíveis	235.965	35.895	745	272.605	197.690	33.844	649	232.183
	353.174	118.576	1.331	473.081	303.751	114.342	5.345	423.438

23.1. Composição dos processos de riscos prováveis

A provisão e contas a pagar reconhecido sobre a parte dos processos cujo risco de perda é considerado provável líquido dos depósitos judiciais correspondentes, estão compostas como segue:

CONTROLADORA/CONSOLIDADO				
	31/12/2017			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão.....	17.780	2.371	-	20.151
Passivo não circulante				
Saldo da provisão.....	99.429	80.310	586	180.325
Subtotal Riscos Prováveis	117.209	82.681	586	200.476
(-) Depósitos judiciais.....	(33.513)	(20)	(15)	(33.548)
Total não circulante	65.916	80.291	571	146.778
Total geral	83.696	82.662	571	166.929

CONTROLADORA/CONSOLIDADO				
	31/12/2016			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão.....	18.451	2.285	-	20.736
Passivo não circulante				
Saldo da provisão.....	87.610	57.133	4.696	149.439
Contas a pagar para contingências.....	-	21.080	-	21.080
Subtotal Riscos Prováveis	106.061	80.498	4.696	170.519
(-) Depósitos judiciais.....	(10.829)	(12)	(168)	(11.009)
Total não circulante	76.781	78.201	4.528	159.510
Total geral	95.232	80.486	4.528	180.246

23.2. Movimentação da provisão para contingências

CONTROLADORA/CONSOLIDADO				
	Movimentação da Provisão para Contingências			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
(=) Saldo Final Dezembro/2015	92.023	69.778	4.423	166.224
(+) Novos Ingressos	24.729	5.582	14	30.325
(-) Pagamentos	(13.900)	(4.432)	(7)	(18.339)
(-) Montantes Revertidos	(23.833)	(5.657)	(31)	(29.521)
(+) Atualização Monetária	14.804	15.129	159	30.092
(+/-) Montantes Depositados	1.409	86	(30)	1.465
(=) Saldo Final Dezembro/2016	95.232	80.486	4.528	180.246
(+) Novos Ingressos	21.425	645	331	22.401
(-) Pagamentos	(10.801)	(1.545)	(6)	(12.352)
(-) Montantes Revertidos	(13.040)	(7.044)	(4.503)	(24.587)
(+) Atualização Monetária	13.564	10.127	64	23.755
(+/-) Montantes Depositados	(22.684)	(7)	157	(22.534)
(=) Saldo Final Dezembro/2017	83.696	82.662	571	166.929

23.3. Natureza das ações

23.3.1. Trabalhistas

A Companhia vem permanentemente aprimorando a apuração dos valores contingentes embasada no histórico de dados referentes aos pagamentos com a finalização das discussões judiciais de assuntos de natureza trabalhista. Foi realizada uma análise criteriosa das chances de êxito da Companhia envolvendo processos trabalhistas, com o objetivo de suportar o adequado julgamento quanto à necessidade ou não da constituição de provisões. As estimativas quanto ao desfecho e os efeitos financeiros das contingências foram determinados com base em julgamento da Administração, considerando o histórico de perdas em processos de mesma natureza e a expectativa de êxito de cada processo. As principais ações ingressadas contra a CEEE GT referem-se a verbas rescisórias, responsabilidade subsidiária, complementação de proventos de aposentadoria, responsabilidade solidária, vínculo empregatício, Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS, correto enquadramento, prêmio assiduidade e outras.

23.3.2. Cíveis

A Companhia está sendo citada em diversos processos judiciais de natureza cível para os quais foi registrada provisão para os valores cuja expectativa de pagamentos foi considerada provável, pelos seus assessores jurídicos, em uma análise efetuada individualmente por processo. As ações ingressadas contra a Companhia referem-se a danos morais e materiais, sustação de cobrança, honorários advocatícios, contrato de compra e venda de energia, desapropriação e revisão de contratos.

23.3.3 Tributárias

Do saldo provisionado de R\$4.701 refere-se à eventual insuficiência no recolhimento de contribuições previdenciárias relacionadas ao Auto de Lançamento nº 35.067.180-0. A Companhia busca defesa na esfera administrativa, classificando o processo, através de opinião legal, como perda provável.

Com relação aos contenciosos cujo entendimento legal opina por expectativa de perda possível, as principais questões são:

23.3.3.1. Contribuições Previdenciárias

Com relação à matéria previdenciária a CEEE-GT impugnou cobranças relativas à suposta insuficiência de recolhimento sobre os serviços contratados bem como a eventual inconsistência em obrigações acessórias que somam aproximados R\$4.220

23.3.3.2. Tributos Federais (PIS, COFINS, IRPJ, CSLL, IRRF)

No tocante aos tributos federais a Companhia possui cerca de R\$86.510 em compensações que estão na fase de discussão de sua homologação junto ao ente fazendário, principalmente referentes a pagamentos indevidos de PIS e COFINS, face ao extinto art. 3º, parágrafo 1º da Lei nº 9.718/98, bem como em relação ao contido na Lei nº 10.833/03, artigo 10º, inciso XI.

24. OUTROS PASSIVOS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE				
Comp. Financ para Utilização de Recursos Hídricos	2.701	2.701	2.701	2.701
Obrigações com Obras da Transmissão	12.140	12.140	12.140	12.140
Acordo Judicial Trabalhista.....	160	160	160	160
Outros Credores	14.224	4.691	19.485	10.884
	<u>29.225</u>	<u>19.692</u>	<u>34.486</u>	<u>25.885</u>
NÃO CIRCULANTE				
Provisão Auto de Infração	349	878	349	878
Acordo Judicial Trabalhista.....	1.200	1.200	1.200	1.200
Comercialização de Energia na CCEE	43.961	44.197	43.961	44.197
Outros Credores	14.099	9.304	15.877	6.969
	<u>59.609</u>	<u>55.579</u>	<u>61.387</u>	<u>53.244</u>

24.1. Comercialização de Energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

O valor de R\$43.961 (R\$44.197 em 31 de dezembro de 2016) refere-se à provisão de energia comprada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (órgão sucessor do Mercado Atacadista de Energia – MAE) no período de setembro de 2000 a setembro de 2002. A Companhia ajuizou ações no intuito de suspender o andamento da liquidação das transações de energia elétrica prevista para novembro de 2002, remanescendo suspenso tais valores até a decisão final.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, por solicitação da Companhia, efetuou a mensuração dos valores devidos e, considerando a avaliação do órgão competente, a provisão foi ajustada aos valores calculados pela CCEE.

25. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

25.1. Base de Cálculo dos Tributos Diferidos

Nos termos do Pronunciamento Técnico CPC 32 (IAS 12), a Companhia estimou seus tributos diferidos cotejando as diferenças temporárias tributáveis com as diferenças temporárias dedutíveis e créditos fiscais não utilizados.

25.1.1. Diferenças Temporárias Tributáveis

O valor das diferenças temporárias tributáveis compõe-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Reconhecimento do Custo Atribuído	56.799	70.612	56.799	70.612
Variação do Valor Justo do Ativo Financeiro Disponível	3.267	5.183	3.267	5.183
Exclusão Temporária	32.768	21.289	32.768	21.289
Exclusão Temporária - MP 579/2012 (Renovação das	1.200.951	1.266.236	1.200.951	1.266.236
Base de Cálculo do Passivo Fiscal Diferido	1.293.785	1.363.320	1.293.785	1.363.320
IR e CS (Alíquota 34%)	439.887	463.529	439.887	463.529
IR e CS (Redutor 30% - RIR/99, Art.510)	(126.173)	(131.856)	(126.173)	(131.856)
Total do Passivo Fiscal Diferido	313.714	331.673	313.714	331.673

25.1.2. Diferenças Temporárias Dedutíveis e Créditos Fiscais Não Utilizados

A Companhia, em consonância com o CPC 32 (IAS 12), contabiliza seu ativo fiscal diferido referente a Imposto de Renda e Contribuição Social calculado à alíquota de 34%. Esse ativo refere-se ao valor do tributo sobre o lucro, que será recuperado em período futuro, relacionado a diferenças temporárias entre a base de cálculo fiscal e a base de cálculo societária da CEEE-GT, assim como referente aos créditos de prejuízos fiscais de IRPJ e base negativa de CSLL, originados de períodos anteriores. Conforme a legislação tributária vigente, o limite de compensação dos prejuízos fiscais de IRPJ e da base negativa de CSLL é de 30% do lucro real apurado em cada exercício, tendo natureza imprescritível.

O CPC 32 (IAS 12) descreve as condições para o reconhecimento do ativo fiscal diferido. Essas condições incluem expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, fundamentada em estudo técnico de viabilidade, que comprovam a realização desse crédito fiscal. A Concessionária revisa anualmente o estudo técnico de realização do crédito, sendo que o valor do ativo fiscal diferido reconhecido pela CEEE-GT não foi incrementado no exercício de 2016. O valor do crédito não reconhecido totaliza, em 31 de Dezembro de 2017, R\$ 280.740 (R\$ 303.193 em 31 de Dezembro de 2016).

O valor das diferenças temporárias tributáveis compõe-se preponderantemente da importância relativa à indenização dos ativos da Rede Básica do Sistema Existente (RBSE).

O montante desse passivo fiscal diferido, referente a Imposto de Renda e Contribuição Social incidentes sobre a indenização da RBSE foi calculado à alíquota de 34%, líquido da redução de 30%, a título de compensação dos prejuízos fiscais de IRPJ e da base negativa de CSLL, nos termos da legislação tributária. O valor reconhecido totaliza, em 31 de dezembro de 2017, R\$ 280.740.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Provisão Ex-Autárquicos (Lei 3.096/56)	255.233	276.927	255.233	276.927
Provisão para Contingências Trabalhistas	117.209	95.233	117.209	95.233
Provisão para Contingências Fiscais e Cíveis	62.188	72.525	62.188	72.525
Total das Diferenças Temporárias	434.630	444.685	434.630	444.685
Alíquota IRPJ/CSLL	34%	34%	34%	34%
Total do Crédito Fiscal s/Diferenças Temporárias	147.774	151.193	147.774	151.193
Base Negativa da CSLL	343.185	391.940	343.185	391.940
CSLL Diferida (Alíquota 9%)	30.887	35.275	30.887	35.275
Prejuízos Fiscais do IRPJ	689.897	748.480	689.897	748.480
IRPJ Diferido (Alíquota 25%)	172.474	187.120	172.474	187.120
Total do Crédito Fiscal s/ PF do IRPJ e BN da CSLL	203.361	222.395	203.361	222.395
Crédito Fiscal não Reconhecido.....	(280.740)	(303.193)	(280.740)	(303.193)
Saldo Contábil.....	70.395	70.395	70.395	70.395

25.1.3. Tributos Diferidos Líquidos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Débitos Tributários Diferidos.....	313.714	331.673	313.714	331.673
Créditos Tributários Diferidos.....	(70.395)	(70.395)	(70.395)	(70.395)
Saldo Contábil Líquido.....	243.319	261.278	243.319	261.278

25.2. Estimativa de Liquidação dos Tributos Diferidos

Conforme preconiza a Instrução CVM nº 371/2002, a análise de realização do valor contábil do ativo diferido é elaborada anualmente pela Companhia, com base em estudo técnico submetido à aprovação pelos órgãos de Administração da Companhia. Esse estudo projeta a expectativa de resultados tributáveis em um período de 10 anos.

As estimativas de recuperação dos créditos fiscais foram suportadas pelas projeções dos lucros tributáveis levando em consideração diversas premissas financeiras e de negócios consideradas no encerramento do exercício. Nesse sentido, essas estimativas estão sujeitas a não se concretizarem no futuro tendo em vista as incertezas inerentes a essas previsões. Portanto, não devem ser utilizadas para tomada de decisão em relação a investimentos.

A Administração estimou a realização do passivo fiscal diferido nos exercícios futuros, cotejando com a estimativa de realização do ativo fiscal diferido.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Exercício de 2017.....	39.542	20.015	39.542	20.015
Exercício de 2018.....	32.950	32.950	32.950	32.950
Exercício de 2019.....	29.553	29.553	29.553	29.553
Exercício de 2020.....	27.687	27.687	27.687	27.687
Exercício de 2021.....	47.483	47.483	47.483	47.483
A partir do Exercício de 2022	66.104	103.590	66.104	103.590
	243.319	261.278	243.319	261.278

26. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

26.1. Capital Social

O Capital Social é representado por 9.680.746 ações nominativas, sem valor nominal, sendo 9.516.732 ações ordinárias e 164.014 ações preferenciais, sem direito a voto, permanecendo inalterado o valor do capital social da Companhia no montante de R\$588.447, com a seguinte composição:

	CONTROLADORA						CONTROLADORA	
	31/12/2017						31/12/2016	
	Ordinárias		Preferenciais		Total		Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
CEEE-PAR	6.380.821	67,05	1.087	0,66	6.381.908	65,92	6.381.908	65,92
ELETROBRÁS	3.067.035	32,23	87.639	53,43	3.154.674	32,59	3.154.674	32,59
Ações Pulverizadas.....	33.528	0,35	20.622	12,57	54.150	0,56	54.430	0,56
Outros	35.348	0,37	54.666	33,33	90.014	0,93	89.734	0,93
	<u>9.516.732</u>	<u>100,00</u>	<u>164.014</u>	<u>100,00</u>	<u>9.680.746</u>	<u>100,00</u>	<u>9.680.746</u>	<u>100,00</u>

Ressalta-se que em 29 de abril de 2016, os acionistas aprovaram o grupamento da totalidade das ações representativas do capital social da Companhia, nos termos do Art.12 da Lei nº 6.404/76, determinando que a totalidade das ações representativas do capital social da Companhia passa a ter a proporção de 40 (quarenta) ações para 1 (uma) ação da mesma espécie, tornando-se o capital com a representatividade das ações, demonstradas na tabela acima.

26.2. Reserva de Incentivos Fiscais

A Administração da Companhia constituiu a Reserva de Incentivos Fiscais em atendimento ao art. 195 e art.195 – A da Lei nº 6404/76, no valor de R\$1.153.687 correspondente à Conta de Resultados a Compensar - CRC contabilizada no resultado do exercício de 2009 e atualizada nos exercícios de 2010 em R\$10.728 e R\$44.889 em 01 de janeiro de 2012 perfazendo total de R\$1.209.304.

26.3. Reserva de Lucros

A reserva de lucros é composta da Reserva Legal, Reserva Estatutária, Reserva Especial de Lucros a Realizar e da Reserva de Dividendos não Distribuídos.

26.3.1. Reserva Legal

Pela legislação societária brasileira, a Companhia deve transferir 5% do lucro líquido apurado nos seus livros societários, preparados de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, para a reserva legal até que essa reserva seja equivalente a 20% do capital integralizado. A reserva legal pode ser utilizada para aumentar o capital ou para absorver prejuízos, mas não pode ser usada para fins de dividendos. Em 2016 a Companhia destinou R\$ 42.396 para Reserva Legal.

26.3.2. Reserva Estatutária

O estatuto da Companhia determina a destinação de 10% do lucro líquido com a finalidade de expansão das instalações, tendo por limite 10% do Capital Social. Em 2016 a Companhia destinou o montante de R\$ 84.790 para esta reserva.

26.3.3. Reserva Especial de Lucros a Realizar

A Companhia considerou que os valores de RBSE que causaram impacto no resultado, seguem a aplicação do ICPC01 (R1) e não compõem a parcela realizada do lucro líquido do exercício, destinando o resultado desta operação para reserva de lucros a realizar. A designação desta reserva acontece para demonstrar que a realização deste lucro só ocorrerá em exercícios futuros, e quando realizado, caso a reserva não seja absorvida por prejuízos posteriores, a Companhia destinará seu saldo para aumento de capital, distribuição de dividendo ou constituição de outras reservas de lucros, conforme proposta da administração. A reserva especial de lucros a realizar totaliza o montante de R\$ 273.610.

26.3.4. Dividendos Não Distribuídos

Em 31 de dezembro de 2016 a Concessionária constitui o montante de R\$317.963 registrados a título de Reserva Especial de Dividendos Remanescentes à Disposição da AGO.

Estes dividendos serão pagos conforme disponibilidade de caixa, de acordo com a Lei 6.404, artigo 202, §4º.

26.5. Outros Resultados Abrangentes

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA	
	31/12/2017	31/12/2016
Varição do valor justo do ativo financeiro disponível para venda (líquido de tributos)	(3.267)	(5.358)
Custo atribuído dos Ativos de Geração.....	37.488	41.198
Perda Atuarial.....	(494.746)	(499.760)
	<u>(460.526)</u>	<u>(463.920)</u>

27. LUCRO POR AÇÃO

O numerador utilizado para cálculo do lucro básico e diluído foi o lucro líquido após os tributos.

Os saldos compõem-se de:

27.1. Básico

	31/12/2017		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Lucro Líquido do Período.....	388.386	6.694	395.080
Denominador Básico			
Média das Ações	9.516.732	164.014	9.680.746
Lucro Básico por Ação - R\$	<u>40,81</u>	<u>40,81</u>	<u>40,81</u>
	31/12/2016		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Prejuízo do Período.....	908.131	15.651	923.782
Denominador Básico			
Média das Ações	9.516.732	164.014	9.680.746
Prejuízo Básico e Diluído	<u>95,42</u>	<u>95,42</u>	<u>95,42</u>

27.2. Diluído

	31/12/2017	31/12/2016
Lucro/(Prejuízo) para as ações ordinárias.....	388.386	908.131
Lucro/(Prejuízo) para as ações preferenciais.....	6.694	15.651
	<u>395.080</u>	<u>923.782</u>
Denominador Diluído		
Ações Ordinárias	9.516.732	9.516.732
Ações Preferenciais	164.014	164.014
	<u>9.680.746</u>	<u>9.680.746</u>
Lucro/(Prejuízo) Diluído por Ação - R\$	<u>40,81</u>	<u>95,42</u>

28. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Receita Bruta				
Suprimento de Energia Elétrica	324.441	330.786	325.983	337.026
Disponibilização do Sistema de Transmissão	396.987	374.890	397.166	374.890
Remuneração do Ativo Financeiro.....	117.447	1.281.752	129.614	1.295.219
Energia Elétrica de Curto Prazo	204.077	24.980	204.077	24.980
Receita de Construção	127.734	376	134.579	48.179
	<u>1.170.686</u>	<u>2.012.784</u>	<u>1.191.419</u>	<u>2.080.294</u>
Deduções da Receita				
ICMS/ISS	-	(407)	-	(407)
PIS/COFINS	(87.178)	(56.000)	(87.230)	(56.000)
Quota RGR	(965)	(5.079)	(965)	(5.079)
Outros Encargos	(13.980)	(18.221)	(13.980)	(18.221)
Encargos do Consumidor - P&D / MME / FNDCT	(9.356)	(6.040)	(9.356)	(6.040)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(31.183)	(21.051)	(31.183)	(21.051)
Compensação Financeira Pela Util Rec Hidr -CFURH	(28.706)	(30.992)	(28.706)	(30.992)
Taxa de Fiscalização Serviço Energia Elétrica - TFSE.....	(2.773)	(1.847)	(2.773)	(1.847)
	<u>(174.141)</u>	<u>(139.637)</u>	<u>(174.193)</u>	<u>(139.637)</u>
Receita Operacional Líquida	<u>996.545</u>	<u>1.873.147</u>	<u>1.017.226</u>	<u>1.940.657</u>

28.1. Suprimento de Energia Elétrica

O valor de R\$324.441 (R\$330.786 em 31 de dezembro de 2016) refere-se às receitas provenientes dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEARs, Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre – CCEALs e pela disponibilização de Garantia Física de Energia e de Potência na forma de Cotas.

28.2. Disponibilização do Sistema de Transmissão

O valor de R\$396.987 (R\$374.890 em 31 de dezembro de 2016) refere-se às receitas derivadas da disponibilização do sistema de Conexão e do Sistema de Transmissão a terceiros.

28.3. Remuneração do Ativo Financeiro

O valor de R\$117.447 (R\$1.281.752 em 31 de Dezembro de 2016) é composto pela melhor estimativa realizada pela Companhia e reconhecida em 30 de junho de 2016 no montante de R\$ 918.913, relativa aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, denominados instalações da Rede Básica Sistema Existente - RBSE, conforme diretrizes da Portaria nº 120/2016 MME . O valor de R\$14.507 é referente à remuneração dos demais ativos.

29. CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Energia Elétrica de Curto Prazo	(272.645)	(815)	(272.645)	(815)
Custo com Energia Elétrica - Comprada de Terceiros	(36.366)	(74.260)	(36.366)	(80.822)
Encargo de Uso do Sistema	(52.706)	(52.906)	(52.706)	(52.906)
	<u>(361.717)</u>	<u>(127.981)</u>	<u>(361.717)</u>	<u>(134.543)</u>

29.1. Energia Elétrica de Curto Prazo

O custo da energia de curto prazo totalizou R\$280.782, em 2017. Deste montante R\$ 187.314 refere-se a custo com GSF e R\$ 93.468 refere-se ao custo da energia de curto prazo, comercializada no âmbito da CCEE.

29.2. Energia Elétrica Comprada de Terceiros

O valor de R\$36.366 (R\$74.260 em 31 de Dezembro de 2016) refere-se a compra de Energia de ENERCAN, por determinação do acordo entre acionistas.

29.3. Encargo de Uso do Sistema

O valor de R\$52.706 (R\$52.906 em 31 de Dezembro de 2016) refere-se a encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição de energia.

30. CUSTO DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS

30. 1. Controladora

Os saldos compõem-se de:

CUSTO DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS	CUSTO DE OPERAÇÃO		DESPESAS COM VENDAS		DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS		OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS		TOTAL	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Pessoal e Administradores										
Remuneração e Encargos	155.471	147.332	-	-	26.610	34.580	-	-	182.081	181.912
Benefício Pós-Emprego - Deliberação CVM 695/2012	75.663	72.098	-	-	32.055	30.594	-	-	107.718	102.692
INSS - Empregador	27.901	32.561	-	-	4.620	6.102	-	-	32.521	38.663
Administradores	259	140	-	-	842	901	-	-	1.101	1.041
Subtotal Pessoal / Administradores	259.294	252.131	-	-	64.127	72.177	-	-	323.421	324.308
Empréstimo Fundação ELETROCEEE	4.270	10.254	-	-	-	-	-	-	4.270	10.254
Total Pessoal e Administradores	263.564	262.385	-	-	64.127	72.177	-	-	327.691	334.562
Material	2.295	12.214	-	-	287	983	-	-	2.582	13.197
Serviço de Terceiros	44.698	36.115	-	-	10.458	11.433	-	-	55.156	47.548
Depreciação e Amortização	21.804	31.212	-	-	3.019	399	-	-	24.823	31.611
Custo de Construção	127.734	376	-	-	-	-	-	-	127.734	376
Arrendamento e Aluguéis	5.769	1.685	-	-	243	433	-	-	6.012	2.118
Seguros	3	560	-	-	32	32	-	-	35	592
Tributos	1.373	2.769	-	-	3.938	291	-	-	5.311	3.060
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	11.271	5.959	-	-	-	-	11.271	5.959
Provisão para Contingência Trabalhista	-	-	-	-	-	-	28.518	1.615	28.518	1.615
Provisão para Contingência Cível	-	-	-	-	-	-	4.643	13.010	4.643	13.010
Provisão para Contingência Fiscal	-	-	-	-	-	-	(3.543)	15.891	(3.543)	15.891
Provisão para Redução ao Valor Recuperável	-	-	-	-	-	-	9.007	113.837	9.007	113.837
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	4.438	4.474	4.438	4.474
Baixas e Custas Depósitos Judiciais	-	-	-	-	-	-	6.028	-	6.028	-
Outros	16	6.710	-	-	510	1.493	1.254	607	1.780	8.810
TOTAL	467.256	354.026	11.271	5.959	82.614	87.241	50.345	149.434	611.486	596.660

Os saldos compõem-se de:

CUSTO DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS	CUSTO DE OPERAÇÃO		DESPESAS COM VENDAS		DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS		OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS		TOTAL	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Pessoal e Administradores										
Remuneração e Encargos	155.471	147.747	-	-	26.610	34.580	-	-	182.081	182.327
Benefício Pós-Emprego - Deliberação CVM 695/2012.....	75.663	82.353	-	-	32.055	30.594	-	-	107.718	112.947
INSS - Empregador	27.901	32.561	-	-	4.620	6.102	-	-	32.521	38.663
Administradores	259	140	-	-	842	901	-	-	1.101	1.041
Subtotal Pessoal / Administradores	259.294	262.801	-	-	64.127	72.177	-	-	323.421	334.978
Empréstimo Fundação ELETROCEE	4.270	-	-	-	-	-	-	-	4.270	-
Total Pessoal e Administradores	263.564	262.801	-	-	64.127	72.177	-	-	327.691	334.978
Material	2.295	12.214	-	-	287	983	-	-	2.582	13.197
Serviço de Terceiros	44.698	36.390	-	-	10.458	11.433	-	-	55.157	47.823
Depreciação e Amortização	21.804	31.212	-	-	3.019	399	-	-	24.823	31.611
Custo de Construção	134.579	48.179	-	-	-	-	-	-	134.579	48.179
Arrendamento e Aluguéis	5.769	1.685	-	-	243	433	-	-	6.012	2.118
Seguros	3	587	-	-	32	32	-	-	35	619
Tributos	1.373	2.769	-	-	3.938	312	-	-	5.311	3.081
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	11.271	5.959	-	-	-	-	11.271	5.959
Provisão para Contingência Trabalhista	-	-	-	-	-	-	28.518	1.615	28.518	1.615
Provisão para Contingência Cível	-	-	-	-	-	-	4.643	13.010	4.643	13.010
Provisão para Contingência Fiscal	-	-	-	-	-	-	(3.542)	15.891	(3.542)	15.891
Provisão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	-	87.760	-	87.760
Provisão para Redução ao Valor Recuperável	-	-	-	-	-	-	9.007	113.837	9.007	113.837
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	4.438	1.099	4.438	1.099
Baixas e Custas Depósitos Judiciais.....	-	-	-	-	-	-	6.028	-	6.028	-
Outros	16	6.683	-	-	1.861	1.650	45.849	607	47.726	8.940
TOTAL	474.102	402.520	11.271	5.959	83.965	87.420	94.940	233.819	664.278	729.718

31. OUTRAS RECEITAS E OUTRAS DESPESAS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
OUTRAS RECEITAS				
Ganho nas Alienações e Outros Ganhos	2.331	2.324	2.331	2.324
Receita de Prestação de Serviços	17.069	5.790	17.069	5.790
Reversão Perda de Provisão do Ativo Financeiro.....	299.248	-	299.248	-
Outras	785	14.500	785	14.500
	<u>319.433</u>	<u>22.614</u>	<u>319.433</u>	<u>22.614</u>
OUTRAS DESPESAS				
Perdas na Alienação e Desat. de Bens e Direitos	-	(24.816)	-	(24.816)
Outras	(91)	(2.679)	(91)	(2.679)
	<u>(91)</u>	<u>(27.495)</u>	<u>(91)</u>	<u>(27.495)</u>

Em 2017 a Companhia reverteu provisão para perda do valor recuperável do Contrato de Concessão nº 055/2001, no valor de R\$ 299.248, com impacto no resultado do período.

32. RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
RECEITAS FINANCEIRAS				
Renda de Aplicações Financeiras.....	38.299	47.911	38.424	47.986
Receitas Financeiras com Parcelamentos	2.070	600	2.070	600
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiame	39.581	70.345	39.581	70.345
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais.....	4.416	5.951	4.416	5.951
Atualização das Quotas Subordinadas FIDC	-	2.549	-	2.549
Atualização das Notas do Tesouro Nacional - NTN-B	11.629	23.406	11.629	23.406
Outras Receitas Financeiras	3.096	10.842	3.096	10.842
Total Receita Financeira	<u>99.091</u>	<u>161.604</u>	<u>99.216</u>	<u>161.679</u>
DESPESAS FINANCEIRAS				
Encargos de Dívidas	(20.760)	(14.242)	(23.116)	(14.242)
Despesas Financeiras com P&D	(5.594)	(4.647)	(5.594)	(4.647)
Despesas Financeiras com Empreendimentos	-	(1.135)	-	(1.135)
Despesa Financeira com Tributos.....	(4.538)	(6.745)	(4.538)	(6.745)
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financ.	(35.995)	(35.740)	(35.995)	(35.740)
Atualização das Quotas Subordinadas FIDC	-	(1.430)	-	(1.430)
Atualização Monetária dos Autos de Infração e Notif.....	(896)	(444)	(896)	(444)
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	(499)	(7.528)	(499)	(7.528)
Variação das Notas do Tesouro Nacional - NTN-B.....	-	(17.551)	-	(17.551)
Outras Despesas Financeiras	(22.328)	(8.368)	(22.948)	(9.414)
Total Despesa Financeira	<u>(90.610)</u>	<u>(97.830)</u>	<u>(93.586)</u>	<u>(98.876)</u>
RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO	<u>8.481</u>	<u>63.774</u>	<u>5.630</u>	<u>62.803</u>

33. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

Reconciliação da despesa com Imposto de Renda - IRPJ e Contribuição Social – CSLL divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de dezembro de 2017 e 2016:

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA			
	31/12/2017		31/12/2016	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro Líquido/Prejuízo antes do IRPJ e da CSLL	391.144	391.144	1.274.413	1.274.413
IRPJ (15%) e CSLL (9%)	41.071	24.643	133.813	80.288
IRPJ - Adicional de 10%	27.356	-	89.185	-
Imposto de renda e contribuição antes das Adições e Exclusões	68.427	24.643	222.998	80.288
Ajustes Decorrentes da Lei nº 12.973/2014	9.910	3.568	(225.515)	(81.185)
Efeito líquido de provisões temporárias não dedutíveis constituídas/realizadas no exercício ...	13.965	5.027	4.495	1.618
Despesas não dedutíveis e outras adições permanentes	2.320	835	17.385	6.259
Receitas não tributáveis e outras exclusões permanentes	(69.430)	(24.995)	(18.014)	(6.486)
IRPJ e CS sobre Lucro real e base de cálculo da contribuição social antes das compensações	25.192	9.078	1.349	494
Incentivo PAT = 4%	(605)	-	(33)	-
Salário Maternidade - Prorrogação	(91)	-	(101)	-
Total IRPJ e CSLL Corrente	24.496	9.078	1.215	494
Total IRPJ e CSLL Diferido - Diferenças Temporárias	(9.390)	(3.380)	221.591	79.773
Total IRPJ e CSLL Diferido - Ajustes IFRS	(639)	(230)	(5.594)	(2.014)
Total IRPJ e CSLL PERT	(17.552)	(6.319)	-	-
IR CS Diferidos	(27.581)	(9.929)	215.997	77.759
Total IRPJ e CSLL	(3.085)	(851)	217.212	78.253

As controladas Transmissora de Energia Sul Brasil - TESB e Complexo Eólico Povo Novo apuram os referidos tributos através da metodologia de apuração do Lucro Presumido, totalizando a controlada TESB em 30 de junho de 2016 a despesa de R\$225 milhões, referente ao Imposto de Renda e à Contribuição Social.

34. INFORMAÇÕES POR SEGMENTOS

Em atendimento ao pronunciamento técnico CPC 22 apresentamos as Demonstrações Financeiras Intermediárias, em 31 de dezembro de 2017 e 31 dezembro de 2016 das Unidades de Negócio: Geração e Transmissão. A coluna eliminações refere-se a operações entre os segmentos Geração e Transmissão.

34.1. Balanço Patrimonial

34.1.1. Ativo

	GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		ELIMINAÇÕES		TOTAL	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
ATIVO	1.490.917	992.772	3.369.147	3.109.421	(215.540)	(17.199)	4.644.524	4.084.994
CIRCULANTE	518.320	(181.930)	764.952	589.158	(215.540)	(17.199)	1.067.731	390.029
Caixa e Equivalentes de Caixa	279.711	35.566	1.865	(1.720)	-	-	281.576	33.846
Investimentos em Títulos do Governo	37.150	32.141	98.435	94.677	-	-	135.585	126.818
Concessionárias e Permissionárias	91.609	49.678	98.645	44.334	-	-	190.254	94.012
Tributos a Recuperar	56.179	7.285	(705)	1.640	-	-	55.474	8.925
Estoques	6.608	2.609	9.399	5.483	-	-	16.007	8.092
Ativo Financeiro da Concessão	3.754	-	85.387	52.240	-	-	89.141	52.240
RBSE	-	-	224.471	-	-	-	224.471	-
Pagamentos Antecipados	-	-	1.255	1.437	-	-	1.255	1.437
Outros Créditos a Receber	43.309	(309.209)	246.200	391.067	(215.540)	(17.199)	73.968	64.659
NÃO CIRCULANTE	972.597	1.174.702	2.604.195	2.520.263	-	-	3.576.793	3.694.965
Tributos a Recuperar	5	610	-	-	-	-	5	610
Aplicações Financeiras	9	9	-	-	-	-	9	9
Depósitos Judiciais	15.241	24.334	25.507	25.718	-	-	40.748	50.052
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	52.526	128.986	127.932	162.190	-	-	180.458	291.176
Ativo Financeiro da Concessão	92.873	86.180	607.300	226.896	-	-	700.172	313.076
RBSE	-	-	1.399.409	1.689.166	-	-	1.399.409	1.689.166
Bens e Direitos Dest. a Alienação e Bens de Renda	1.709	1.709	385	385	-	-	2.094	2.094
Outros Créditos a Receber	73.864	358.467	1.259	1.259	-	-	75.123	359.726
Investimentos	221.902	364.543	366.117	337.741	-	-	588.019	702.284
Imobilizado	488.475	208.465	75.113	75.457	-	-	563.588	283.922
Intangível	25.993	1.399	1.173	1.451	-	-	27.168	2.850

34.1.2. Passivo

	GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		ELIMINAÇÕES		TOTAL	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
PASSIVO	1.490.917	992.772	3.369.147	3.109.421	(215.540)	(17.199)	4.644.524	4.084.994
CIRCULANTE	573.786	108.595	280.085	178.300	(215.540)	(17.199)	638.330	269.696
Fornecedores.....	209.216	21.444	33.886	32.447	-	-	243.102	53.891
Obrigações Trabalhistas.....	4.950	13.858	27.776	18.809	-	-	32.726	32.667
Obrigações Fiscais.....	8.382	11.788	14.019	11.466	-	-	22.401	23.254
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	7.050	2.673	21.174	17.533	-	-	28.224	20.206
Provisão para Benefícios a Empregados.....	99.741	29.762	96.375	26.352	-	-	196.115	56.114
Obrigações da Concessão.....	17.626	15.785	48.760	27.351	-	-	66.386	43.136
Provisão para Cont. Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	4.735	8.770	15.416	11.966	-	-	20.151	20.736
Outros Passivos.....	222.085	4.515	22.680	32.376	(215.540)	(17.199)	29.225	19.692
NÃO CIRCULANTE	646.547	662.086	895.348	971.479	-	-	1.541.895	1.633.565
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	77.730	48.078	300.000	233.438	-	-	377.730	281.516
Obrigações Fiscais.....	-	8.082	-	8.082	-	-	-	16.164
Provisão para Benefícios a Empregados.....	408.915	453.950	295.980	400.375	-	-	704.896	854.325
Provisão para Cont. Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	96.059	92.266	50.719	67.244	-	-	146.778	159.510
Obrigações da Concessão.....	4.332	2.508	5.231	2.686	-	-	9.563	5.194
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos.....	3.706	5.766	239.612	255.511	-	-	243.319	261.277
Outros Passivos.....	55.804	51.436	3.805	4.143	-	-	59.609	55.579
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	270.585	222.091	2.193.714	1.959.642	-	-	2.464.299	2.181.733
Capital Social.....	65.739	65.739	522.708	522.708	-	-	588.447	588.447
Reserva de Incentivos Fiscais.....	339.210	339.209	870.094	870.095	-	-	1.209.304	1.209.304
Reserva Legal.....	-	-	42.396	42.396	-	-	42.396	42.396
Reserva Especial - Dividendo Não Distribuído.....	-	-	317.963	84.790	-	-	317.963	84.790
Reserva Estatutária.....	-	-	84.790	273.610	-	-	84.790	273.610
Reserva Especial de Lucros a realizar.....	-	-	273.610	447.106	-	-	273.610	447.106
Outros Resultados Abrangentes.....	(131.979)	(182.857)	(328.546)	(281.063)	-	-	(460.526)	(463.920)
Lucros (Prejuízos) Acumulados.....	(2.385)	-	410.700	-	-	-	408.315	-

34.2. Demonstração do Resultado do Exercício

	GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		ELIMINAÇÕES		TOTAL	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	474.835	295.086	521.712	1.578.061	-	-	996.545	1.873.147
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(477.605)	(239.125)	(351.372)	(242.880)	-	-	(828.974)	(482.006)
Custo com Energia Elétrica	(361.717)	(127.980)	-	-	-	-	(361.717)	(127.980)
Custo com Energia Elétrica	(309.011)	(75.075)	-	-	-	-	(309.011)	(75.075)
Encargo de Uso do Sistema	(52.706)	(52.905)	-	-	-	-	(52.706)	(52.905)
Custo de Operação	(115.888)	(111.145)	(351.372)	(242.880)	-	-	(467.257)	(354.026)
RESULTADO OPERACIONAL BRUTO	(2.770)	55.961	170.340	1.335.181	-	-	167.571	1.391.141
Despesas Operacionais	(111.743)	(211.302)	(32.487)	(30.976)	-	-	(144.231)	(242.280)
Despesas com Vendas	(930)	(2.199)	(10.341)	(3.759)	-	-	(11.271)	(5.959)
Despesas Gerais e Administrativas	(82.615)	(87.241)	1	-	-	-	(82.614)	(87.241)
Outras Despesas Operacionais.....	(28.198)	(121.862)	(22.147)	(27.217)	-	-	(50.345)	(149.079)
Outras Receitas.....	6.543	9.785	312.890	12.829	-	-	319.433	22.614
Outras Despesas.....	(485)	(11.995)	393	(15.501)	-	-	(91)	(27.495)
RESULTADO DO SERVIÇO	(108.455)	(157.551)	451.136	1.301.533	-	-	342.683	1.143.981
Resultado de Participações Societárias	75.442	75.259	(35.462)	(63.767)	-	-	39.980	11.492
Receita(Despesa) Financeira	24.652	43.600	(16.171)	20.174	-	-	8.481	63.774
RESULTADO ANTES DO IR E CS	(8.361)	(38.692)	399.502	1.257.940	-	-	391.144	1.219.247
Imposto de Renda Corrente	-	(1.215)	(24.496)	-	-	-	(24.496)	(1.215)
Imposto de Renda Diferido.....	7.994	1.533	19.586	(217.530)	-	-	27.580	(215.997)
Contribuição Social Corrente	-	(494)	(9.078)	-	-	-	(9.078)	(494)
Contribuição Social Diferido.....	2.878	552	7.052	(78.311)	-	-	9.929	(77.759)
PREJUÍZO DO PERÍODO	2.511	(38.316)	392.569	962.099	-	-	395.080	923.782
Lucro Básico e Diluído por Ação Ordinária - R\$.....	0,01	(0,10)	1,01	2	-	-	1,02	2,39
Lucro Básico e Diluído por Ação Preferencial - R\$.....	0,01	(0,10)	1,01	2	-	-	1,02	2,39

35. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os saldos compõem-se de:

		CONTROLADORA					
		31/12/2017					
	Nota Explicativa	Governo do Estado do Rio Grande do Sul	CEEE-D	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Outras Investidas	Total
Ativo							
Caixa e equivalente de caixa	5	279.496	-	-	-	-	279.496
Concessionárias e Permissionárias	6	-	2.756	-	-	-	2.756
Cedência de funcionários	9	236	59	-	-	-	295
Conta Gráfica	9	-	5.802	-	-	-	5.802
Mútuo CEEE-D	9	-	70.959	-	-	-	70.959
		279.732	79.576	-	-	-	359.309
Passivo							
Contribuição Patrocinadora	21	-	-	-	115.063	-	115.063
Empréstimo circulante	20	-	-	-	3.357	-	3.357
Empréstimo não circulante	20 e 21	-	-	-	71.458	-	71.458
		-	-	-	189.878	-	186.521
Resultado							
Renda da Prestação de Serviços		-	-	-	-	16.473	16.473
Suprimento de Energia Elétrica		-	2.248	-	-	-	2.248
Disponibilização do Sistema de Transmissão		-	74.740	-	-	-	74.740
Despesa operacional – Pessoal		-	-	-	(8.190)	-	(8.190)
Receita financeira		2.704	34.683	-	-	-	37.387
		2.704	111.671	-	(8.190)	16.473	122.658
31/12/2016							
	Nota Explicativa	Governo do Estado do Rio Grande do Sul	CEEE-D	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Outras Investidas	Total
Ativo							
Caixa e equivalente de caixa	5	32.534	-	-	-	-	32.534
Concessionárias e Permissionárias	6	-	7.625	-	-	-	7.625
Cedência de funcionários	9	228	150	-	-	-	378
Conta Gráfica	9	-	9.318	-	-	-	9.318
Mútuo CEEE-D	9	-	355.276	-	-	-	355.276
		32.762	372.369	-	-	-	405.131
Passivo							
Fornecedores	17	-	157	-	-	-	157
Contribuição Patrocinadora	21	-	-	-	10.048	-	10.048
Empréstimo não circulante	20 e 21	-	-	-	74.815	-	74.815
		-	157	-	84.863	-	85.020
30/09/2016							
Renda da Prestação de Serviços		-	-	-	-	555	555
Suprimento de Energia Elétrica		-	1.813	-	-	-	1.813
Disponibilização do Sistema de Transmissão		-	40.542	-	-	-	40.542
Despesa operacional – Pessoal		-	-	-	(11.249)	-	(11.249)
Receita financeira		839	34.152	-	-	-	34.991
Despesa financeira		-	(21)	(85)	-	-	(106)
		839	76.486	(85)	(11.249)	555	66.546

35.1. Pessoal chave da administração da entidade ou da respectiva controladora

A Companhia considera como pessoal-chave da administração seus Diretores e os Membros do Conselho Fiscal e do Conselho de Administração. O montante gasto com remuneração, encargos e benefícios dos Administradores em 31 de dezembro de 2017 foi de R\$1.792 (R\$2.063 em 31 de dezembro de 2016), contando com diretores empregados e não-empregados.

A remuneração dos Diretores empregados é composta por salário ou honorários mais a verba de representação, sendo que os custos dos Diretores estão contabilizados na rubrica de Pessoal.

A remuneração dos Diretores não-empregados com vínculo empregatício em outro órgão é composta do seu salário integral (reembolsado pela Companhia ao órgão de origem) mais a verba de representação. A remuneração dos Diretores não-empregados sem vínculo empregatício em outro órgão é composta de honorários mais a verba de representação.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
REMUNERAÇÃO / BENEFÍCIOS / ENCARGOS				
Conselho de Administração e Fiscal.....	452	472	452	472
Verba de Representação e honorário Diretor não Empregado.....	393	272	393	272
Benefícios e Encargos	225	263	225	263
Subtotal	1.070	1.007	1.070	1.007
Diretores Empregados	722	1.056	722	1.056
Total	1.792	2.063	1.792	2.063

36. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS FINANCEIROS

A Companhia mantém operações com instrumentos financeiros, sendo que o risco referente a tais operações é monitorado através de estratégias de posições financeiras, controles internos, limites e políticas de risco da Companhia.

Para os instrumentos financeiros cotados em mercado ativo, sua cotação representa o valor de mercado e para os demais, os respectivos valores contábeis, devido a sua natureza de realização, como segue:

	Nota	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Ativos Financeiros					
Mensurados a Valor Justo por Meio do Resultado					
Caixa e Equivalentes de Caixa	5				
Número Disponível		2.080	1.312	4.981	5.056
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata - CDB Especial		-	-	-	-
SIAC/BANRISUL		279.496	32.534	280.352	32.598
Empréstimos e Recebíveis					
Concessionárias e Permissionárias	6	190.254	94.013	190.681	94.099
Indenização Rede Básica Sistema Existente - RBSE	13	1.623.881	1.689.166	1.623.881	1.689.166
Ativo Financeiro da Concessão	12	789.315	365.316	967.584	604.566
Disponível para Venda					
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar-CRC	10	135.585	126.818	135.585	126.818
		<u>3.020.610</u>	<u>2.309.158</u>	<u>3.203.063</u>	<u>2.552.302</u>
Passivos Financeiros					
Mensurados ao Custo Amortizado por Meio do Resultado					
Fornecedores	17	236.538	53.891	98.933	116.148
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	20	399.138	301.722	399.138	301.722
TOTAL		<u>635.676</u>	<u>355.613</u>	<u>498.071</u>	<u>417.870</u>

36.1. Gerenciamento de Riscos Financeiros

Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos obtidos em moeda nacional junto a instituições financeiras estão compatíveis com o valor de tais operações.

As contas a receber de Concessionárias, Permissionárias e Consumidores Livres referem-se a suprimento de energia elétrica e encargos de uso da rede e vendas de energia na CCEE, e estão registradas em contas patrimoniais no montante de R\$190.254.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia são os seguintes:

36.1.1. Risco de Crédito

Risco de crédito é o risco de a Companhia incorrer em perdas decorrentes de um cliente ou de uma contraparte em um instrumento financeiro, decorrentes da falha destes em cumprir com suas obrigações contratuais.

O valor contábil dos ativos financeiros que representam a exposição máxima ao risco do crédito na data das Demonstrações Financeiras Intermediárias foi:

	Nota	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	281.576	33.846	285.333	37.654
Concessionárias e Permissionárias	6	190.254	94.013	190.681	94.099
Indenização Rede Básica Sistema Existente - RBSE	13	1.623.881	1.689.166	1.623.881	1.689.166
Ativo Financeiro da Concessão	12	789.315	365.316	967.584	604.566
Investimento em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	135.585	126.818	135.585	126.818
TOTAL		<u>3.020.610</u>	<u>2.309.158</u>	<u>3.203.063</u>	<u>2.552.302</u>

Os saldos apresentados em Caixa e Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras de Longo Prazo referem-se respectivamente a recursos depositados em instituições bancárias e a montantes aplicados no Sistema Integrado de Administração de Caixa – SIAC/BANRISUL bem como as quotas subordinadas do FIDC.

O risco inerente às aplicações e investimentos que a Companhia possui é considerado baixo uma vez que são oriundos, conforme legislação vigente, de aplicações no Banco do Estado do Rio Grande do Sul e de investimentos em Notas do Tesouro Nacional, Série B – NTN – B.

O segmento de Geração da companhia CEEE-GT possui Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs e no Ambiente Livre - CCEALs. As receitas atreladas a estes contratos possuem, como forma de mitigação dos riscos de crédito, mecanismos de garantia envolvendo recebíveis de seus clientes, Cartas de Fiança Bancária, Cartas de Fiança Corporativa ou Certificados de Depósito Bancário – CDBs.

A receita proveniente de usinas prorrogadas e que disponibilizam energia na forma de Cotas de Garantia Física de Energia e Potência tem como garantia de pagamento os Contratos de Constituição de Garantia (CCGs) celebrados entre distribuidora e órgãos reguladores.

No geral a Administração entende que o risco de crédito no qual a Companhia está exposta é baixo, devido às características das contrapartes, as garantias financeiras apresentadas e a diversificação de clientes.

I. Perdas por redução no valor recuperável – (Impairment)

A Companhia mensura pelo custo histórico de aquisição ou construção o seu imobilizado e intangível, deduzido de depreciação e amortização acumulada, respectivamente, e perdas de redução ao valor recuperável (*impairment*) acumuladas.

II. Garantias

A Companhia concedeu garantia quando da captação de recursos através do Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC, sendo que parte do contas a receber é repassada ao Fundo no momento do faturamento, até o limite da parcela mensal.

III. Derivativos

A Companhia não possui operações com derivativos.

36.1.2. Risco de Preço

O segmento de Geração tem uma remuneração chamada de Custo da Gestão dos Ativos de Geração – GAG, referente à disponibilização de Garantia Física de Energia e de Potência na forma de Cotas. Esta variável é reajustada anualmente pela variação do IPCA e revisada a cada cinco anos, sendo uma das componentes da Receita Anual de Geração – RAG, a qual deve permitir, de acordo com o contrato de concessão, a adequada prestação dos serviços concedidos e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro.

Outra parcela da remuneração, proveniente dos CCEARS e CCEALS, tem seus preços definidos a partir de leilões regulados ou chamadas/ofertas públicas, cujos contratos apresentam cláusulas de reajuste por índices de inflação como IPCA e IGPM.

A energia não comercializada fica sujeita às variações do preço de mercado, e aquela não vendida em contrato é liquidada ao Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, valor calculado e divulgado semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia – CCEE, cujos limites máximos e mínimos são estabelecidos anualmente pela ANEEL.

O segmento de Transmissão tem sua remuneração definida pela ANEEL através da receita permitida e reajustada, conforme cláusulas contratuais ou pelo IGP-M ou pelo IPCA. As receitas, de acordo com o contrato de concessão, devem permitir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

36.1.3. Risco de Mercado

No Ambiente de Contratação Regulada - ACR o risco de mercado é baixo por envolver agentes de distribuição que compram sua energia em leilões promovidos pelos órgãos reguladores do Setor Elétrico. Essas empresas têm contratos de concessão de longo prazo, portanto mais estáveis.

No Ambiente de Contratação Livre - ACL os agentes negociam a compra e venda em condições livremente acordadas entre as partes, à exceção de empresas estatais, cujos contratos são resultado de ofertas e chamadas públicas. Os contratos no ACL normalmente possuem menor duração se comparados com o ACR, sendo um mercado mais dinâmico, o que pode trazer inconsistências econômicas e contratuais provenientes da concorrência entre as empresas, tornando os agentes, no geral, mais instáveis.

As Cotas de Garantia Física de Energia e Potência são alocadas, através de procedimentos estabelecidos pela ANEEL, às distribuidoras do país, apresentando baixo risco de mercado.

36.1.4. Risco da Taxa de Câmbio

Este risco decorre da possibilidade de perda por conta da variação cambial. O resultado das operações da Companhia é afetado pelo fator do risco cambial em virtude do seu endividamento atrelado à moeda estrangeira.

O risco cambial está atrelado aos contratos de Empréstimos e Financiamentos, vinculados ao Dólar Americano e que não possuem dispositivos de proteção contra alterações na taxa de câmbio.

I. Análise de sensibilidade

O cenário base corresponde aos saldos contábeis existentes em 29/12/2017 cuja cotação do dólar corresponde a R\$3,3074 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio prevista na mediana das expectativas de mercado do Bacen para 29/09/2017, correspondente ao dólar a R\$3,1674. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de depreciação cambial de 25% e 50% em relação ao cenário provável, considerados como possível e remoto, respectivamente.

Itens	Cenário Base em 31/12/2017	Provável	25%	50%
Exposição US\$				
Empréstimos e Financiamentos	342.272	390.190	487.738	585.285
Passivo Líquido Exposto	342.272	390.190	487.738	585.285
Efeito Líquido da Variação Cambial			97.548	195.095

36.1.5. Risco de Liquidez

Risco de liquidez é o risco que a Companhia irá encontrar dificuldades em cumprir com as obrigações associadas com seus passivos financeiros. A CEEE-GT se utiliza do monitoramento constante de seu fluxo de caixa, observando a política de caixa mínimo visando à necessidade de captação de recursos para assegurar a capacidade de pagamentos. A gestão das aplicações financeiras tem como foco instrumento de curtíssimo prazo, com liquidez diária.

A tabela demonstra os valores esperados de liquidação em cada faixa de tempo.

		CONTROLADORA				
	Nota	Valor Justo	Até 1 ano	1 - 2 anos	2 - 5 anos	Mais que 5
Ativos Financeiros						
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	281.576	281.576	-	-	-
Concessionárias e Permissonárias	6	190.254	190.254	-	-	-
Indenização Rede Básica Sistema Existente - RBSE	13	1.623.881	202.985	202.985	608.955	608.955
Ativo Financeiro da Concessão	12	789.315	52.240	-	-	737.075
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	135.585	135.585	-	-	-
		3.020.610	862.639	202.985	608.955	1.346.030
Passivos Financeiros						
Fornecedores	17	236.538	236.538	-	-	-
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	20	700.829	34.394	33.513	95.201	308.631
		937.367	270.932	33.513	95.201	308.631

		CONSOLIDADO				
	Nota	Valor Justo	Até 1 ano	1 - 2 anos	2 - 5 anos	Mais que 5
Ativos Financeiros						
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	285.333	285.333	-	-	-
Concessionárias e Permissonárias	6	190.681	190.681	-	-	-
Indenização Rede Básica Sistema Existente - RBSE	13	1.623.881	202.985	202.985	608.955	608.955
Ativo Financeiro da Concessão	12	967.584	65.065	-	-	902.519
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	135.585	135.585	-	-	-
		3.203.063	879.648	202.985	608.955	1.511.474
Passivos Financeiros						
Fornecedores	17	98.933	98.933	-	-	-
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	20	471.739	34.394	33.513	95.201	308.631
		570.672	133.327	33.513	95.201	308.631

36.1.6. Gestão de Capital

A Companhia visa uma estrutura de capital que seja coerente com o cenário macroeconômico e setorial e que também seja capaz de salvaguardar sua capacidade de continuidade a fim de que se mantenha a confiança do investidor e que seja possível a captação de novos financiamentos para garantir a execução de seus investimentos.

Por meio de uma estrutura de capital saudável é possível equilibrar o saldo de dívidas e de patrimônio e para manter ou ajustar a sua estrutura de capital, a Companhia tem a possibilidade de revisar a sua prática de pagamento de dividendos, de alongar o perfil de sua dívida bem como de alienar os ativos alheios à concessão.

Condizente com outras companhias do setor, a Companhia monitora a sua estrutura de capital por meio do endividamento do patrimônio líquido. Esse índice corresponde à dívida líquida expressa como percentual do capital próprio. A dívida líquida corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazo), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa e de investimentos em títulos do governo. O capital próprio corresponde ao patrimônio líquido.

		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	Nota	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Endividamento					
Empréstimos e Financiamentos	20	399.138	301.722	399.138	311.500
Caixa e equivalentes de caixa	5	(281.576)	(33.846)	(289.090)	(40.332)
Investimento em Títulos do Governo	10	(135.585)	(126.818)	(136.012)	(149.963)
Dívida Líquida		(18.023)	141.058	(25.964)	121.205
Patrimônio Líquido		2.431.481	2.181.733	2.626.584	2.199.268
Endividamento do Patrimônio Líquido		(0,01)	0,06	(0,01)	0,06

36.1.7. Risco de Taxa de Juros

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta da flutuação da taxa de juros e também da variação dos índices atrelados a inflação, visto que seus empréstimos e financiamentos são vinculados a esses índices. Também há a possibilidade de redução na receita financeira relativa às aplicações financeiras. Estas taxas são constantemente monitoradas no sentido de se avaliar o impacto das mesmas no resultado da Companhia.

I. Análise de sensibilidade

As operações da Companhia são indexadas a taxas pré e pós-fixadas, sendo as taxas pós-fixadas, por CDI e IPCA. A CEEE-GT desenvolveu a análise de sensibilidade com o objetivo de mensurar o impacto das taxas de juros pós-fixadas e de variações monetárias sobre os seus passivos financeiros expostos a tais riscos.

O cenário base corresponde aos saldos contábeis existentes em 31/12/2017 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação dos indicadores - CDI/Selic previstos na mediana das expectativas do Relatório Focus, do Bacen, de 31/12/2017. Para os cenários possível e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

				CONTROLADORA			
	Nota Explicativa	Índices		Cenário Base em 31/12/2017	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Passivos Financeiros							
Empréstimos e Financiamentos BNDES	20	TJLP		56.866	81.615	70.236	92.995
Exposição Líquida				<u>(56.866)</u>	<u>(81.615)</u>	<u>(70.236)</u>	<u>(92.995)</u>
Efeito esperado no Resultado					<u>(24.750)</u>	<u>11.380</u>	<u>(22.759)</u>
				CONSOLIDADO			
	Nota Explicativa	Índices		Cenário Base em 31/12/2017	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Passivos Financeiros							
Empréstimos e Financiamentos BNDES	20	TJLP		56.866	81.615	70.236	92.995
Exposição Líquida				<u>(56.866)</u>	<u>(81.615)</u>	<u>(70.236)</u>	<u>(92.995)</u>
Efeito esperado no Resultado					<u>(24.750)</u>	<u>11.380</u>	<u>(22.759)</u>

Além da análise de sensibilidade em atendimento à Instrução CVM nº475/08, a Companhia avaliou os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido de seus instrumentos financeiros tendo em vista os riscos avaliados na data das Demonstrações Financeiras conforme sugerido no CPC 40 e IFRS 7.

Sendo assim, a administração de uma maneira geral, entende que os possíveis efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna do cenário projetado provável da tabela acima.

36.1.8. Valor Justo

Os valores justos dos ativos e passivos financeiros, juntamente com os valores contábeis apresentados no balanço patrimonial, são os seguintes:

				CONTROLADORA	
	Nota			Valor Contábil	Valor Justo
Ativos Financeiros					
Caixa e Equivalentes de Caixa.....	5			281.576	281.576
Concessionárias e Permissionárias.....	6			190.254	190.254
Indenização Rede Básica Sistema Existente - RBSE.....	13			1.623.881	1.623.881
Investimento em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC.....	10			135.585	135.585
Ativo Financeiro da Concessão	12			789.315	789.315
Total				<u>3.020.610</u>	<u>3.020.610</u>
Passivos Financeiros					
Fornecedores.....	17			236.538	236.538
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	20			700.829	700.829
Total				<u>937.367</u>	<u>937.367</u>
				CONSOLIDADO	
	Nota Explicativa			Valor Contábil	Valor Justo
Ativos Financeiros					
Caixa e Equivalentes de Caixa.....	5			285.333	285.333
Concessionárias e Permissionárias.....	6			190.681	190.681
Indenização Rede Básica Sistema Existente - RBSE.....	13			1.623.881	1.623.881
Investimento em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC.....	10			135.585	135.585
Ativo Financeiro da Concessão	12			967.584	967.584
Total				<u>3.203.063</u>	<u>3.203.063</u>
Passivos Financeiros					
Fornecedores.....	17			98.933	98.933
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	20			700.829	471.739
Total				<u>799.762</u>	<u>570.672</u>

Assume-se que os instrumentos financeiros que a Companhia possui, exceto na rubrica Empréstimos e Financiamentos, estão registrados com um valor próximo ao seu respectivo valor de mercado, em razão da sua natureza e prazo de realização.

36.1.9. Hierarquia de valor justo

Os diferentes níveis foram definidos como a seguir:

Nível 1 - Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticos.

Nível 2 - Inputs, exceto preços cotados, incluídas no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços).

Nível 3 - Premissas, para o ativo ou passivo, que não são baseadas em dados observáveis de mercado (inputs não observáveis).

A tabela abaixo apresenta instrumentos financeiros registrados pelo valor justo, utilizando um método de avaliação.

	CONTROLADORA			
	Valor contábil 31/12/2017	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
SIAC/BANRISUL.....	279.496	-	279.496	-
Indenização Rede Básica Sistema Existente - RBSE.....	1.623.881	-	1.623.881	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC.....	135.585	135.585	-	-
Ativo Financeiro da Concessão.....	789.315	-	-	789.315
	<u>2.828.276</u>	<u>135.585</u>	<u>1.903.377</u>	<u>789.315</u>
	CONSOLIDADO			
	Valor contábil 31/12/2017	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
SIAC/BANRISUL.....	279.496	-	279.496	-
Indenização Rede Básica Sistema Existente - RBSE.....	1.623.881	-	1.623.881	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC.....	135.585	135.585	-	-
Ativo Financeiro da Concessão.....	967.584	-	-	967.584
	<u>3.006.545</u>	<u>135.585</u>	<u>1.903.377</u>	<u>967.584</u>

36.1.10. Apuração do Valor Justo

Nível 1 – O valor justo dos Investimentos em Títulos do Governo foi apurado e registrado levando-se em consideração as cotações de mercado ou informações de mercado que possibilitaram tal cálculo.

Nível 2 – O valor justo da aplicação SIAC/BANRISUL e da Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI, uma vez que não possui mercado ativo, é avaliado utilizando metodologia de avaliação/apreçamento.

Nível 3 – O valor justo do Ativo Financeiro da Concessão foi apurado por meio de técnicas que usam variáveis que tenham efeito significativo no valor justo registrado, mas que não são baseadas em dados observáveis no mercado.

36.2. Gerenciamento de Riscos Relacionados à Companhia e suas Operações

36.2.1. Riscos Hidrológicos

O suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional - SIN é realizado, na sua maior parte, a partir de usinas hidrelétricas, as quais estão sujeitas ao risco de escassez de água ao longo do tempo. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, cada usina hidrelétrica está sujeita a variações nas condições hidrológicas verificadas, tanto na sua região geográfica como em outras regiões do país.

O arranjo institucional estabelecido pelo Poder Concedente procura reduzir o risco hidrológico destes empreendimentos através da definição de uma garantia física e da instituição do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Este mecanismo é um instrumento financeiro de compartilhamento do risco hidrológico entre

todos os agentes de geração hidrelétricos, sendo compulsório para todas as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS.

A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, em conjunto com a obrigação de entrega da Garantia Física, poderá resultar em exposições no Mercado de Curto Prazo – MCP, podendo impactar negativamente a Companhia, apesar dos mecanismos de mitigação de risco existentes.

O risco hidrológico associado às usinas que foram prorrogadas no âmbito da Lei nº 12.783/2013, o que no caso da CEEE-GT representa cerca de 47% de sua garantia física, são de responsabilidade das empresas Distribuidoras que recebem as Cotas de Garantia Física de Energia e Potência.

36.2.2. Riscos Ambientais

O Brasil possui uma das legislações ambientais mais severas do mundo. A legislação brasileira impõe sanções que responsabilizam e exigem um grande esforço das empresas nacionais para o seu atendimento. Os processos de produção envolvidos no setor de geração e transmissão de energia produzem impactos ambientais, muitas vezes significativos, que precisam ser prevenidos e minimizados, sob pena de acarretarem grandes prejuízos ao meio ambiente e conseqüentemente ao agente responsável, independentemente da ação ter sido realizada inadvertidamente. Desta forma, além dos recursos financeiros necessários para a recuperação da área atingida pela degradação ambiental, a empresa responsável poderá ter seus dirigentes envolvidos em processos civis, administrativos e penais.

A recuperação de áreas afetadas ambientalmente normalmente exige recursos expressivos que poderiam ser destinados a novos investimentos voltados exclusivamente para a atividade fim da Companhia.

A questão da sustentabilidade, envolvendo as áreas ambiental, social e financeira, tem levado as empresas a buscarem ferramentas que possibilitem desenvolver suas atividades respeitando estes aspectos e potencializando diretrizes e políticas que viabilizem a integração de seus processos produtivos de forma a atender os interesses da sociedade, respeitando o meio ambiente e propiciando uma constante expansão e crescimento do seu negócio.

37. SEGUROS

A Companhia mantém coberturas de seguros compatíveis com os riscos das atividades desenvolvidas, que são consideradas suficientes pela Administração para salvaguardar os ativos e negócios de eventuais sinistros.

Os ativos com cobertura para incêndio, queda de raio, explosões e danos elétricos foram aqueles considerados essenciais, em que ocorrendo o sinistro, implicará na possibilidade de comprometer a garantia e a confiabilidade na continuidade da prestação de serviço. O seguro patrimonial contratado tem vigência de 11/04/2016 até 11/04/2017. O valor do ativo segurado no segmento Geração é de R\$68.851 e o prêmio é R\$110 e no de Transmissão é de R\$263.256 e o prêmio é R\$409.

PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO

Diretor Presidente

JULIO ELOI HOFER

Diretor

JORGE PAGLIOLI JOBIM

Diretor

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ

Diretor

Elisangela Moura Rodrigues

Contadora CRCRS 62384

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Aos Administradores e Acionistas
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e suas controladas ("Consolidado"), que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e suas controladas em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa, bem como o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Base para opinião

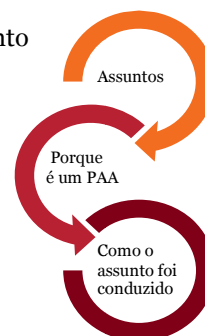
Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas". 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 conforme essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.



Principais Assuntos de Auditoria

Principais Assuntos de Auditoria (PAA) são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras 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. Determinamos que os assuntos descritos abaixo são os principais assuntos a serem comunicados em nosso relatório.

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



Porque é um PAA

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Ativo financeiro de concessão – Nota 12

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia e suas controladas possuem registrado ativo financeiro de concessão nos ativos circulante e não circulante, nos montantes de R\$ 98.583 mil e R\$ 912.615 mil, respectivamente. Esses ativos são recuperados com base na RAP – Receita Anual Permitida e através da indenização dos bens reversíveis no final do prazo de concessão. Adicionalmente, conforme descrito na nota 12.1, a Companhia reconheceu reversão de provisão para *impairment* dos ativos financeiros registrados no exercício de 2012 no montante de R\$ 299.248 mil, decorrente da Receita Anual Permitida - RAP, a ser recuperada por meio da resolução 2.258/2017 homologada pela ANEEL.

Consideramos esse tema como um dos principais assuntos de auditoria em função da relevância dos valores e do julgamento da administração quanto aos gastos com infraestrutura elegíveis a classificação como ativo financeiro, sujeito a homologação ou glosas da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Nossos procedimentos de auditoria envolveram, entre outros, a atualização do nosso entendimento sobre os controles internos implementados pela Companhia para o registro das adições, baixas e atualizações monetárias no período; inspeção de uma seleção de documentos que suportam as transações de adições e baixas ocorridas no período; discussão dos critérios de elegibilidade dos ativos e recálculo da atualização monetária dos valores envolvidos; e a análise dos registros contábeis, documentações e fluxos de caixa projetados que suportam a recuperabilidade dos ativos financeiros, incluindo aqueles que foram objeto de reversão de provisão para *impairment* durante o exercício.

Consideramos que os julgamentos e as estimativas da administração quanto ao reconhecimento dos ativos financeiros da concessão são razoáveis e estão consistentes com a documentação e os controles internos da Companhia, bem como, que as divulgações efetuadas em notas explicativas refletem as informações observadas.

Porque é um PAA

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Provisão para déficit atuarial em plano de previdência – Nota 21.6

A Companhia é patrocinadora de plano de previdência complementar na modalidade de benefício definido. Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia reconheceu provisão para déficit atuarial no montante de R\$ 116.009 mil, tendo a obrigação de benefício definido sido estimada pela administração com o auxílio de atuário independente. A provisão para déficit atuarial foi uma área de foco de auditoria em função da relevância dos valores envolvidos e por envolver estimativas baseadas em premissas complexas e subjetivas por parte da administração, tais como tábuas biométricas, projeções de aumento salarial e taxas de desconto. Variações nessas premissas podem trazer impactos relevantes em relação ao montante da provisão para déficit atuarial.

Adicionalmente, a provisão para déficit atuarial foi reconhecida de forma proporcional à razão do percentual de responsabilidade da patrocinadora conforme estabelecido no Regulamento do Plano, respeitando a proporção de 50% de responsabilidade por parte da patrocinadora e 50% por parte dos participantes do plano. A patrocinadora, em conjunto com a gestora do Plano Único, a Fundação ELETROCEEE, vem buscando o equacionamento do déficit atuarial acumulado conforme estabelecido pelas normas da PREVIC – Superintendência Nacional de Previdência Complementar, considerando o regime de paridade estabelecido no regulamento do plano.

Com o auxílio dos nossos especialistas atuariais, avaliamos a metodologia utilizada pelos atuários independentes contratados pela Companhia; avaliamos a razoabilidade das principais premissas, tais como taxas de desconto, projeções de crescimento salarial e tábuas biométricas (mortalidade, entrada em invalidez e mortalidade de inválidos) utilizadas nos cálculos atuariais, a partir de comparações dessas premissas com benchmarks de mercado. Adicionalmente, efetuamos recálculo das provisões matemáticas do plano e o recálculo dos valores justos dos ativos do plano, identificando inconsistências e ajustes que foram discutidos com a administração da Companhia, que acatou e efetuou os ajustes necessários.

Também efetuamos a leitura do regulamento do plano para confirmar o percentual de responsabilidade da patrocinadora e obtivemos acesso às evidências que demonstram que as ações de equacionamento do déficit atuarial, definidas em plano, vem respeitando o regime de responsabilidade paritária entre a patrocinadora e os participantes.

Consideramos que as premissas utilizadas na determinação da provisão para déficit atuarial são razoáveis e que as informações divulgadas nas notas explicativas estão consistentes com a documentação fornecida pela administração.

Rede Básica do Sistema Existente – Nota 13

Os ativos de transmissão não depreciados e existentes em 31 de maio de 2000, pertencentes à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE, são passíveis de indenização de acordo com a Lei no. 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Em junho de 2016, a ANEEL homologou o montante passível de

Nossos procedimentos de auditoria envolveram, entre outros, o confronto dos valores contabilizados com os documentos de homologação da ANEEL, discussões com a administração sobre os critérios de atualização monetária e execução de correspondentes testes dessa atualização e seus

Porque é um PAA

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Rede Básica do Sistema Existente – Nota 13

Os ativos de transmissão não depreciados e existentes em 31 de maio de 2000, pertencentes à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE, são passíveis de indenização de acordo com a Lei no. 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Em junho de 2016, a ANEEL homologou o montante passível de indenização da Companhia, cujo valor a receber em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 1.623.880 mil e resultou em um ganho de atualização monetária de R\$ 38.527 mil, reconhecido na rubrica de remuneração do ativo financeiro do exercício findo nessa data.

O ativo, e consequentemente o ganho, estão relacionados aos valores homologados pela ANEEL, atualizados monetariamente até 31 de dezembro de 2017. A relevância dos valores envolvidos e a utilização de premissas de atualização monetária pela administração tornaram esse um assunto relevante para a nossa auditoria.

Nossos procedimentos de auditoria envolveram, entre outros, o confronto dos valores contabilizados com os documentos de homologação da ANEEL, discussões com a administração sobre os critérios de atualização monetária e execução de correspondentes testes dessa atualização e seus reflexos nas demonstrações financeiras.

Consideramos que a mensuração do saldo apresentado, a partir das premissas de atualização monetária, está consistente com os documentos de homologação da ANEEL e as divulgações em nota explicativa refletem as informações relacionadas.

Outros assuntos**Demonstrações do Valor Adicionado**

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - "Demonstração do Valor Adicionado". Em nossa opinião, 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

normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras 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 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.

Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras 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.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia 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 continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras 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



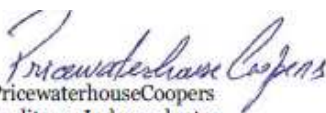
- data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, inclusive as divulgações e se essas demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, conseqüentemente, 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, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

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

Porto Alegre, 22 de março de 2018


PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5


Adriano Machado
Contador CRC 1PR012584/O-7

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em atendimento a Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, 201 – Prédio “A2”, Porto Alegre-RS, inscrita no CNPJ sob nº 92.715.812/0001-31, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da CEEE-GT relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2017.

Porto Alegre, 22 de Março de 2018.

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA SOBRE O RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES

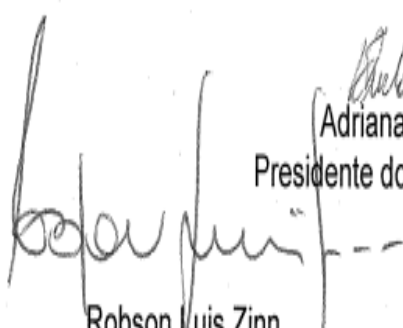
Em atendimento A Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, 201 – Prédio “A2”, Porto Alegre-RS, inscrita no CNPJ sob nº 92.715.812/0001-31, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no Relatório da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes relativamente às Demonstrações Financeiras da CEEE-GT referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2017.

Porto Alegre, 22 de Março de 2018.

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, em cumprimento às disposições legais e estatutárias, tendo analisado no decorrer do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017, a gestão econômico-financeira da Empresa, bem como examinado o Relatório da Administração, as Demonstrações Financeiras, o Parecer dos Auditores Independentes, Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes, e as informações complementares da Administração, opinam no sentido de que os documentos referidos representam a situação patrimonial e financeira da Companhia, naquela data, estando, portanto, em condições de serem submetidos à deliberação dos acionistas.

Porto Alegre, 22 de março de 2018.



Robson Luis Zinn
Conselheiro



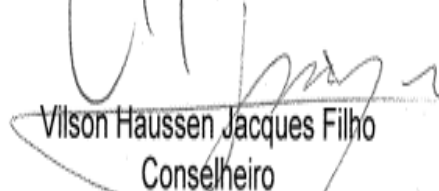
Adriana Furlanetto
Presidente do Conselho Fiscal



Melissa Guagnini Hoffmann Custódio
Conselheiro



Cristiane Zinelle Ferreira Lohmann
Conselheira



Vilson Haussen Jacques Filho
Conselheiro

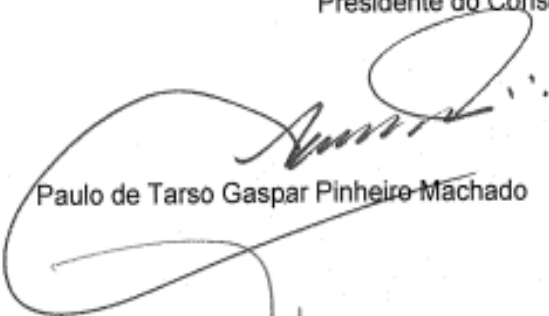
MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração, tendo examinado o Relatório da Administração, o Balanço Patrimonial, a Demonstração do Resultado do Exercício, a Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, a Demonstração do Fluxo de Caixa, a Demonstração do Valor Adicionado e as respectivas Notas Explicativas, referentes ao Exercício de 2017, encerrado em 31 de dezembro de 2017, documentos esses assinados pelos administradores responsáveis pela Empresa, considerando os pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, manifesta-se por unanimidade, pela aprovação dos referidos documentos e submete a matéria à apreciação dos Acionistas.

Porto Alegre, 22 de março de 2018.



Vera Inês Salgueiro Lermen,
Presidente do Conselho de Administração.



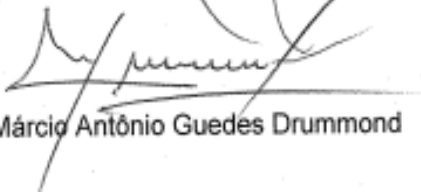
Paulo de Tarso Gaspar Pinheiro Machado



Artur José de Lemos Junior



Daniel Vargas de Farias



Márcio Antônio Guedes Drummond



Ademir Baretta



Vicente Paulo Mattos de Britto Pereira



Mário José Pires

**Companhia Estadual de Distribuição
de Energia Elétrica
CEEE - D**



DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS

DEZEMBRO 2017

Conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016

Valores expressos em milhares de reais.

SUMÁRIO

Relatório de Administração	
Relatório de Administração	3
Demonstrações Financeiras	
Balanço Patrimonial	31
Demonstração dos Resultados	32
Demonstração dos Resultados Abrangentes	32
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido	33
Demonstração dos Fluxos de Caixa	34
Demonstração dos Valores Adicionados	35
Notas Explicativas	
Notas Explicativas	36
Relatórios	
Relatório dos Auditores Independentes	99
Declaração dos Diretores	105
Parecer do Conselho Fiscal	107
Manifestação do Conselho de Administração	108

Senhoras e Senhores Acionistas

A Administração da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de Vossas Senhorias Relatório de Administração (RA) e Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, acompanhadas dos pareceres dos Auditores Independentes, do Conselho Fiscal e da manifestação do Conselho de Administração.

1. Mensagem da Administração

Desde que assumimos a gestão, em 2015, nosso compromisso estratégico foi melhorar a prestação de serviço para os nossos clientes e buscar a melhoria dos indicadores técnicos e financeiros, com o objetivo de tornar a empresa eficiente e sustentável. Em 2017, percebemos que todas as ações tomadas para alcançar esse objetivo estão no caminho certo, sendo que uma das principais evidências disso é o alcance do resultado positivo no indicador Econômico-Financeiro, EBITDA.

Em 2017 obtivemos desempenho positivo dos indicadores, em especial os presentes no Contrato de Concessão, sendo DECI e FECi que finalizaram o ano muito próximos ao limite estabelecido para o ano de 2018 (estipulado de forma decrescente). O DEC, em 2017, teve uma redução de 20,6% no tempo que, em média, cada cliente ficou efetivamente sem fornecimento de energia elétrica. Já o indicador FEC apresentou redução média de 16,3%, tanto no valor apurado como no percebido pelo cliente.

Um dos principais fatores que contribuíram para esses indicadores técnicos foi o investimento em expansão, renovação e melhoria das instalações de redes de distribuição, que ampliaram a capacidade de atendimento da demanda e aumentaram a confiabilidade e a qualidade no fornecimento de energia elétrica. Em 2017, o valor total investido foi de R\$ 211 milhões, que integram 14 novos empreendimentos de subestações e linhas de transmissão.

O resultado desses investimentos refletiu na percepção e satisfação do cliente. De acordo com o Índice Aneel de Satisfação do Cliente (IASC), a CEEE-D conquistou o 4º lugar entre todas as distribuidoras com mais de 400 mil unidades consumidoras. Além disso, Empresa foi considerada benchmarking em fidelidade do cliente, atingindo o índice de 88,20% de satisfação, conforme a Pesquisa da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica (Abradee).

Outro destaque é a recuperação de receita da CEEE Distribuição, aliada aos resultados do investimento através de um dos projetos prioritários da Empresa, que é o Programa Integrado de Combate à Perdas Globais, refletindo que as ações implementadas pela Gestão, estão gerando resultados positivos e sustentáveis obtidos através da sinergia profícua entre Gestão e Colaboradores.

Neste relatório, será possível acompanhar, de forma transparente, a evolução desses resultados de 2017, com um resumo das ações que estão levando a Empresa à sua recuperação. Boa leitura!

2. Perfil da Empresa

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D, uma das empresas pertencentes ao Grupo CEEE, é concessionária do serviço Público de distribuição de energia elétrica na região sul-sudeste do Estado.

A CEEE-D é uma sociedade de economia mista originada do processo de reestruturação societária da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE, efetuado em novembro de 2006. Tem como maior acionista a Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par, que, por sua vez, tem o Estado do Rio Grande do Sul como acionista majoritário.

A CEEE-D tem como objetivo projetar, construir e operar sistemas de distribuição de energia elétrica, prestar serviços de natureza pública e privada no setor, bem como explorar a respectiva infraestrutura para a prestação de outros serviços previstos em seu contrato de concessão.



A CEEE-D distribui energia elétrica em 72 dos 497 municípios do Estado, levando energia elétrica a mais de 4 milhões de pessoas, o que representa em torno de 34% dos consumidores do RS. Também atende 168 consumidores livres no Estado.

2.1 Composição Acionária

A composição acionária da empresa, em 31 de dezembro de 2017 está demonstrada na tabela 01.

Tabela 01

COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL					
ACIONISTA	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS		TOTAL
	QTDE. AÇÕES	%	QTDE. AÇÕES	%	QTDE. AÇÕES %
CEEE-Par	6.380.821	67,05	1.087	0,66	6.381.908 65,92
ELETROBRÁS	3.067.033	32,23	87.638	53,43	3.154.671 32,59
MUNICÍPIOS	33.351	0,34	50.708	30,92	84.059 0,88
CUSTÓDIA EM BOLSA - B3	34.924	0,37	22.964	14,00	57.888 0,60
OUTROS	603	0,01	1.617	0,99	2.220 0,02
TOTAL	9.516.732	100,00	164.014	100,00	9.680.746 100,01

Fonte: Itaú Corretora de Valores S.A. - Serviço de Escrituração de Ações

Notas:

1 - Data base: 31/12/2017

2 - 315 Acionistas

3 - Patrimônio Líquido em 31/09/2017:

-R\$ 1.312.230,00 (R\$ Mil)

4 - Valor Patrimonial da Ação-VPA:

-R\$ 135,55 (unitário)

2.2 Comportamento do preço das ações

De janeiro a dezembro de 2017, as ações ordinárias nominativas (ON) da Companhia foram negociadas em 43 dos 228 pregões do ano e as ações preferenciais nominativas (PN) em 14 dos 104 pregões do ano, no mercado à vista da B3 (Bolsa de Valores - antiga BM&F Bovespa). As ações ON e PN, respectivamente, fecharam cotadas na Bolsa, a R\$ 29,99 (vinte e nove reais e noventa e nove centavos) e R\$ 33,00 (trinta e três reais) o preço unitário, sendo negociadas por lotes de mil unidades.

As informações acima podem ser encontradas no "Resumo Mensal de Negociação" de dezembro de 2017, disponível no site da B3 (Bolsa de Valores - antiga BM&FBovespa).

2.3 Atendimento aos acionistas

Coerente com a filosofia de postar-se diante do mercado como uma empresa transparente, moderna e aberta, a Companhia coloca à disposição dos seus acionistas a Diretoria Financeira e de Relações com Investidores, instalada na sua sede, sito av. Joaquim Porto Villanova, nº 201, prédio A1, sala 620, bairro Jardim Carvalho, na cidade de Porto Alegre, Estado do Rio Grande de Sul, CEP 91-410-400.

A Diretoria presta informações sobre a posição acionária individual, dividendos, cotação das ações, solicitações para a emissão de certificados e crédito dos dividendos, e demais informações para o bom relacionamento entre a Companhia e seus Acionistas.

Os mesmos serviços estão disponíveis também por telefone de número +55 51 3382-5715, pelo e-mail ri@ceee.com.br e pelo site <http://ri.ceee.com.br>.

2.4 Reconhecimentos

2.4.1 Satisfação do Consumidor

A CEEE-D, no ano de 2017 obteve o índice de 69,33% no IASC (índice Aneel de Satisfação do Cliente), representando uma redução de 2,03% em comparação ao resultado de 2016 que foi de 70,76%. Esta redução acompanhou a tendência do índice Brasil que reduziu 2,63% entre as pesquisas de 2017 e 2016. Embora tenha havido a redução no valor apurado a CEEE-D conquistou o 4º lugar entre todas as distribuidoras com mais de 400 mil unidades consumidoras, melhorando do 6º lugar obtido em 2016.

Na pesquisa Abradee 2017, realizada nos meses de fevereiro e março, a CEEE-D foi considerada benchmark em fidelidade do cliente, atingindo o índice de 88,20%. No IASC 2017, realizado de agosto a novembro, a CEEE-D foi novamente considerada benchmark em fidelidade do cliente, com a marca de 53,77%. O resultado das duas pesquisas, realizadas em períodos distintos, reforça o compromisso da gestão para a melhoria dos serviços prestados.

2.4.2 Marcas de Quem Decide 2017: 3ª empresa pública mais lembrada e preferida

As marcas mais lembradas e preferidas em diversos segmentos empresariais do Rio Grande do Sul foram conhecidas em 07/03, no Centro de Eventos do Hotel Plaza São Rafael, em Porto Alegre. A iniciativa do Jornal do Comércio e da Qualidata Pesquisas, chamada “Marcas de Quem Decide” chega a sua 19ª edição consecutiva. Dentre os destaques da pesquisa está o Grupo CEEE, que conquistou o 3º lugar dentre as Empresas Públicas Gaúchas com 16,0% de lembrança e 13,7% de preferência segundo os entrevistados. Os resultados foram muito próximos: em primeiro lugar ficou o Banrisul alcançando 22,1% de lembrança e 19,8% de preferência, seguido da Corsan com 17,9% de lembrança e 14,8% de preferência. Esta é a única categoria em que o Grupo CEEE concorreu.

2.4.3 Prêmio 500 Maiores do Sul

O Grupo CEEE voltou a figurar entre as 10 maiores empresas do Rio Grande do Sul. No ranking estadual, ocupou a 8ª colocação, subindo quatro posições em relação ao ano anterior. No ranking da Região Sul, também houve evolução: subiu da 26ª para a 12ª colocação na posição. O ranking Grandes & Líderes - 500 Maiores do Sul é elaborado pela Revista Amanhã em conjunto com a PwC, com dados coletados no balanço financeiro das empresas (ou grupos).

2.4.4 Ranking Estadão Empresas Mais

No estudo elaborado pelo jornal O Estado de São Paulo, a CEEE também conquista posição de destaque entre as 1500 maiores companhias do Brasil. Com metodologia diferente da aplicada pela revista Amanhã, o Ranking Estadão classificou a CEEE-D na 178ª posição entre as empresas com maior receita líquida.

2.4.5 Medalha Eloy Chaves - Ano 2016

O Grupo CEEE recebeu, em dezembro, a medalha Eloy Chaves - Ano 2016, que destaca empresas do setor elétrico na área de Segurança do Trabalho. A CEEE-D conquistou a medalha de Prata na categoria “Distribuidoras com mais de 2 mil empregados”. Concedida pela Associação Brasileira de Companhias de Energia Elétrica e pela Fundação COGE. Esta é a segunda vez que a CEEE-D recebe esse destaque, que havia sido premiada em 2011.

3. Gestão e Governança Corporativa

3.1 Organização e Gestão

A CEEE-D recebeu, no ano de 2017, a recomendação da manutenção da certificação do seu Sistema de Gestão da Qualidade (SGQ), já na versão mais atual da Norma NBR ISO 9001:2015. A recomendação ocorreu



após a realização de auditoria externa realizada pela Fundação Vanzolini. Cabe destacar que a empresa foi a primeira distribuidora de grande porte do Rio Grande do Sul a certificar o seu SGQ na nova versão, fazendo parte dos 8% de empresas no mundo que já realizou tal migração.

A certificação ISO 9001 é uma exigência regulatória, em atendimento à Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010 e aos Procedimentos de Distribuição do Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

A CEEE-D possui cinco processos certificados, relacionados à coleta de dados e apuração de indicadores regulatórios, como continuidade do fornecimento de energia elétrica, padrões de atendimento comercial e qualidade do atendimento telefônico, além dos processos de tratamento de reclamações de consumidores e da avaliação técnica de equipamentos de medição de energia elétrica.

Com a implantação da nova versão da norma, o Sistema de Gestão da Qualidade teve, como destaque, uma evidente evolução nos processos de gestão de riscos e oportunidades, no planejamento de mudanças, no controle de processos e serviços de terceiros, além de melhorar a abordagem da gestão para a melhoria contínua dos processos. Essas melhorias resultaram em maior comprometimento, foco no cliente e na disseminação da cultura de gestão da qualidade na empresa.

3.2 Ética

Por meio de seu conjunto de valores e princípios éticos, o Código de Ética da CEEE-D estabelece diretrizes básicas para a conduta requerida para todos os dirigentes, empregados e partes interessadas, independente da área de atuação e do nível hierárquico por estes ocupados.

A Companhia assegura a manutenção de canais de relacionamento, internos e externos, para o recebimento de consultas e denúncias de práticas irregulares ou consideradas ilegais e contrárias aos valores e princípios éticos disponíveis para a sociedade, clientes, fornecedores, investidores e empregados.

3.3 Governança Corporativa

A Companhia segue as melhores práticas de mercado, fazendo parte do Nível 1 de Governança Corporativa da B3 (Bolsa de Valores - antiga BM&FBovespa), onde estão listadas as empresas com reconhecida transparência com seus públicos.

Dentre as melhores práticas adotadas estão àquelas constantes do regulamento de governança corporativa do nível 1, que compreendem, dentre outras, da publicação do calendário de eventos corporativos da companhia, a ciência dos administradores das boas práticas de governança corporativa através dos termos de anuência e adesão, realização de reunião pública anual com analistas e investidores, política de negociação de valores mobiliários e do uso de informações privilegiadas pelos administradores e o código de conduta estabelecendo os valores e princípios que orientam a Companhia e que devem ser preservados no seu relacionamento com administradores, funcionários, prestadores de serviço e demais pessoas e entidades com as quais a Companhia se relacione.

A estrutura da administração da empresa é constituída pela Assembleia Geral, Conselho de Administração, Diretoria Colegiada, Conselho Fiscal e Conselho de Consumidores. Além disso, completa a estrutura de governança a Auditoria Interna, a Auditoria Independente, os comitês de assessoramento à Diretoria e os canais de comunicação da empresa com suas partes interessadas.

3.4 Acordo de Resultados

Em 2017, a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica firmou o Acordo de Resultados junto ao Governo do Estado do RS, oportunidade em que se formalizou os principais compromissos da Empresa com a sociedade. Sua composição abrangeu três dimensões, assim como nos anos de 2015 e 2016, sendo:

- a) Indicadores de Desempenho;
- b) Projetos Prioritários para o ano de 2017; e
- c) Compromissos de Gestão.

O Documento foi formalizado em julho, mas as reuniões de acompanhamento se deram desde o mês de março/17. Para este mesmo ano, a CEEE-D comprometeu-se com 05 (cinco) projetos de Expansão da Alta Tensão, com o projeto prioritário “Programa integrado de combate à perdas globais e recuperação de receita da CEEE-D” e com 05 (cinco) indicadores de desempenho. Os resultados alcançados (Quadro 01) confirmam o compromisso da gestão com a eficiência operacional, a racionalização dos gastos e assertividade nos investimentos.

Ressalta-se o desempenho positivo do projeto prioritário, através do qual no ano de 2017 foi recuperado o valor acumulado de R\$ 35,5 milhões. Cabe destaque a conclusão de duas obras (SE Rio Grande e LT Atlântida 2 – Circuitos) e o desempenho positivo dos indicadores técnicos - DECI e FECi, presentes no Contrato de Concessão da Concessionária, que finalizaram 2017 muito próximos ao limite estabelecido para o ano de 2018.

Quadro 01

Indicador	Objetivo do Indicador	Unidade de medida	Polaridade	Meta	Realização 2017
FECi	Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna (Distribuição e Subtransmissão) por Unidade Consumidora	Quantidade	↓	13,58	10,03
DECI	Horas de Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna (Distribuição e Subtransmissão) por Unidade Consumidora	Horas	↓	21,03	17,81
Perdas Globais	Diferença entre Energia Injetada em MWh e a Energia Faturada.	Pontos percentuais	↓	15,76	17,17
IASC	Pesquisa de mercado ANEEL	Índice	↑	63,16	69,33
EBITDA regulatório ajustado	Resultado Operacional	Valor em milhões R\$	↑	≥0	<i>Aguardando fechamento*</i>

* O fechamento do valor regulatório do exercício de 2017 ocorrerá em 30/04/2018.

4. Desempenho Operacional

4.1 Setor de Energia Elétrica no Brasil

A forte correlação entre o nível de atividade econômica e o desempenho do setor de energia elétrica, enseja uma análise dos indicadores econômicos, com vistas a estabelecer as bases para a análise dos resultados do mercado de energia elétrica em 2017 e a expectativa de desempenho futuro.

Ao longo de 2017 o Índice de Atividade Econômica (IBC-Br) do Banco Central do Brasil, considerado uma "prévia" do resultado do PIB, reverteu uma série de quedas que se prolongava desde 2015, acumulando de janeiro a novembro de 2017 uma expansão de 0,97%, sem o ajuste sazonal. O setor que mais contribuiu para esta mudança de trajetória do PIB foi a Agropecuária que acumulou crescimento de 14,5% nos três primeiros trimestres de 2017, fruto da safra recorde e de ganhos de produtividade no setor. A indústria e os serviços ainda não apresentam reação, acumulando quedas de -0,85% e -0,24% respectivamente.

Além do PIB trimestral, o IBGE divulgou em 1º de dezembro a revisão das Contas Nacionais Trimestrais, onde se destaca o desempenho positivo do consumo das famílias, que aumentou as taxas de crescimento do 1º para o 2º trimestre de 2017, de -0,4% para 0% e a interrupção do ciclo de queda dos investimentos em infraestrutura de 0,3% para 0,4% (taxas contra o mesmo trimestre do ano anterior). Assim, com o melhor desempenho de alguns componentes de demanda e a mudança significativa na trajetória do indicador de atividade econômica, estimativa do governo é que a expansão do PIB seja de 1,1% em 2017e de 3% em 2018.

Segundo dados preliminares compilados pela EPE, o ano de 2017 fechou com um aumento de 0,84% no consumo de energia elétrica nacional em relação ao ano de 2016, cujo montante de energia distribuída havia chegado a 460 TWh, contra 464 TWh verificado em 2017.

O consumo de energia elétrica nas indústrias fechou 2017 com avanço de 1,27% sobre 2016, com expansão das atividades de fabricação de produtos alimentícios (3,6%), extração de minerais metálicos (4,9%) e fabricação de veículos automotores (5,5%), e contração nas atividades de fabricação de produtos de minerais não-metálicos (-4,8%) e fabricação de produtos químicos (-2,5%).

O consumo residencial cresceu 0,78%. Desempenho inferior ao de 2016 quando cresceu 1,24% e superior ao de 2015 de -0,84%. Em função do quadro econômico desfavorável, sobretudo no que se refere ao mercado de trabalho (emprego e renda), o consumo residencial ficou bem abaixo da média do período compreendido entre 2004 e 2015, em que o crescimento foi de 4,8% ao ano. O consumo médio residencial encerrou o ano em 157 kWh/mês em -1,5% em relação a 2016, quando havia reduzido -0,96% em relação a 2015. Quanto à base de consumidores, chegou-se a 70,9 milhões de unidades residenciais atendidas pela rede de distribuição no país, com expansão de apenas 2,35%, quando a média no período de 2005 a 2014 era de aproximadamente 3,5%.

O consumo comercial no país subiu 0,29% em 2017, em relação a 2016, quando havia apresentado uma redução de -3,19% em relação a 2015.

Conforme sinaliza o Boletim Econômico para o Plano de Operação Energética 2018-2022 da EPE de 11/12/2017, ainda que o cenário qualitativo para 2018 não se altere substancialmente em relação ao observado em 2017, o melhor desempenho recente da economia indica que a demanda interna deve se recuperar mais rápido em 2018. O crescimento da agropecuária foi revisado para baixo, de 3,0% para 2,3%, em função da alta da base de comparação de 2017. Houve revisão para cima da taxa de crescimento da indústria, de 2,3% para 3,3%. Por um lado, há grande influência da base de comparação, ainda mais baixa do que anteriormente, resultado da maior retração em 2017 e de quatro anos de taxas negativas consecutivas.

Por outro lado, a recuperação mais rápida do que o esperado do consumo poderá aumentar a procura por bens industriais, enquanto o alto nível de ociosidade existente no setor permitirá responder a demanda sem necessidade de investimentos adicionais. O bom desempenho dos setores exportadores (como indústria extrativa e algumas agroindústrias) contribuirá para o crescimento do setor. Para o setor de serviços também se estima um crescimento 2,3%, em função da perspectiva de retomada (levemente) mais rápida do consumo e de demanda, ainda que seja uma recuperação gradual.

4.2 Mercado de Distribuição de Energia Elétrica

O número de unidades consumidoras faturadas em dezembro de 2017 foi de 1.680.546, apresentando um crescimento de 1,8% sobre o mesmo mês do ano anterior, como se pode observar na Tabela a seguir:

Tabela 02

Número de Consumidores						
Consumidores	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Residencial	1.292.139	1.325.987	1.352.981	1.374.764	1.394.974	1.422.587
Industrial	13.150	13.558	13.438	13.006	12.715	12.750
Comercial	136.986	140.911	143.831	144.646	145.371	147.099
Rural	83.629	84.313	85.365	86.777	88.149	89.043
Poderes Públicos	7.207	7.442	7.568	7.644	7.942	7.951
Iluminação Pública	93	94	93	92	100	96
Serviço Público	766	788	799	814	828	849
agentes de	3	3	3	3	3	3
Livres	14	27	37	50	123	168
Total	1.533.987	1.573.123	1.604.115	1.627.796	1.650.205	1.680.546
Variação	2,20%	2,55%	1,97%	1,48%	1,38%	1,84%

* no rural constam as 3 permissionárias

O ano de 2017 finalizou com um incremento de 30.344 unidades consumidoras. Destas, 27.613 foram unidades residenciais, o que significou uma elevação de quase 2%. Durante o ano ocorreram migrações de 45 unidades consumidoras para o mercado livre (incremento de 37%), sendo 17 industriais e 28 comerciais.

A distribuição de energia elétrica da CEEE-D apresentou incremento de 0,68% em relação a 2016, finalizando o ano com a distribuição de 8.193 GWh contra 8.137 verificado no ano anterior.

O mercado cativo da distribuidora ainda apresenta retração de 4,7% em relação ao verificado em 2016, quando esse havia caído 7% em relação a 2015. Tal redução foi impactada principalmente pela retração no consumo das classes residencial, industrial e comercial, que juntas representam 79% da energia demandada pelos consumidores cativos da CEEE-D.

O consumo residencial voltou a cair em 2017, quando apresentou redução de 0,4% em relação a 2016, ano em que havia apresentado um crescimento de 1,5% em relação a 2015. A participação dessa classe no consumo cativo da distribuidora é de 43%.

A classe industrial também contribuiu para o fraco desempenho apresentado no consumo cativo da companhia. Com participação de 8% em 2017, apresentou redução de 22,5% em relação a 2016. Tal queda é explicada em parte pela migração de 17 importantes consumidores para o mercado livre, o que contribuiu para elevar o consumo livre industrial em 24% em relação ao ano anterior. O consumo industrial total da CEEE-D (cativo+livre) apresentou incremento de 1,6% em relação a 2016.

O consumo comercial cativo, que representa 28% do mercado cativo total, reduziu 8,3% comparativamente ao mesmo período do ano passado, tendo grande contribuição na queda verificada no consumo cativo de 2017. Nesse período 28 consumidores migraram do mercado cativo para o mercado livre, colaborando para um incremento de 100% no consumo livre comercial em relação a 2016.

A classe rural, que representa 9% do consumo cativo, apresentou um acréscimo de 3,2% no consumo anual, e as demais classes, que juntas representam 12% do consumo cativo da companhia, apresentaram retração de 0,8%.

Tabela 03

Mercado Atendido						
Mercado Atendido - GWh	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Energia Faturada	7.831,09	7.884,50	8.166,13	7.694,78	7.161,08	6.825,97
Fornecimento	7.807,16	7.863,30	8.138,08	7.665,48	7.129,95	6.797,24
Residencial	2.695,97	2.840,12	3.066,80	2.879,62	2.924,18	2.913,12
Industrial	1.560,15	1.460,49	1.317,44	1.154,21	739,50	575,25
Comercial	2.276,59	2.289,01	2.437,09	2.327,94	2.067,08	1.895,26
Rural	560,17	543,86	567,86	561,02	580,83	599,40
Poderes Públicos	296,37	295,31	308,26	295,96	360,95	349,54
Iluminação Pública	221,66	232,78	228,97	231,60	238,00	237,68
Serviço Público	196,25	201,74	211,65	215,14	219,42	227,00
Suprimentos p/ agentes de distribuição	23,93	21,20	28,05	29,30	31,13	28,72
Uso da Rede de Distribuição	452,55	608,13	755,08	765,04	976,04	1.366,70
Consumidores livres	452,55	608,13	755,08	765,04	976,04	1.366,70
Total	8.283,64	8.492,63	8.921,21	8.459,82	8.137,12	8.192,67
Variação	2,50%	2,50%	5,00%	-5,20%	-3,80%	0,68%

4.3 Perdas

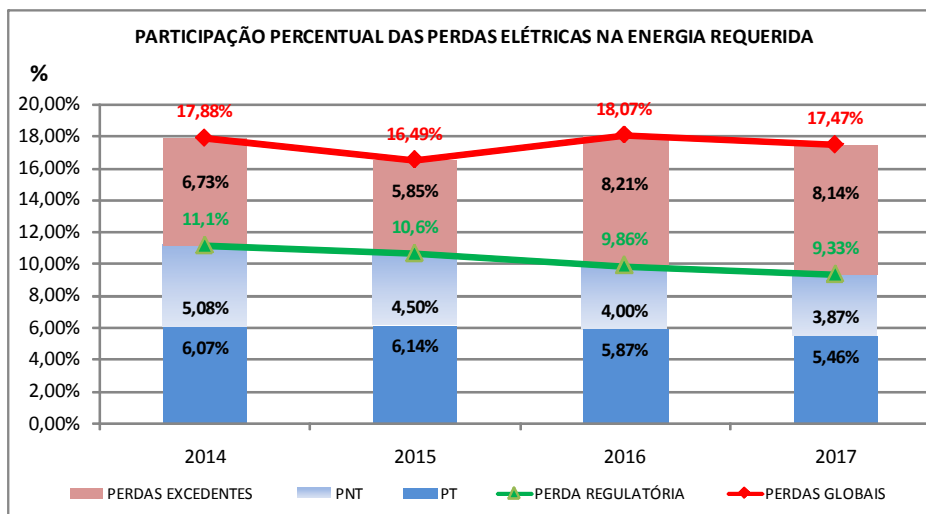
As perdas globais (ou totais) de energia correspondem às perdas técnicas, que é o montante de energia elétrica dissipada no processo de transporte de energia entre o suprimento e o ponto de entrega, e as perdas não técnicas, que correspondem à diferença entre as perdas globais e as perdas técnicas. Nesta parcela de perdas não técnicas são considerados, portanto, os furtos de energia, defeito em equipamentos de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição etc.

O indicador de perdas aqui apresentado é o percentual de participação das perdas elétricas no montante de energia injetada na fronteira elétrica da distribuidora para atender todo o mercado de consumidores conectados na sua rede.

Em 2017 o índice de perdas elétricas globais acumulado nos 12 meses reduziu em 0,6% em relação a 2016, passando de 18,07% para 17,47% (Gráfico 01). Neste mesmo período, por conta da trajetória de perdas regulatórias imposta pela revisão tarifária de Nov/2016, o limite regulatório reduziu em 0,53% passando de 9,86% para 9,33%. Logo, do ponto de vista das perdas excedentes, o efeito combinado da redução de perdas

globais e da alteração do limite regulatório, resultou em uma redução no excedente de perdas de 0,07%, passando 8,21% em 2016 para 8,14% em 2017.

Gráfico 01



4.4 Aspectos Regulatórios

4.4.1. Republicação das Tarifas de Energia e de Uso do Sistema de Distribuição - ANGRAIII

A Resolução Homologatória Nº 2.214 de 28 de março de 2017 republicou as Tarifas de Energia – TE e Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD para reversão da previsão do Encargo de Energia de Reserva – EER associado a ANGRAIII, que começou a surtir seus efeitos no processo tarifário de 2016, desta forma reposicionando o tarifário das distribuidoras de modo a interromper o repasse desses custos às tarifas dos consumidores.

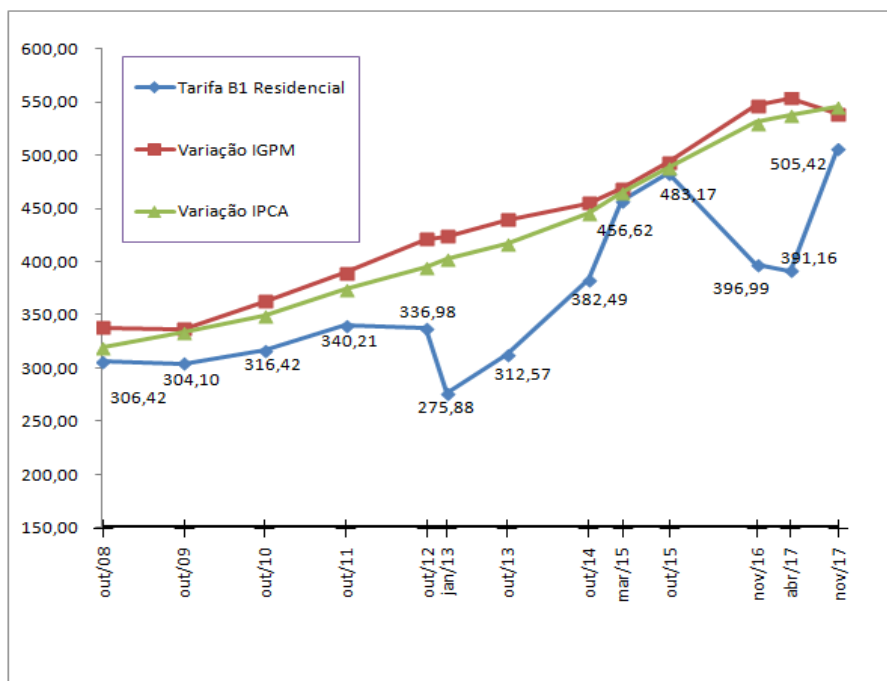
Assim, de 1º a 30 de abril de 2017 foi subtraída da nova tarifa a ser publicada, já sem o efeito da cobrança dos custos fixos com Angra III, uma "tarifa de ajuste". Essa tarifa de ajuste foi calculada de forma a resultar em um único mês de faturamento toda a devolução financeira referente aos valores pagos nos meses anteriores à republicação, ou seja, de todo o valor pago a mais pelos consumidores desde o aniversário da distribuidora, em 2016, até março de 2017. No caso da CEEE-D esta Republicação tarifária representou uma redução de -6,15%.

4.4.2 Reajuste Tarifário

A CEEE-D passou pelo processo de Reajuste Tarifário Anual (RTA) em 2017, e teve suas tarifas homologadas em 21/12/2017, pela Superintendência de Gestão Tarifária (SGT) da ANEEL. O Efeito Médio ao Consumidor sobre os níveis de Alta Tensão (AT) e Baixa Tensão (BT) foi de 30,62%, sendo 33,54% o efeito percebido pelos consumidores conectados em AT e 29,29% para os clientes de Baixa Tensão. A tarifa residencial convencional, sem impostos, passou de R\$ 396,99 para R\$ 505,42 por MWh.

Como se pode verificar no Gráfico 02, a evolução da Tarifa B1 (Baixa Tensão da Classe Residencial) da CEEE-D nos últimos dez anos foi de 64,94%, que quando comparada com a variação do IGP-M (59,55%) e IPCA (70,58%) no mesmo período, demonstra que as variáveis apresentam evolução de médio prazo convergente.

Gráfico 02 – Evolução tarifa residencial B1 (2007-2017)

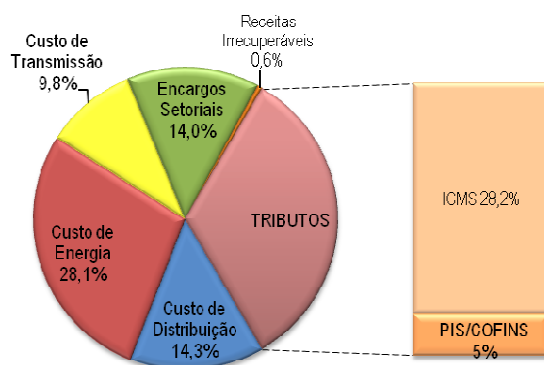


O efeito médio ao consumidor é resultado do cálculo do reajuste econômico (variação da receita necessária para cobrir custos com Parcela A e Parcela B), acrescido do reajuste financeiro (compensa valores da Parcela A de anos anteriores) que se integrará por 12 meses à tarifa. Além disso, retiram-se os financeiros aplicados no último reajuste.

Na revisão tarifária de 2016, os componentes financeiros totalizaram R\$ -361.758.458. Este valor foi devolvido ao consumidor através da tarifa, no período regulatório anterior.

Para o período regulatório vigente esse redutor tarifário foi retirado da tarifa. Tal retirada representou um aumento de 16,38% na tarifa percebida pelo consumidor da CEEE-D. O segundo item de maior impacto é o custo com Encargos de Transmissão, em razão da indenização das transmissoras. Por conta da elevação dos custos da Parcela A, a Parcela B perdeu participação na Receita Tarifária com Tributos, reduzindo de 15,6% para 14,3%. O Gráfico 03 detalha a composição da tarifa da CEEE-D.

Gráfico 03 – Composição da tarifa CEEE-D



4.4.3 Bandeiras Tarifárias

A Resolução Normativa nº 547/2013 implantou o mecanismo de aplicação das Bandeiras Tarifárias com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015. Esse mecanismo é capaz de refletir o custo real das condições de geração de energia elétrica no país, principalmente relacionado à geração térmica, ESS de segurança energética, risco hidrológico e exposição involuntária das distribuidoras de energia elétrica.

Quando a bandeira está verde, as condições hidrológicas para geração de energia são favoráveis e não há qualquer acréscimo nas faturas; já quando a bandeira passa a ser amarela ou vermelha há uma cobrança adicional proporcional ao consumo. Nos meses de janeiro e fevereiro de 2015 o valor acrescido pelas bandeiras amarela e vermelha foram inicialmente definidos em R\$1,50 e R\$3,00, a cada 100 kWh; a partir de 2 de março, os valores foram atualizados para R\$2,50 e R\$5,50, a cada 100 kWh. Após 1º de setembro de 2015, a bandeira tarifária vermelha foi reduzida de R\$5,50 para R\$4,50, a cada 100 kWh. Em 1º de fevereiro de 2016, a bandeira vermelha passou a ter dois patamares, R\$3,00 e R\$4,50, aplicados a cada 100 kWh consumidos, ao passo que a bandeira amarela teve seu valor reduzido, passando de R\$2,50 para R\$1,50, aplicados a cada 100 kWh, conforme Resolução Homologatória nº 2.016/2016.

Em 24/10/2017, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu pela instauração da Audiência Pública - AP nº 61/2017 com objetivo de obter subsídios para a revisão da metodologia das Bandeiras Tarifárias e que a proposta apresentada nessa AP fosse aplicada, em caráter extraordinário, a partir de novembro de 2017. O acionamento das bandeiras tarifárias, definido para todo o Sistema Interligado Nacional, passou a ser baseado nos valores definidos:

- Bandeira Verde: não há acréscimo;
- Bandeira Amarela: R\$1,00 aplicado para cada 100 kWh;
- Bandeira Vermelha – Patamar 1: R\$3,00 aplicado para cada 100 kWh;
- Bandeira Vermelha – Patamar 2: R\$5,00 aplicado para cada 100 kWh;

Por meio do Decreto nº 8.401/2015, foi criada a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT com o objetivo de administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias instituídas pela ANEEL. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE foi designada para manutenção da CCRBT, e os valores a serem repassados ou compensados são homologados mensalmente pela ANEEL, por meio da emissão de nota técnica. O mecanismo das Bandeiras Tarifárias tem como objetivo preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. As variações de custos remanescentes são registradas na CVA para inclusão no próximo processo tarifário.

4.4.4 Compra de Energia

A compra de energia pelas Distribuidoras somente poderá ocorrer através de Leilões no Ambiente de Contratação Regulada. Os Leilões de Compra de Energia Elétrica estão previstos no Decreto nº 5.163, de 30/07/2004 e têm por objetivo o atendimento às necessidades de mercado das distribuidoras. Necessidades de mercado, neste caso, refere-se a toda a energia consumida pela Companhia, o que inclui tanto o mercado faturado aos consumidores como o atendimento às perdas de energia, técnicas e comerciais. Além disso, conforme previsto no Decreto nº 5.163/2004, os mecanismos de compra utilizados pelas Distribuidoras devem prever o repasse da energia comprada às tarifas dos consumidores finais.

O portfólio de contratos da CEEE-D é composto por Contratos decorrentes de participações no Ambiente de Contratação Regulada (CCEAR), Contratos Bilaterais e as contratações compulsórias de Itaipu, Proinfa, Cotas de Angra I e II (Eletronuclear) e Cotas de Garantia Física.

Em relação à sobrecontratação, o ano de 2017 foi semelhante a 2016. As empresas ainda estão com sobras de energia, devido aos mesmos fatores verificados naquele ano, tais como a forte recessão da economia e a elevação das tarifas de energia elétrica favorecendo a migração ao ambiente de contratação livre.

Analisando o balanço energético de 2017, constatou-se sobras de 377.385.861 MWh, percentualmente, 4,31% acima da carga própria em distribuição. Estas sobras foram liquidadas no mercado de curto prazo, mas, em função principalmente do risco hidrológico assumido pelas Distribuidoras na contratação de Itaipu, Cotas de Garantia Física, Eletronuclear e Contratos por Disponibilidade, todos os recursos obtidos com a venda de energia foram utilizados na contabilização mensal da CCEE, para cobrir as despesas com o risco hidrológico.

A tabela 04 demonstra os principais resultados em 2017, na comercialização de energia:

Tabela 04

COMERCIALIZAÇÃO – 2017			
ENERGIA (MWh)		CUSTO (R\$ MIL)	
Energia contratada total	9.138.183,362	Custo com contratos de energia	R\$ 1.612
Energia negociada no mercado spot (venda)	377.385,861	Custo do mercado de Curto Prazo	R\$ 387.017
Total da energia	8.760.797,501	Custo total	R\$ 1.999.487

*valores em R\$ mil

4.4.5 Encargos

Os Encargos Setoriais são definidos em legislação própria, têm destinação específica e resultam de políticas de Governo para o setor elétrico nacional. Encargos setoriais não representam ganhos de receita para a Concessionária, que recolhe os valores e os repassa.

O encargo de maior impacto na tarifa é a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, criada pela Lei n.º 10.438/2002 e alterada pela Lei 12.783/2013, que tem a finalidade de prover recursos para: i) universalização; ii) subvenção à subclasse residencial baixa renda; iii) Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; iv) amortização de operações financeiras vinculadas à reversão de ativos ao final das concessões; v) a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral.

Outrossim, há na tarifa encargo relacionado à CDE – CONTA-ACR. Essa quota é destinada à quitação das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na gestão da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR, em atendimento ao Decreto nº 8.222, de 1º de abril de 2014, e nos termos na Resolução Normativa nº 612, de 16 de abril de 2014. A CONTA-ACR tem como objetivo cobrir as despesas incorridas pelas concessionárias de distribuição, relativas ao ano de 2014, em decorrência da exposição involuntária no mercado de curto prazo e do despacho de usinas termelétricas vinculadas a Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR na modalidade por disponibilidade de energia elétrica.

4.4.6 Indicadores de Desempenho Operacional e de Produtividade – DEC e FEC

No início de 2015, a CEEE-D redefiniu sua estratégia de atuação e formatou suas iniciativas em um Plano de Resultados, com foco na melhoria dos indicadores de qualidade DEC e FEC, de segurança da força de trabalho e da comunidade, na melhoria do atendimento aos clientes, redução dos custos, eficiência e produtividade operacional e ainda na redução das perdas de energia elétrica, esse plano vem sendo acompanhado pela ANEEL nos autos do processo administrativo nº 48500.000211/2015-22.

Este trabalho teve uma ampla abrangência na Companhia resultando em um conjunto de ações que foram implantadas em 2015 e resultaram nas melhorias observadas nos últimos dois anos.

As ações para melhoria dos indicadores DEC e FEC foram definidas dentro de três pilares de atuação, sendo:

- Rapidez no retorno de energia;
- Diminuição no número de ocorrências;
- Mitigação do impacto dos desligamentos.

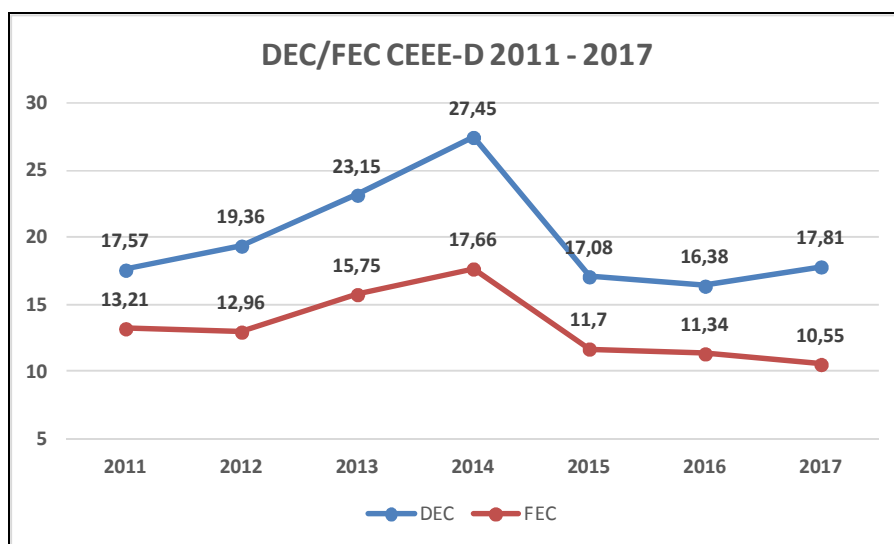
Dentre as ações definidas, podemos destacar as principais:

- Otimização do atendimento emergencial através do aumento da produtividade das equipes e planejamento para atendimento das contingências;
- Implementação da gestão por indicadores;
- Redefinição e gestão do orçamento e custos;
- Redução dos custos com deslocamento devido a reclamações improcedentes;
- Implantação de tecnologia de automação na rede de distribuição possibilitando uma recomposição mais rápida e eficiente nas contingências;

- Otimização operacional nos arranjos em subestações e linhas de transmissão visando à melhor performance operacional;
- Melhorias das práticas de gerenciamento de manutenção preventiva no sistema de distribuição de média e baixa tensão orientado pelo FEC e DEC;
- Aprimoramento das ações de poda na rede de média e baixa tensão com foco na redução das interrupções de maior impacto nos indicadores;
- Otimização dos recursos na qualificação de redes de média tensão;
- Gestão focada na conclusão das obras de novas subestações e linhas de transmissão em um menor prazo possível;
- Implantação de sistemática para revisão das proteções de todos alimentadores, de forma a garantir que em caso de defeitos a rede interrompida seja sempre a menor possível;
- Implantação de novas chaves telecomandadas.

Como resultado do Plano implantado foi possível observar uma grande melhoria nos indicadores globais da empresa, conforme é destacado no Gráfico 04.

Gráfico 04



Entre 2016 e 2017 o indicador DEC apurado aumentou de 16,38 para 17,81 horas/ano (+ 8,7%), entretanto, o DEC percebido pelo cliente nesse mesmo período reduziu de 35,84 para 28,45 horas/ano, representando uma redução de 20,6% no tempo que, em média, cada cliente ficou efetivamente sem fornecimento de energia elétrica.

Já o indicador FEC apresentou redução, entre 2016 e 2017, tanto no valor apurado como no percebido pelo cliente. O FEC apurado reduziu de 11,34 para 10,55 interrupções/ano (redução de 7%) e o FEC percebido pelo consumidor reduziu de 16,27 para 13,62 interrupções/ano, representando uma redução de 16,3% na quantidade média de interrupções no fornecimento de energia elétrica que efetivamente ocorreu em cada cliente.

A CEEE Distribuição, sempre preocupada em oferecer um atendimento cada vez mais qualificado a seus clientes, tem buscado constantemente, agregar tecnologia a seus canais de atendimento, tornando-os mais ágeis, modernos e eficientes no que concerne ao recebimento das demandas, buscando ser reconhecida pela excelência na prestação de serviços.

4.4.6 Questões Regulatórias Supervenientes

Destaca-se no ano de 2017 a realização da Consulta Pública nº 33 do Ministério de Minas e Energia (MME), que se encerrou em meados de agosto daquele ano. A proposta foi de aprimorar o marco legal do setor elétrico. Na nota técnica nº 005/2017 da referida consulta, o MME expôs 18 propostas agrupadas em quatro grupos, com o objetivo de: i) modificação das políticas públicas vigentes; ii) desobstruir amarras do modelo

atual; iii) mudar alocações de riscos e custos entre os agentes; iv) promover a desjudicialização do setor. A expectativa é que as propostas, se implantadas, resolvam dificuldades na relação entre os diversos agentes do setor elétrico, reduzindo o risco regulatório do setor.

Outros destaques foram as Audiências Públicas visando aprimoramento metodológico nos processos de Revisão Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica, nos temas Custos Operacionais e Remuneração de Capital (WACC). Particularmente, no segundo tema, a preocupação é com a redução da taxa do WACC para 7,71% para o período 2018-2020, ante 8,09% do nível anterior, pois não refletiria o risco percebido pelos agentes à luz do cenário econômico e político vigente, inserindo novos mecanismos regulatórios, especialmente no que tange a neutralidade da Parcela A, buscando mitigar as eventuais diferenças mensais entre o valor contemplado nos processos tarifários e o valor faturado nos itens da Parcela A, equalizando os efeitos da variação de mercado.

5. Investimentos

Os investimentos realizados pela CEEE-D na Expansão, Renovação e Melhoria das Instalações de Redes de Distribuição, tem como objetivo ampliar a capacidade de atendimento da demanda e aumentar a confiabilidade e a qualidade no fornecimento de energia elétrica.

O plano de investimentos de expansão e renovação das Instalações de transmissão da distribuidora tem seu foco no incremento e melhoria da capacidade do sistema em 69 kV e 138 kV visando garantir maior disponibilidade e segurança para o sistema elétrico, reduzindo o carregamento dos alimentadores e transformadores das subestações, aumentando assim a confiabilidade de atendimento aos consumidores, além da melhoria dos indicadores técnicos DEC e FEC.

Em 2017, o valor total investido foi de R\$ 211 milhões. Para 2018 o valor do investimento projetado é de R\$ 361,5 milhões.

Em 2017 a expansão em Linhas de Transmissão foi em torno de 79 km, contemplando 01 (uma) nova construída e outras 07 (sete) em construção. No quadro abaixo são apresentadas essas principais obras:

Quadro 02

Capacidade de Transmissão Expandida - Linhas de Transmissão			
Linha Transmissão - Trecho	Extensão (km)	Discriminação	Situação
LT ATLÂNTIDA 2 X ATLÂNTIDA SUL	2,08	Construção	Energizada
LT VIAMÃO 1 X ÁGUAS CLARAS	22,13	Construção	Em andamento
LT ALVORADA 2	3,77	Construção	Em andamento
LT PORTO ALEGRE 12 X PORTO ALEGRE 5	3,6	Construção	Em andamento
LT PORTO ALEGRE 14 X PORTO ALEGRE 15	6,97	Construção	Em andamento
LT INTEGRAÇÃO VIAMÃO 3	0,86	Construção	Em andamento
LT INTEGRAÇÃO RESTINGA	0,34	Construção	Em andamento
LT QUINTA X PELOTAS 1	39,6	Reisolamento	Em andamento
Total	79,35	Extensão em quilômetros	

Também para esse mesmo período a expansão em subestações foi em torno de 275.000 kVA (Quilovolt-ampère), ou seja, 275 MVA (Mega Volt Ampères) contemplando 01 (uma) nova construída, outras cinco em construção. No Quadro 03 são apresentadas essas principais obras.

Quadro 03

Capacidade de Transmissão Expandida – Subestações			
Subestação	Potência (MVA)	Obra	Situação
SE PORTO ALEGRE 7	100	Construção	Em andamento
SE ALVORADA 2	50	Construção	Em andamento
SE PORTO ALEGRE 15	50	Construção	Em andamento
SE PORTO ALEGRE 20 (AEROPORTO)	50	Construção	Em andamento
SE PELOTAS 1*	62,5	Ampliação/Melhoria	Em andamento
SE RIO GRANDE 2	25	Ampliação	Energizada
Total	275	Potência em Mega Volt Ampere	

*A potência mencionada para essa subestação refere-se à melhoria gerada pelo incremento na instalação de novos transformadores, porém devido a desativação de transformadores existentes não houve aumento de potência de transformação, portanto não foram consideradas na somatória apresentada.

As obras de expansão, renovação e melhoria das Instalações de Transmissão em andamento em 2018 são:

Quadro 04

Obra	Descrição	Previsão de Conclusão
LT VIAMÃO 1 X ÁGUAS CLARAS	Construção da Linha de Transmissão Viamão 1 x Águas Claras com extensão aproximada de 22,13 km com a instalação de novas estruturas e lançamento de Cabos Condutores e OPGW (fibra ótica) no trecho entre a Subestação Viamão 3 e a Subestação Águas Claras, em paralelo ao atual Ramal BRAHMA e o Ramal provisório de Águas Claras, os substituindo.	Setembro 2018
LT ALVORADA 2	A nova LT Ramal Alvorada 2, prevê a construção de LT 69 kV em circuito duplo com aproximadamente 3,77 km seccionando da LT Gravataí 2 x Porto Alegre 6 C1, para alimentação da SE Alvorada 2.	Julho 2018
LT PORTO ALEGRE 12 X PORTO ALEGRE 5	Construção da Nova LT 69 kV Porto Alegre 12 x Porto Alegre 5 com aprox. 3,6 km de linha subterrânea, permitindo a alimentação da SE Porto Alegre 5 através da nova SE 230/69kV Jardim Botânico.	Agosto 2018
LT PORTO ALEGRE 14 X PORTO ALEGRE 15	Construção de 6,97 km de linha de transmissão aérea com capacidade 80 MVA, que alimentará a futura SE PAL 15.	Fevereiro 2018
LT INTEGRAÇÃO VIAMÃO 3	Interligação das integrações dos 6 módulos na subestação Viamão 3.	Maio 2018
LT INTEGRAÇÃO RESTINGA	Interligação da Subestação Restinga com as subestações Porto Alegre 14, Rincão e futura Porto Alegre 15, através da abertura da LT 69 kV Rincão x Porto Alegre 14, com a implantação de 3 (três) estruturas metálicas e extensão de 0,34 km.	Fevereiro 2018
LT QUINTA X PELOTAS 1	Reisolamento da LT Quinta - Pelotas 1 da tensão de 69 kV para 138 kV possibilitando o fechamento do anel em 138 kV entre as subestações de fronteira de rede básica 230/138 kV Pelotas 3 e Quinta.	Agosto 2018
SE PORTO ALEGRE 7	02 Transformadores de 69/13,8 kV - 50 MVA cada e 32 módulos de alimentadores.	Abril 2018
SE ALVORADA 2	02 Transformadores de 69/23 kV - 25 MVA cada e 08 módulos de alimentadores.	Junho 2018
SE PORTO ALEGRE 15	02 Transformadores de 69/13,8 kV - 25 MVA cada e 10 módulos de alimentadores.	Maio 2018
SE PORTO ALEGRE 20 (AEROPORTO)	02 Transformadores de 69/13,8 kV - 25 MVA cada e 08 módulos de alimentadores.	Setembro 2018
SE PELOTAS 1	02 Transformadores de 138/13,8 kV - 31,25 MVA cada e 11 módulos de alimentadores.	Dezembro 2018

5.1 Modernização Tecnológica

Em dezembro de 2016, com a entrada em operação dos novos sistemas de Gestão Empresarial (ERP) e Comercial (SGC), que compõem o Projeto Convex, a Companhia foi alçada a um novo patamar tecnológico e de otimização e controle de seus processos de negócio. Ao longo do ano de 2017, a solução implantada foi estabilizada e também recebeu componentes adicionais como a ativação do faturamento instantâneo (emissão da fatura no momento da leitura em campo), ativação do Ponto Eletrônico, novo Sistema de Medição de Fronteira (SMF), início da integração com o Sistema Benner (controle de processos jurídicos), dentre outros. Como resultado, a Companhia começa a perceber os benefícios trazidos pela integração de processos promovida pela nova solução. Expansão e Manutenção têm seus projetos e ordens automaticamente contabilizados e unitizados, o atendimento passou a ter maior volume de informações e visibilidade sobre o tratamento dos pedidos dos clientes, houve redução do Tempo Médio de Atendimento (TMA), a ampliação de serviços na Agência Virtual permitiu a ampliação do autoatendimento, dentre outros benefícios.



6. Balanço Social – Indicadores Sociais

Balanco Social						
1 - BASE DE CÁLCULO	Dezembro 2017 (valor em mil R\$)			Dezembro 2016 (valor em mil R\$) Reclassificado		
Receita líquida (RL)	3.077.322			2.764.254		
Resultado operacional (RO)	-38.793			-503.146		
Folha de pagamento bruta (FPB)	355.234			362.256		
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	Valor (em mil R\$)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre FPB	% sobre RL
Plano de Saúde	10.174	3%	0%	10.717	3%	0%
Saúde e Segurança Ocupacional	111	0%	0%	214	0%	0%
Serviços Médicos e Laboratoriais	1.232	0%	0%	996	0%	0%
Vestuário, EPIs e Equipamento de Proteção	1.952	1%	0%	2.235	1%	0%
Capacitação e Desenvolvimento Profissional	7	0%	0%	684	0%	0%
Alimentação	28.379	8%	1%	34.104	9%	1%
Creches ou Auxílio-Creche	3.305	1%	0%	3.474	1%	0%
Previdência Privada	79.293	22%	3%	36.551	10%	1%
Encargos Sociais Compulsórios	84.198	24%	3%	72.953	20%	3%
Participação nos Lucros ou Resultados	107	0%	0%	7.460	2%	0%
Vale Transporte - Excedente	955	0%	0%	1.076	0%	0%
Outros Benefícios	119	0%	0%	207	0%	0%
Total - Indicadores sociais internos	209.832	59%	7%	170.671	47%	6%
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL
Educação	2.741	7%	0%	5.891	-1%	0%
Cultura	579	1%	0%	-	0%	0%
Total das contribuições para a sociedade	3.320	9%	0%	5.891	-1%	0%
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.536.258	3960%	50%	1.411.952	281%	51%
Total - Indicadores sociais externos	1.539.578	3969%	50%	1.417.843	282%	51%
4 - INDICADORES AMBIENTAIS	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL
Meio Ambiente	3	0%	0%	158	0%	0%
Poda e Desmatamento	5.949	15%	0%	9.334	2%	0%
Gestão de Resíduos	-	0%	0%	957	0%	0%
Eficiência Energética	11.304	29%	0%	3.392	1%	0%
Outros	265	1%	0%	456	0%	0%
Total dos investimentos em meio ambiente	17.521	45%	1%	14.297	3%	1%
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa	<input type="checkbox"/> não possui metas <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50%		<input type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input checked="" type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%	<input type="checkbox"/> não possui metas <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50%		<input type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input checked="" type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL	2017			2016		
Nº de empregados(as) ao final do período*	2.399			2.513		
Nº de admissões durante o período	0			1		
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	1.253			1.238		
Nº de estagiários(as)	166			157		
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	756			799		
Nº de mulheres que trabalham na empresa	512			534		
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	22,73%			12,97%		
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	271			281		
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	8,16%			8,65%		
Nº de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	40			43		
6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL	Em 2017			Em 2016		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	13,86			24,72		
Número total de acidentes de trabalho**	21			9		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	<input type="checkbox"/> direção	<input checked="" type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input type="checkbox"/> direção	<input checked="" type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) - Cipa	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) - Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	<input type="checkbox"/> não se envolverá		<input checked="" type="checkbox"/> seguirá as normas da OIT	<input type="checkbox"/> não se envolverá	<input checked="" type="checkbox"/> seguirá as normas da OIT	
A previdência privada contempla:	<input type="checkbox"/> direção		<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	
A participação dos lucros ou resultados contempla:	<input type="checkbox"/> direção		<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	<input type="checkbox"/> não serão considerados		<input checked="" type="checkbox"/> serão sugeridos	<input type="checkbox"/> não serão considerados	<input checked="" type="checkbox"/> serão sugeridos	
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	<input type="checkbox"/> não se envolverá		<input type="checkbox"/> apoiará	<input type="checkbox"/> não se envolverá	<input type="checkbox"/> apoiará	
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	na empresa 47.435	no Procon	na Justiça	na empresa 47.435	no Procon	na Justiça
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa 100%	no Procon	na Justiça	na empresa 100%	no Procon	na Justiça
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	Em 2017: R\$ 2.922.519			Em 2016: R\$ 2.732.990		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	85,99% governo (2,99)% acionistas	13,76% colaboradores(as) 22,24% terceiros	__% retido	82,42% governo (19,29)% acionistas	17,13% colaboradores(as) 19,74% terceiros	__% retido
7 - OUTRAS INFORMAÇÕES						
Contempla a Campanha do Agasalho e a Campanha do Brinquedo						
Escolaridade	Em 2017			Em 2016		
Graduados	1.172			1.153		
Ensino Médio	1.151			1.272		
Ensino Fundamental	69			81		
Ensino Fundamental Incompleto	7			7		
Para fim de demonstração, as receitas e despesas não operacionais estão somadas as receitas e despesas operacionais, conforme determina a Lei 6.404/76 e suas alterações.						
** Acidentes com perda de tempo						

6.1. Desempenho Social

6.1.1 Força de Trabalho

É formada, majoritariamente, por eletricitistas, técnicos e engenheiros, dos quais 21,34% são mulheres e 78,66% são homens.

A maior parte dos empregados (45,10%) se encontra na faixa de idade entre 31 e 40 anos. Do universo total, 40,35% tem nível superior e 7,38% possuem algum tipo de pós-graduação (especialização, mestrado, doutorado).

A CEEE-D acompanha a composição dos grupos de empregados por categoria, de acordo com gênero e faixa etária, no sentido de mapear oportunidades de melhoria em programas destinados garantir o princípio de igualdade de oportunidades.

Em 2017, 334 estudantes estagiaram na CEEE-D. Em 31 de dezembro de 2017 a Empresa contava com um total de 166 estagiários (6,92% em relação ao total de empregados).

A CEEE-D encerrou o ano com 2.399 empregados.

A taxa de rotatividade (turnover) é historicamente baixa e como nos anos anteriores manteve este padrão ficando em 0,23% como taxa média do ano de 2017.

Por se tratar de uma empresa de economia mista, há a necessidade legal de realização de concursos públicos para a contratação de novos empregados na CEEE-D. Por isto, não existe uma diretriz para contratados locais.

6.1.2 Diversidade e Igualdade

A empresa respeita a diversidade e não permite qualquer tipo de discriminação por razão de raça, cor, sexo, ideologia, nacionalidade, religião ou qualquer outra condição pessoal, física ou social de seus profissionais. Em 2017, não houve casos de discriminação encaminhados por meio dos canais de comunicação relativos ao Código de Ética.

Durante o ano, a Empresa realizou diversas ações para difundir o seu compromisso da diversidade entre todos os empregados, utilizando os meios de comunicação interna e eventos presenciais para envolvê-los na temática.

No período de abrangência do presente relatório não ocorreram, na Empresa, registros de demissão, suspensão ou advertência de empregado por corrupção ou discriminação. Não ocorreram da mesma forma, registros de violação de direito dos povos indígenas.

Cabe destacar que em seus concursos públicos, a CEEE-D faz a reserva de 10% do total de vagas cabíveis para pessoas com deficiência. Há no quadro pessoal 40 portadores de deficiência o que representa 1,67% do total de empregados.

6.1.3 Remuneração

A CEEE-D conta com um Plano de Cargos e Salário (PCS) que prevê promoções por antiguidade em anos pares e por merecimento em anos ímpares.

As promoções por desenvolvimento profissional ocorrem mensalmente, de acordo com a existência de vagas e as demais exigências estabelecidas em seu regulamento.

Os empregados podem acompanhar sua situação funcional, relativa às promoções, pelo sistema corporativo.

No ano de 2017 foram promovidos 88 empregados, conforme é demonstrado na Tabela 05.

Tabela 05

Níveis	Pleno	Sênior
Administrativa	32	9
Operacional	14	5
Técnica	14	9
Superior	5	0

A CEEE-D adota o modelo de remuneração flexível que relaciona o desempenho dos empregados ao alcance de metas e resultados estabelecidos para um determinado período de tempo.

6.1.4 Avaliação de desempenho

O indicador de Avaliação de Desempenho é monitorado através do sistema corporativo, considerando o número de avaliações satisfatórias e insatisfatórias para um determinado período. A Empresa tem interesse que todos os seus empregados realizem avaliação de desempenho, uma vez que isto contribui para o crescimento da Empresa e gera oportunidades de identificação de melhorias.

A avaliação de desempenho é um dos critérios obrigatórios para que os empregados habilitem-se às promoções.

O processo de avaliação de desempenho ocorre em datas fixas e pré-estabelecidas. Aqueles empregados que se encontram afastados (licenças de saúde, maternidade, acidente de trabalho) realizam suas avaliações quando do retorno as suas atividades. A política de remuneração da CEEE-D não diferencia homens e mulheres.

6.1.5 Programa de Desligamento Incentivado (PDI)

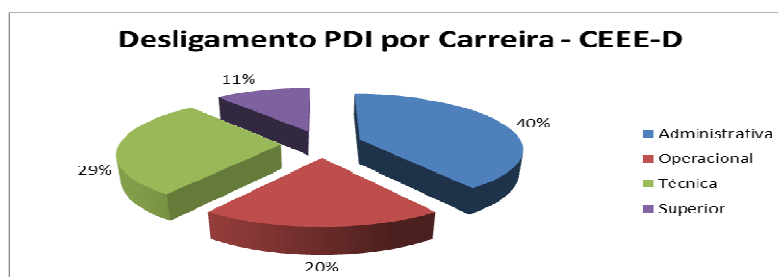
Este programa visa contribuir com a adequação dos recursos humanos às necessidades da empresa, auxiliando no equilíbrio da maturidade profissional e incentivando financeiramente àqueles empregados que anseiam por novas oportunidades fora das Empresas do Grupo CEEE. Em 2017, até o mês de dezembro, foram desligados 80 empregados da CEEE-D, distribuídos entre as áreas da empresa. O valor despendido com o Programa de Desligamento Incentivado foi de R\$ 11,75 milhões na CEEE-D e engloba valores de incentivo, verbas de rescisão e respectivos encargos, conforme Tabela 08.

Tabela 08

ÁREA	CUSTO COM PDI*	NÚMERO DE DESLIGADOS	PERCENTUAL DE CUSTOS
Área da Presidência	836,64	6	7,12%
Área Administrativa	904,87	6	7,70%
Área de Planejamento	183,55	1	1,56%
Área Financeira	264	1	2,25%
Área de Distribuição	9.565	66	81,38%
TOTAL	11.754	80	100%

*valores em R\$ mil

Gráfico 05



6.1.6 Relações Sindicais

A CEEE-D reconhece que as entidades sindicais são representantes legítimas de seus empregados, respeita as opções de filiação de seus empregados e mantém uma interação constante com as entidades sindicais por meio de uma gerência instituída para esta finalidade. A CEEE-D possui empregados representados pelo Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul, Sindicato dos Engenheiros no Estado do Rio Grande do Sul e outros. A totalidade dos empregados é abrangida pelos acordos coletivos firmados entre a Empresa e essas entidades. Também estão previstas liberações permanentes e esporádicas de dirigentes e representantes sindicais para as atividades sindicais permitidas e o procedimento para que se realizem nas instalações da Empresa, dentre outras questões. São garantidas atividades sindicais dentro das instalações da Empresa, desde que seja feita solicitação, com exposição de motivos e pauta, com antecedência, à Diretoria Administrativa. Além dos benefícios determinados pela legislação trabalhista, o acordo coletivo prevê auxílio-creche, assistência aos empregados com filhos portadores de necessidades especiais, previdência complementar, patrocínio de cursos de pós-graduação a empregados enquadrados em cargos de nível superior, plano de saúde, plano odontológico, 180 dias de licença maternidade e participação nos lucros e resultados.

Anualmente a CEEE-D realiza a negociação do acordo coletivo de trabalho abrangendo todos os empregados ativos e inativos. As negociações ocorrem entre a Diretoria da Empresa e os sindicatos, que, conforme tabela 10 representam no corrente ano, 2.399 empregados ativos.

Tabela 09

NOME DO SINDICATO	QUANTIDADE DE EMPREGADOS
CONTABILISTAS	27
SAERGS	2
SASERS	0
SENERGISUL	1801
SENGE	87
SINDAERGS	32
SINDARS	35
SINDECON	7
SINDIJORS	7
SINDITEST	13
SINTEC	386
SIPERGS	2
SOERGS	0
TOTAL	2.399

Em 2017, a CEEE-D realizou inúmeras reuniões com as entidades sindicais, visando à celebração do acordo coletivo de trabalho e do acordo coletivo específico relativo à participação nos lucros e resultados. As questões envolvendo os demais acordos específicos também foram discutidas, possibilitando a renovação dos mesmos.

No que concerne ao direito de greve, numa área de atuação cujos serviços são considerados essenciais à população, deve haver uma comunicação formal pelas entidades sindicais ou pelos trabalhadores com 72 horas de antecedência ao evento, conforme estabelecido pela Lei nº 7.783/99.

6.1.7 Programas de capacitação de Recursos humanos

A CEEE-D utiliza o conceito de Educação Corporativa, promovendo a capacitação profissional dos seus empregados através da realização de treinamentos voltados para o desenvolvimento das competências (conhecimentos, habilidades e atitudes) necessárias para a execução das atividades da Empresa.

6.2 Eficiência Energética e Pesquisa e Desenvolvimento

A CEEE-D desenvolveu atividades de grande alcance social relacionadas ao Programa Energia Legal. As atividades, focadas na inclusão social e na redução de perdas, envolvem a regularização de unidades consumidoras. O programa contempla obras de extensão de rede de baixa tensão para regularização de ligações clandestinas.

6.2.1 Eficiência Energética

O Programa de Eficiência Energética - PEE tem por objetivo contribuir com a preservação do meio ambiente, através do desenvolvimento de novas tecnologias e da disseminação de ideias que estimulem a formação de cidadãos conscientes sobre o uso da energia elétrica e o consumo sustentável dos recursos naturais.

Desde a regulamentação da Lei 9.991/00 a CEEE Distribuição tem realizado ações educacionais e promovido a substituição de equipamentos com baixo rendimento energético em sua área de concessão.

Em 2017 foram aplicados R\$ 11,3 milhões em atividades vinculadas ao PEE. Desse montante podemos destacar o projeto CEEE Distribuição em Casa, que prevê uma economia de energia de 6.473,68 MWh/ano e de 2.344,15 kW no horário de ponta do sistema energético através da substituição de 100 mil lâmpadas, 11.300 geladeiras e 2.700 freezers, por produtos similares, de melhor desempenho energético, o lançamento do Edital de Chamada Pública que prevê um investimento de R\$ 2 milhões em projetos de eficiência energética apresentados pelos consumidores da CEEE Distribuição e a participação na campanha nacional de eficiência energética promovida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e organizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE).

6.2.2 Pesquisa e Desenvolvimento

Os projetos de Pesquisa e Desenvolvimento são desenvolvidos com a perspectiva de melhoria contínua em produtos, processos e a eficiência dos serviços prestados a sociedade. O Programa de P&D do setor elétrico foi constituído por lei, e cabe à ANEEL regulamentar o investimento no programa e avaliar seus resultados. A agência estabelece as diretrizes e orientações que regulamentam a elaboração de projetos por meio do Manual de Procedimentos Programa de Pesquisa e Desenvolvimento – PROP&D.

A CEEE-D aplicou R\$ 709 mil, durante o ano de 2017, em projetos com foco na busca constante por inovações que venham enfrentar os desafios tecnológicos do setor elétrico, dos quais podemos citar:

- Geração Solar fotovoltaica: Tem por objetivo instalar usina conectada à rede de distribuição com capacidade de 550 kWp, utilizando painéis fotovoltaicos como fonte de geração de energia. A proposição de arranjos técnicos e comerciais para o projeto de geração de energia elétrica através de tecnologia solar fotovoltaica, de forma integrada e sustentável, busca criar condições para o desenvolvimento de conhecimento técnico e desenvolvimento tecnológico necessário à inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética nacional. Público Alvo: GRUPO CEEE, CENTRO ADMINISTRATIVO FERNANDO FERRARI.
- Usina modular de Biogás: Visa desenvolver uma Usina modular de biogás de 660kva, com sistema de biorreatores para geração de biogás e gerenciamento remoto atendendo os conceitos de Smart Grid. Projeto de P&D em atendimento a Lei nº 9.991/2000. Este tipo de projeto é considerado como Estratégico pela ANEEL, pois busca a geração de energia elétrica a partir dos resíduos orgânicos, que são jogados fora no dia a dia das cidades. Público-alvo: CEEE-D - SENAI/RS e CEASA/RS no município de Porto Alegre.
- Desenvolvimento de uma Metodologia para Automatização dos Procedimentos de Manobra em Redes de Distribuição e Integração no Ambiente Computacional SIGPROD: O projeto proposto é

uma continuidade de projeto de P&D realizado em 2011. Desta forma, será utilizada a base desenvolvida no projeto anterior, realizando melhorias nas funções existentes e desenvolvendo funções: de reconfiguração da rede em caso de contingência; de operação normal e planejamento indicando sequência de operação das chaves, considerando fatores de: Perdas; Quebra de tensão; Amperacidade; Energia não fornecida; Classe de consumidores e Proteção. Público-alvo: CEEE-D.

7. GESTÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

No ano de 2017 o Produto Interno Bruto (PIB) mostrou sinais de recuperação, a economia cresceu 1%, após dois anos consecutivos de queda do PIB (2016 = -3,49%, 2015 = -3,80%) de acordo com o Monitor do PIB-FGV, sinalizando que mesmo diante deste modesto crescimento se chegou ao fim da recessão técnica.

Em relação à economia gaúcha, o ano de 2017 também representou a retomada do crescimento após três anos consecutivos de retração do Produto Interno Bruto (PIB). Segundo os dados da FEE, no acumulado dos quatro trimestres terminados em setembro, o PIB do Estado cresceu 0,8%, com destaques positivos para a agropecuária (7,8%) e o comércio (1,3%) e negativo para a indústria (-1,4%). Para 2018, a se confirmarem as expectativas atuais, a economia do Rio Grande do Sul crescerá pelo segundo ano seguido, algo que não acontece desde o biênio 2010-11.

Em 2018, a tendência para a economia brasileira é de que o PIB cresça 2,8% (Boletim FOCUS – 16/02/2018), consolidando a recuperação que se iniciou em 2017; a inflação deve se manter dentro do aceitável o que deverá implicar em manutenção da taxa de juros em patamares dos atuais (7,00%). O mercado de trabalho deve reagir positivamente também a partir da recuperação econômica.

Neste contexto setorial e macroeconômico a CEEE-D deu continuidade à política de redução dos custos operacionais gerenciáveis, a política reprogramação do perfil da dívida e no crescimento da receita operacional, colocando empenho no Programa de Combate as Perdas Não Técnicas, renegociando débitos de grandes consumidores, entre outras ações que refletiram em aumento do faturamento.

Para o enfrentamento da crise, várias ações foram tomadas pela Distribuidora no biênio 2016-2017, as quais buscam recuperação dos resultados, minimizando os custos e despesas operacionais, visando uma equação de sustentabilidade econômica e financeira no médio prazo:

- a) Comitê de Racionalização de Gastos - criado no primeiro trimestre de 2015, com objetivo essencial de dar fluidez, priorização e assertividade nos gastos com investimento e custeio, buscando atingir o máximo de economicidade e eficiência.
- b) Reprogramação Orçamentária - Estabelecimento de orçamento conciso, ante a evolução dos métodos de construção do mesmo. Dentre as ações iniciais, houve a suspensão dos recursos administrados através do Sistema de Planejamento e Controle Financeiro (PCF), aplicação de premissas reais para a política de investimentos na elaboração do Plano Plurianual de 2016-2019, mais aderentes com as possibilidades financeiras da Companhia.
- c) Manutenção do Adimplemento das Obrigações Fiscais e Regulatórias – Repactuação de débitos junto à Receita Federal do Brasil (PIS/COFINS), Estadual (ICMS) e Eletrobrás (parcelas CDE e Itaipu), permitindo a regularização de débitos.
- d) Manutenção do atual Plano de Desligamento Incentivado – PDI - Manutenção da política de incentivo àqueles empregados que conquistem as carências para aposentadoria e se desliguem de forma espontânea.
- e) Equalização dos Custos Judiciais - Trabalho de identificação de nichos de litígios institucionalizados em setores da área de concessão, passíveis de realizar trabalho combinado entre a área jurídica e técnica de atendimento ao consumidor. Tal esforço permite programar ações pró-ativas e antecipadas de forma a mitigar novas ações cíveis e indenizatórias, bem como reduzir o valor de eventuais condenações.

Buscando otimizar a geração operacional de caixa, iniciou-se o Programa de Recuperação de Energia, com o reforço das inspeções anuais (média de 20.000/ano com equipes próprias) através de empresa contratada que acrescerão 90.000 inspeções anuais, passando para 110.000 inspeções por ano com equipes próprias e terceirizadas. Paralelamente, estão em fase de implantação as ações do programa de tecnologia para

recuperação de perdas, 100% financiados pelos agentes internacionais BID/AFD, com o objetivo de telemedição e medição blindada dos maiores consumidores e das regiões com maior complexidade social, respectivamente. A meta com esta ação é de, em um horizonte de 03 anos, incrementar fortemente a receita da CEEE-D. O investimento no Programa de Recuperação de Energia totaliza R\$ 88 milhões.

Outro fato relevante que contribui para o equilíbrio econômico-financeiro da Companhia, ocorreu no exercício de 2017, através da Resolução Homologatória Nº 2.361/2017, quando a ANEEL aprovou os valores do Reajuste Tarifário Anual da CEEE-D. O consumidor perceberá na tarifa um incremento médio de 30,62%, ocasionando reflexo positivo na Receita de Fornecimento da Distribuidora em 2018.

No que tange ao nível de endividamento, a CEEE-D realizou algumas ações no exercício de 2017, buscando a redução da dívida. Após a emissão do Despacho SFF nº 3.331, em 28 de setembro de 2017, no qual a ANEEL anuiu a celebração do Termo de Dação de Imóvel em Pagamento e Quitação Parcial do Contrato de Mútuo da Companhia, celebrado junto a sua parte relacionada CEEE-GT, houve amortização no montante aproximado de R\$ 294 milhões do saldo contratado.

Especificamente ao que se refere ao seu endividamento tributário, a adesão a Medida Provisória nº 766/17 (Programa de Regularização Tributária - PRT) e ao Decreto Estadual nº 53.417/17 (REFAZ/2017) proporciona no exercício de 2017 uma retração substancial no endividamento líquido da Companhia, com descontos de juros nos débitos estaduais e, com a utilização de créditos fiscais de prejuízos de IRPJ e CSLL para o abatimento dos débitos federais, amortizando a dívida fiscal da Concessionária em aproximados R\$ 200 milhões. Também houve adesão ao recente Programa Especial de Regularização Tributária – PERT, instituído pela Medida Provisória nº 783/17, cuja adesão proporciona estimados R\$ 133 milhões de abatimento de dívidas fiscais com a utilização de créditos fiscais, somando aproximados R\$ 333 milhões de amortização de dívidas com créditos de IRPJ/CSLL.

Em Dezembro de 2017 foram renegociadas aproximadamente R\$ 756 milhões em obrigações setoriais junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e Eletrobrás, dentro de prazos e condições aderentes a capacidade econômica e financeira da Concessionária, à luz de seu planejamento institucional de curto, médio e longo prazo.

Ademais, dada a atual estrutura de capital da empresa, muito prejudicada pelo contexto econômico retraído e pelos custos historicamente carregados pela CEEE-D referente às obrigações com os empregados aposentados denominados “Ex-Autárquicos”, está inserido no planejamento econômico da Concessionária um reforço em seu Capital Social, dentro deste contexto já foram recebidos à título de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital da sua holding CEEE-PAR, aproximadamente R\$ 84 milhões.

Finalmente, no que se refere às obrigações com os empregados ex-autárquicos, no início do exercício de 2012, a CEEE-D obteve o direito de receber da União 1,8 bilhão pelo pagamento dessas obrigações, sendo que o recebimento desse direito comportou os desembolsos dos exercícios de 1981 até fevereiro de 1993, nos termos do processo de liquidação judicial Nº 2006.71.00.047783-2 – Conta de Resultados a Compensar – CRC, originado da ação ordinária nº 93.00.02153-2. Considerando a completude e o esgotamento de todos os elementos referentes à 1ª ação de cobrança, a Companhia interpôs contra União e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, uma nova ação, de natureza declaratória, cumulada com pedido indenizatório, requerendo a indenização dos valores despendidos após o exercício de 1993 até os dias atuais, lide que tramita nos autos do processo nº 0002230-10.2015.4.01.3400 – 6.ª VARA FEDERAL – TRF1.

7.1. DESEMPENHO ECONÔMICO E FINANCEIRO

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D registrou prejuízo de R\$ (87,5) milhões no encerramento do exercício de 2017, representando uma redução de 83,40% ante o prejuízo de R\$ (527,1) milhões no mesmo período de 2016. O resultado de 2017 apresentou evolução em relação a 2016 devido ao incremento da receita de operação, a redução dos custos de operação, ao incremento de outras receitas operacionais. Em 2017 a CEEE-D constituiu uma CVA - Conta de Compensação e Variação dos Itens da Parcela “A” ativa a qual a Companhia irá receber no próximo ciclo tarifário.



O Ebitda (lucro antes de juros, impostos depreciação e amortização) foi de R\$ 72,7 milhões em 2017 comparado aos R\$(378,1) milhões em 2016, representando uma variação de 119,25% no período.

A receita operacional líquida da distribuidora no exercício de 2017 foi de R\$ 3.077,32 milhões, incremento 11,33% frente aos R\$ 2.764,3 milhões apresentados no exercício de 2016.

O custo do serviço de energia elétrica apresentou incremento de 3,08%, totalizando R\$ 3.145,9 milhões no exercício de 2017 comparados aos R\$ 3.051,8 milhões em 2016.

Os custos gerenciáveis (despesas operacionais) apresentaram variação de 1,65%, somando R\$ 271,7 milhões em 2017 comparados aos R\$ 267,3 milhões no exercício de 2016.

A distribuidora reportou investimento de R\$ 129,8 milhões no ano de 2017, entre ativos da concessão e ativos da concessionária.

O endividamento com instituições financeiras aumentou 30,21%, passando de R\$ 454,8 milhões do exercício de 2016 para R\$ 592,1 milhões no exercício de 2017.

7.2 Resultados do Exercício

7.2.1 Receita Bruta

A Receita Bruta da CEEE D registrou no exercício de 2017 um incremento de 4,15%, apresentando um montante de R\$ 5.200,60 milhões ante um total de R\$ 4.993,55 milhões em 2016. A variação observada justifica-se essencialmente à (o):

Impactos Positivos:

- Ativos e Passivos Setoriais – a variação positiva é reflexo da amortização de uma CVA e Componentes Financeiros Passivos relativos ao ciclo tarifário anterior, e à constituição de uma CVA Ativa, que será percebido na tarifa no próximo ciclo tarifário, conforme Resolução Homologatória Nº 2.361/2017, emitida pela ANEEL aprovando os valores do Reajuste Tarifário Anual da Distribuidora.
- CCEE – Aumento da Receita nas operações realizadas no mercado de curto prazo, no âmbito da CCEE-Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

Impactos Negativos:

- Queda no Consumo – O Desaquecimento da economia em âmbito nacional e estadual impactou em redução de mercado, esta decorrente principalmente de enxugamento no mercado de trabalho e conseqüente diminuição de renda e desaceleração no setor industrial, onde é observada redução na Receita de Fornecimento.
- Migração de Consumidores do Mercado Cativo – O processo de migração de grandes consumidores, das classes industrial e comercial para o mercado livre foi intensificado nos anos de 2016 e 2017, ocasionando decréscimo na receita da Distribuidora.

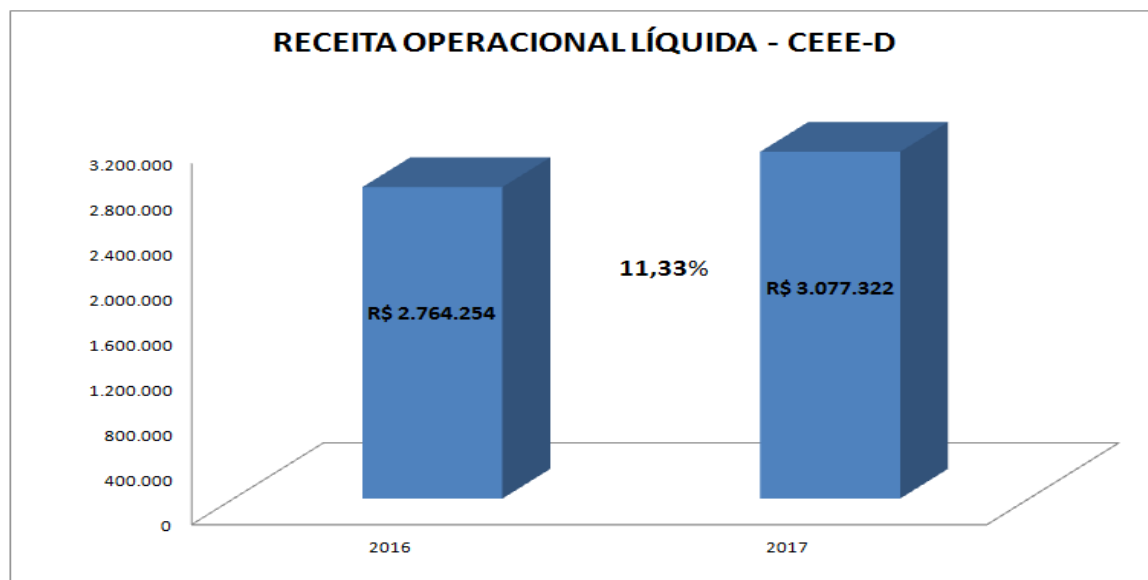
Considerando a quantidade de energia vendida, verifica-se uma redução em relação ao exercício anterior, tendo ocorrido no exercício de 2017 um fornecimento de 6.832.958 MWh e no exercício de 2016 de 7.168.360 MWh, expressando uma variação de -4,68% do mercado cativo. Isto se deve à migração dos consumidores do mercado cativo, ao programa de incentivo ao uso consciente de energia e aos efeitos do reajuste das tarifas repassadas ao consumidor.

7.2.2 Deduções da Receita Operacional

As deduções da receita operacional atingiram R\$ 2.123,28 milhões em 2017, frente aos R\$ 2.229,30 milhões de 2016, refletindo em variação de -4,76%. Esta redução decorre essencialmente da menor incidência de ICMS em 18,11% em comparação ao ano anterior, conseqüência direta da diminuição da Receita de Fornecimento, e também do decréscimo na quota de CDE-Uso em 24,31% comparada ao ano de 2016.

7.2.3 Receita Operacional Líquida

A Receita Operacional Líquida obteve variação positiva de 11,33%, em consequência das variações da Receita Bruta e Deduções da Receita Operacional, conforme explicado anteriormente.



7.2.4 Custo do Serviço de Energia Elétrica

No exercício de 2017, o Custo do Serviço de Energia Elétrica apresentou acréscimo de 3,08% em relação ao exercício anterior. O Custo do Serviço de Energia Elétrica divide-se em Custo com Energia Elétrica, que é composto pela Energia Elétrica Comprada para Revenda e Encargo do Uso do Sistema, e Custo de Operação, o qual consiste na totalidade dos custos incorridos para a execução do serviço de Distribuição de Energia Elétrica.

No exercício de 2017, o Custo com Energia Elétrica (Energia Comprada e Encargos de Uso do Sistema) apresentou aumento de 23,39% em relação ao ano anterior, passando de R\$ 1.940,1 milhões em 2016 para R\$ 2.394,0 milhões em 2017. Os principais fatores que ocasionaram este incremento, foram:

- acréscimo no custo da energia comprada de Itaipu, em função da variação cambial;
- elevação do custo de energia no mercado de curto prazo, em decorrência principalmente do risco hidrológico.
- Aumento nos encargos de uso do sistema de transmissão em 19,93% comparados ao exercício anterior, explicados pelo acréscimo na TUST, em decorrência do reajuste das transmissoras.

Já no que se refere aos Custos de Operação, verifica-se redução em 32,36% quando comparados ao exercício de 2016, esta redução é observada especialmente no Custo com Pessoal, reflexo da adequação da estrutura de pessoal realizada em 2016, onde já é percebida a economia esperada. Outra rubrica que apresentou notável redução é o Custo de Construção, pois este quando comparado ao ano anterior, não acompanha o montante de unitizações realizadas naquele ano de revisão tarifária, quando houve um esforço extraordinário para regularização dos ativos em cursos represados de períodos anteriores.

7.2.5 Despesas Operacionais

As Despesas Operacionais apresentaram acréscimo de 1,65% em relação ao exercício de 2016. Esta variação é justificada essencialmente pelo incremento na Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, esta

impactada pela mudança na metodologia da apuração dos não recebíveis no novo Sistema de gestão Comercial, que realiza o controle dos valores por fatura.

7.2.6 Outras Receitas

No ano de 2017, as Outras Receitas apresentaram variação de 245,69%. O acréscimo é reflexo da contabilização do Termo de Dação de Imóvel em Pagamento e Quitação Parcial do Contrato de Mútuo da Companhia, celebrado junto a sua parte relacionada CEEE-GT e anuído pela ANEEL, no exercício de 2017. Nesta ocasião foi realizada a transferência de propriedade da fração ideal de 73,45% do imóvel onde está localizado o Centro Administrativo Engenheiro Noé de Melo Freitas - CAENMF, pertencente à CEEE-D. Para tanto foi contratada a empresa CMP Construtora Marcelino Porto Ltda, por meio de procedimento licitatório, para realização do Laudo de Avaliação do Imóvel, a qual resultou em valorização do mesmo considerando valor de mercado, ocorrendo um Ganho na Alienação do bem.

Demonstração dos Resultados dos períodos findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016

O quadro abaixo apresenta os resultados e indicadores econômico-financeiros:

	31/12/2017	31/12/2016	Δ %
Receita Operacional Bruta	5.200.603	4.993.550	4,15
Deduções da Receita Operacional	(2.123.281)	(2.229.296)	(4,76)
Receita Operacional Líquida	3.077.322	2.764.254	11,33
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(3.145.948)	(3.051.845)	3,08
Custo com Energia Elétrica	(2.394.002)	(1.940.157)	23,39
Custo de Operação	(751.946)	(1.111.688)	(32,36)
Lucro Operacional Bruto	(68.626)	(287.591)	(76,14)
Despesas Operacionais	(271.755)	(267.342)	1,65
Outras Receitas	333.038	96.340	245,69
Outras Despesas	(31.450)	(44.553)	(29,41)
Resultado do Serviço	(38.793)	(503.146)	(92,29)
Depreciação e Amortização	111.571	125.018	(10,76)
EBITDA	72.778	(378.128)	(119,25)
Margem EBITDA	2,36%	-13,68%	(117,29)
Receita/Despesa Financeira	(295.203)	(64.656)	356,58
Receita Financeira NTNB	-	-	100,00
Receita Financeira Indenização RBNl	-	-	-
IR e CS	246.468	40.623	506,72
Resultado Líquido do Período	(87.529)	(527.179)	(83,40)

7.3 LAJIDA/EBITDA

O LAJIDA, usualmente denominado pelo mercado como EBTIDA representa o quanto a empresa gera de recursos considerando apenas as suas atividades operacionais, isto é, o lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização.

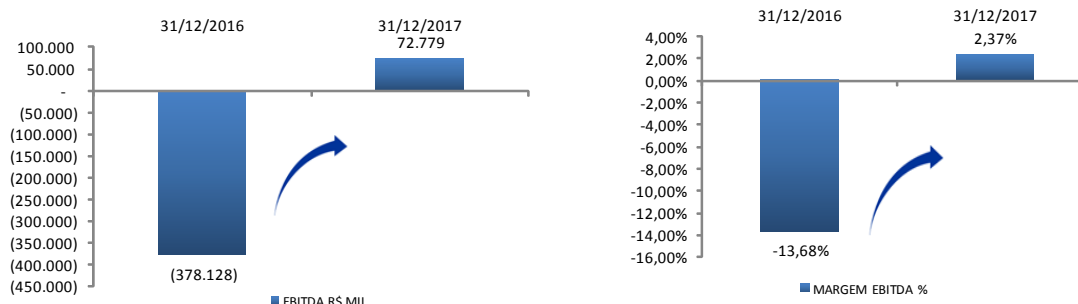
O EBITDA foi apurado pela Companhia observando as disposições da Instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012.

Analisando os efeitos ocorridos no resultado da companhia, comentados anteriormente, principalmente no que diz respeito ao aumento da Receita Operacional, verifica-se que o EBITDA apresentou variação de -119,25%, passando de R\$ (378,13) milhões em 2016, para R\$ 72,77 milhões em 2017.

A margem EBITDA variou de -13,68% em 2016 para 2,36% em 2017.

Demonstrativo do Cálculo do EBITDA	2017	2016	Variação % 2017/2016
Receita Operacional Líquida - ROL	3.077.322	2.764.254	11,33%
(-) Custo do Serviço de Energia Elétrica	(3.145.947)	(3.051.845)	3,08%
(-) Despesas Operacionais	29.833	(215.555)	-113,84%
Resultado do Serviço - EBIT	(38.792)	(503.146)	-92,29%
(+) Depreciação e Amortização	111.570	125.018	-10,76%
EBITDA	72.778	(378.128)	-119,25%
Margem EBITDA	2,36%	-13,68%	16,04%

(*) Na composição das Despesas/Receitas Operacionais não são consideradas as receitas e despesas financeiras.



Analisando os efeitos ocorridos nas receitas e despesas operacionais e no custo do serviço de energia elétrica comentados anteriormente, o EBITDA de dezembro 2017 é de R\$72.778 frente aos R\$378.128 negativos do ano anterior, apresentando variação de 119,25%.

Pode-se dizer que os principais fatores que ocasionaram a recuperação deste indicador foram:

- A celebração do Termo de Dação de Imóvel em Pagamento e Quitação Parcial do Contrato de Mútuo da Companhia com sua parte relacionada CEEE-GT, o qual recebeu anuência da ANEEL no exercício de 2017;
- A contabilização de um Ativo Setorial (CVA e Outros Itens Financeiros), que sofrerão amortização no próximo ciclo tarifário;
- A redução dos Custos e Despesas com pessoal, reflexo da adequação da estrutura de pessoal da empresa realizada no exercício de 2016.

7.4 Resultado Financeiro

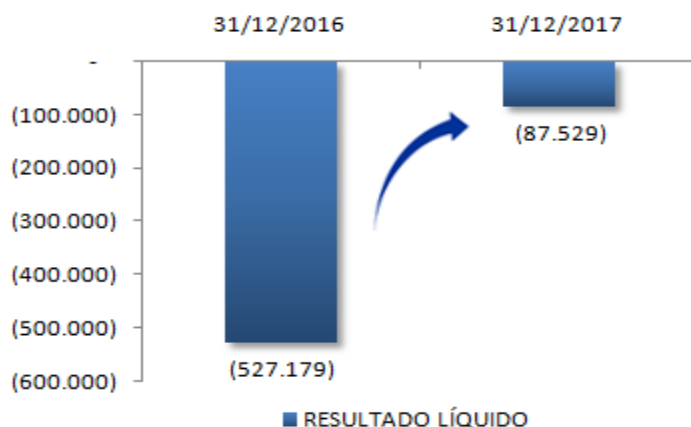
O resultado financeiro cresceu negativamente 356,57% se comparado ao mesmo período do ano anterior, segregado em:

- Receita Financeira – Em dezembro de 2017, as receitas totalizaram R\$372.282, havendo redução de receita em 20,04% se comparado com o mesmo período do ano anterior, o qual totalizou em R\$465.634.
- Despesa Financeira – Em dezembro de 2017, as despesas totalizaram R\$667.485 frentes aos R\$ 530.290, apresentados em 2016. Acréscimo de 25,87%.

A variação negativa do resultado financeiro é verificada em decorrência da variação cambial negativa do período, o qual apresentou desvalorização do real frente ao dólar e dos registros de despesas com juros e multas, em consequência das adesões aos parcelamentos de tributos e inadimplência do período.

7.5 Resultado do Período

Como consequência da combinação de todos os efeitos anteriormente expostos, o resultado do período é de R\$(87.529), apresentando uma melhora de 83,40%, em relação ao resultado líquido de -R\$527.179 em dezembro de 2016.



7.6 Endividamento com Instituições Financeiras

Em 2017, o saldo da dívida da CEEE-D totalizou em R\$ 592,1 milhões, distribuídos conforme tabela, contemplando contratos financeiros com agentes nacionais e internacionais, demonstrados a seguir:

CEEE-D	Indexador	Saldo (R\$ Mil)	Participação no Total (%)
Saldo Devedor da Dívida Interna		20.199	3,41%
Moeda Nacional - Eletrobrás - RGR	RGR	20.199	3,41%
Saldo Devedor da Dívida Externa		571.995	96,59%
Moeda Externa - AFD	Dólar/Libor	282.107	47,64%
Moeda Externa - BID	Dólar/Libor	289.888	48,95%
Saldo Devedor da Dívida		592.194	100,00%

7.7 Ingressos Extra-Operacionais

No mês de outubro de 2017, a CEEE-D recebeu nova parcela do desembolso no valor de R\$ 86,98 milhões, resultante do financiamento firmado junto a Agência Francesa de Desenvolvimento-AFD, e em novembro de 2017 houve recebimento de R\$ 65,00 milhões resultante do financiamento firmado junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, os dois possuem objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS D (Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de Abrangência da CEEE-D).

8. AUDITORES INDEPENDENTES

Em atendimento a Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D informa que utiliza os serviços de Auditoria Independente da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes na elaboração de suas demonstrações financeiras, cujo contrato foi assinado em 10 de abril de 2013, no valor de R\$436,2 mil. O prazo de execução dos serviços é de 12 (doze) meses, com uma carga mínima de 2.908 horas/ano, a contar da data de assinatura do instrumento, podendo haver renovações sucessivas, limitadas ao máximo de 60 meses.

O referido contrato foi aditado em 10 de abril de 2016, prorrogando o prazo contratual por mais 12 meses, onde é dado ao presente contrato o valor de R\$556,9 mil, e carga horária mínima de 2.947 horas/ano.

Neste contrato, além dos serviços normais de auditoria independente na elaboração de demonstrações financeiras estão contemplados os serviços de auditoria das Demonstrações Contábeis Regulatórias – DCR e auditoria do Relatório de Controle Patrimonial – RCP.

Além dos serviços prestados à distribuidora, a Auditoria Independente da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes possui contratos para a prestação de Serviços de Auditoria Externa com a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE – GT (valor de R\$566,4 mil, e uma carga de 2.997 horas/ano) e Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE – PAR (valor de R\$52,4 mil, e uma carga de 277 horas/ano), que são respectivamente, Concessionária e Empresa Controladora, resultantes da cisão da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE. Ou seja, todas as empresas integrantes do Grupo CEEE.

O contrato da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, representa 47,37% em relação aos honorários totais pagos pelo Grupo.

A política na contratação de bens e serviços da Companhia é elaborada em observância à lei de licitações e contratos (Lei Nº 8.666/93). Além disso, são observados os princípios de preservar a independência do auditor, quais sejam: a) o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho; b) o auditor não deve exercer funções gerenciais no seu cliente; e c) o auditor não deve promover os interesses de seu cliente.

Os Auditores Independentes declaram que a prestação de serviços não afeta a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de Auditoria Externa, baseados no item 1.2.10.6 m.2 da Resolução nº 1.034/05 do Conselho Federal de Contabilidade.

Agradecimentos

Registramos nossos agradecimentos aos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal pelo apoio prestado no debate e encaminhamento das questões de maior interesse da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica. Nossos reconhecimentos à dedicação e empenho do quadro funcional, extensivamente a todos os demais que direta ou indiretamente contribuíram para o cumprimento da nossa missão.

PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO

Diretor Presidente

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ

Diretor

JULIO ELOI HOFER

Diretor

JORGE PAGLIOLI JOBIM

Diretor



Balanco Patrimonial
(Valores expressos em milhares de reais)

		Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016			Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016
ATIVO CIRCULANTE									
Caixa e Equivalentes de Caixa	5		138.713	22.801	PASSIVO CIRCULANTE				
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6		550.462	596.461			16	603.792	441.196
Tributos a Recuperar	7		30.916	36.463			17	74.318	62.308
Estoques	8		28.303	16.846			18	528.352	358.272
Ativo Financeiro Setorial	10		161.526	-			19	36.707	33.905
Outros Créditos a Receber	9		303.877	168.345			20	241.777	94.752
			1.213.797	840.916			21	446.432	368.790
							22	62.176	70.354
							24	232.331	148.277
							10	-	303.811
								2.225.886	1.881.665
ATIVO NÃO CIRCULANTE									
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6		13.121	10.390			16	569.467	191.057
Tributos a Recuperar	7		25.701	13.852			19	561.068	426.968
Aplicações Financeiras	5		-	7.782			20	791.014	965.713
Depósitos Judiciais	11		66.613	85.329			18	96.363	275.418
Ativo Financeiro da Concessão	12		553.095	469.387			22	135.959	156.954
Bens e Direitos	13		42.457	42.457			21	489.495	385.223
Outros Créditos a Receber	9		1.888	1.912			23	88.300	18.668
Imobilizado	14		197.458	165.748			24	104.961	394.908
Intangível	15		1.707.904	1.822.791				2.836.627	2.814.909
			2.608.238	2.619.648					
PATRIMÔNIO LÍQUIDO (passivo a Descoberto)									
Capital Social							25.1	23.703	23.703
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital							25.2	84.993	
Reserva de Incentivos Fiscais							25.3	1.592.060	1.592.060
Outros Resultados Abrangentes							25.4	(437.417)	(435.484)
Prejuízos Acumulados								(2.503.817)	(2.416.289)
								(1.240.478)	(1.236.010)
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO									
			3.822.035	3.460.564				3.822.035	3.460.564
TOTAL DO ATIVO									

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Resultado

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Nota Explicativa	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 31/12/2017	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 31/12/2016
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	27	3.077.322	2.764.254
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA		(3.145.947)	(3.051.845)
Custo com Energia Elétrica	28	(2.394.002)	(1.940.157)
Custo de Operação	29	(751.946)	(1.111.688)
RESULTADO OPERACIONAL BRUTO		(68.626)	(287.591)
Despesas Operacionais		(271.755)	(267.342)
Outras Receitas	30	333.038	96.340
Outras Despesas	30	(31.450)	(44.553)
RESULTADO DO SERVIÇO		(38.793)	(503.146)
Resultado Financeiro, Líquido	31	(295.203)	(64.656)
RESULTADO ANTES DO IR E CS		(333.997)	(567.802)
Imposto de Renda Diferido	32	181.227	29.870
Contribuição Social Diferida	32	65.241	10.753
RESULTADO DO PERÍODO		(87.529)	(527.179)
Resultado Básico e Diluído por Ação Ordinária - R\$	26	(9,04)	(54,46)
Resultado Básico e Diluído por Ação Preferencial - R\$	26	(9,04)	(54,46)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Resultado Abrangente

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 31/12/2017	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 31/12/2016
Prejuízo do Exercício		(87.529)	(527.179)
Outros Resultados Abrangentes		(1.933)	(225.235)
Ganho/Perda Atuarial	20.6	(1.933)	(225.235)
Resultado Abrangente		(89.462)	(752.414)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração das Mutações no Passivo a Descoberto
(Valores expressos em milhares de reais)

	Capital Social Integralizado	Reserva de Lucro Reserva de Incentivos Fiscais	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Total
Saldos em 31/12/2015	23.703	1.592.060	-	(1.889.110)	(210.249)	(483.596)
Prejuízo do Exercício				(527.179)		(527.179)
Outros resultados abrangentes						
Ganho/Perda Atuarial					(225.235)	(225.235)
Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos	-	-	-	-	(225.235)	(225.235)
Saldos em 31/12/2016	23.703	1.592.060	-	(2.416.288)	(435.484)	(1.236.010)
Resultado Exercício	-	-	-	(87.529)	-	(87.529)
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital			84.993			84.993
Outros resultados abrangentes						
Ganho/Perda Atuarial	-	-		-	(1.933)	(1.933)
Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos	-	-		-	(1.933)	(1.933)
Saldos em 31/12/2017	23.703	1.592.060	84.993	(2.503.817)	(437.417)	(1.240.478)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração dos Fluxos de Caixa
(Valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2017	31/12/2016
ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Lucro/Prejuízo do Período	(87.529)	(527.179)
Despesas (Receitas) que não afetam o caixa		
Variações Monetárias e Cambiais dos Empréstimos de Longo Prazo	7.067	(59.940)
Depreciação e Amortização de Bens do Ativo Imobilizado e Intangíveis	122.576	125.018
Constituição de Provisão para Passivos e Outras.....	52.269	197.280
Constituição de Provisão Para Créditos de Liquidação Duvidosa	86.071	33.494
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	(246.467)	(40.623)
Baixas do Ativo Biológico, Ativo Imobilizado e Intangível	63.774	298.989
CAIXA GERADO/APLICADO NAS OPERAÇÕES	(2.240)	27.039
Variações no Ativo Circulante e Não Circulante	(414.807)	(4.140)
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias.....	(42.803)	(72.321)
Tributos a Recuperar	(6.302)	(19.797)
Aplicações Financeiras de Longo Prazo	7.782	1.969
Estoques	(23.830)	138
Depósitos Judiciais	18.716	4.840
Ativo Financeiro da Concessão	(83.708)	3.192
Outros Créditos a Receber	(123.136)	(35.532)
Conta de Compensação dos Itens da Parcela A - CVA	(161.526)	113.371
Variações no Passivo Circulante e Não Circulante	421.306	578.961
Fornecedores	541.006	(63.354)
Obrigações Trabalhistas	12.010	11.509
Obrigações Fiscais	(8.976)	174.497
Provisão para Benefícios a Empregados	(94.625)	(109.627)
Obrigações da Concessão	181.914	327.849
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	-	(112.863)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	69.633	-
Conta de Compensação dos Itens da Parcela A - CVA	(303.811)	367.109
Pagamento de Encargos de Dívidas	(16.420)	(18.507)
Outros Passivos	40.574	2.348
CAIXA LÍQUIDO ATIVIDADES OPERACIONAIS	4.259	601.860
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		
Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Investimento	(103.173)	(712.421)
Aquisição de Bens do Ativo Imobilizado	(52.602)	(210.773)
Aquisição de Ativo Intangível	(50.571)	(501.648)
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		
Caixa Líquido Gerado (Aplicado) nas Atividades de Financiamento	214.827	59.401
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	84.993	-
Incremento de Empréstimos e Financiamentos	170.777	63.525
Amortização do Principal de Empréstimos e Financiamentos.....	(40.943)	(4.124)
DIMINUIÇÃO/AUMENTO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	115.912	(51.160)
Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes de Caixa	22.801	73.961
Saldo Final de Caixa e Equivalentes de Caixa	138.713	22.801

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Valor Adicionado
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016
RECEITAS			
Venda de Energia e Serviços	27	5.200.603	4.993.550
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	29	(86.071)	(33.494)
Outras Receitas e Despesas		301.588	51.787
(-) INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS		(2.688.895)	(2.551.869)
Material	29	(11.600)	(31.631)
Serviços de Terceiros	29	(97.382)	(112.367)
Custo de Energia Comprada	28	(2.394.002)	(1.940.157)
Outros Custos Operacionais	29	(29.946)	(14.602)
Custo de Construção	29	(118.575)	(372.654)
Outras Despesas Operacionais		(37.391)	(80.458)
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO		2.727.224	2.459.974
(-) Depreciação e Amortização	29	(9.576)	(23.356)
(-) Amortização do Intangível da Concessão	29	(101.833)	(101.662)
(-) Provisões	29	(65.578)	(67.600)
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO		2.550.237	2.267.356
(+) Receitas Financeiras	31	372.283	465.634
(=) VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		2.922.519	2.732.990
Distribuição do Valor Adicionado			
Pessoal		402.210	468.218
Remuneração Direta		198.793	202.704
Benefícios		53.240	85.995
Plano de Benefícios Previdenciais		117.783	136.402
Compromissos Previdenciais		13.397	13.276
F.G.T.S.		18.996	29.839
Impostos, Taxas e Contribuições		1.928.632	2.252.554
Federais		857.671	944.772
Estaduais		1.070.962	1.307.782
Municipais		-	-
Remuneração de Capitais de Terceiros		679.206	539.399
Despesas Financeiras	31	667.485	530.290
Aluguéis	29	11.721	9.109
Remuneração de Capitais Próprios		(87.529)	(527.179)
Lucro/Prejuízo do Período		(87.529)	(527.179)
TOTAL		2.922.519	2.732.990

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

às Demonstrações Financeiras
em 31 de Dezembro de 2017
(valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D (Companhia), com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova nº 201, Sala 721, Bairro Jardim Carvalho, Porto Alegre, Estado do Rio Grande do Sul, é uma sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul, através da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE-Par, que detém 65,92% do seu capital total. A CEEE-D foi organizada em conformidade com a Lei Estadual nº 12.593, de 13 de setembro de 2006, tendo sido constituída a partir da cisão da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE, em 27 de novembro de 2006, em consonância com a Lei Federal Nº 10.848/04. A Companhia tem por objeto projetar, construir e explorar sistemas de distribuição de energia elétrica; a prestação de serviços de natureza pública ou privada, no setor de distribuição de energia elétrica e; a exploração da respectiva infraestrutura para a prestação de outros serviços, desde que previstos no seu contrato de concessão ou autorizados na legislação.

1.1. Concessão

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D detém a concessão para exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica no território do Estado do Rio Grande do Sul, atendendo em 72 municípios, com cerca de 1,60 milhão de unidades consumidoras cativas, cujo Acordo de Concessão foi firmado em 25 de outubro de 1999 através do Contrato de Concessão nº 081/1999 - ANEEL, alterado pelo 1º Termo Aditivo, 2º Termo Aditivo e 3º Termo Aditivo, de 17 de outubro de 2005, 13 de abril de 2010 e 10 de dezembro de 2014, respectivamente, para distribuição de energia elétrica. O 4º Termo Aditivo de 09 de dezembro de 2015 prorrogou a concessão até 07 de julho de 2045, de acordo com o Despacho do Ministro de Minas e Energia de 9 de novembro de 2015, fundamentado na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, no Decreto nº 7.805, de 14 de setembro e no Decreto nº 8.461, de 02 de junho de 2015.

O contrato de concessão assinado com a União Federal confere liberdade na direção dos negócios, investimentos, pessoal e tecnologia. A Companhia obriga-se a adotar, na prestação do serviço, tecnologia adequada e a empregar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação dos serviços e a modicidade das tarifas.

A concessão para exploração do serviço de distribuição de energia elétrica se extingue:

- a) pelo advento do termo final do contrato;
- b) pela encampação do serviço;
- c) pela caducidade;
- d) pela rescisão;
- e) pela anulação decorrente de vício ou irregularidade constatados no procedimento ou no ato de sua outorga.

O contrato de concessão contém cláusulas específicas que garantem o direito à indenização no final da concessão do valor residual dos bens vinculados ao serviço e dos valores registrados na Conta de Compensação e Variação dos Itens da Parcela “A” – CVA e itens financeiros. Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles efetivamente utilizados na prestação do serviço.

1.1.1. Prorrogação da Concessão

Em 09 de dezembro de 2015 foi assinado o 4º Termo Aditivo prorrogando a concessão até 07 de julho de 2045. Tendo em vista o Decreto nº 8.461, de 02 de junho de 2015 e conforme cláusula décima oitava do 4º Termo Aditivo, a companhia deverá observar, pelo período de cinco anos contados de 1º de janeiro de 2016 um conjunto de condições estabelecidas nos Anexos II e III cujos critérios são a eficiência na prestação do serviço de distribuição e a eficiência na gestão econômica e financeira.

De acordo com o Anexo II do referido documento, o critério de eficiência na prestação do serviço de distribuição será monitorado por indicadores que consideram a frequência e a duração média das interrupções do serviço. Já os parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira, de acordo com o Anexo III do referido documento, foram definidos para os primeiros cinco anos a contar do início do ano civil subsequente ao de vigência do 4º Termo Aditivo. As definições e conceitos utilizados nos parâmetros econômicos e financeiros consideram as normas e procedimentos estabelecidos pela Contabilidade Regulatória, de acordo com o conteúdo do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL nº 605, de 11 de março de 2014.

O parâmetro mínimo de sustentabilidade econômica e financeira deve corresponder à seguinte condição:

- Geração Operacional de Caixa – Investimentos de Reposição – Juros da Dívida ≥ 0

Também devem ser observadas as seguintes inequações as quais devem ser alcançadas nos prazos estabelecidos e mantidas doravante a partir do sexto ano civil subsequente à celebração do 4º Termo Aditivo:

- LAJIDA ≥ 0 (até o término de 2017 e mantida em 2018, 2019 e 2020)
- $[LAJIDA (-) QRR] \geq 0$ (até o término de 2018 e mantida em 2019 e 2020)
- $\{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]\} \leq 1 / (0,8 * SELIC)$ (até o término 2019)
- $\{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]\} \leq 1 / (1,11 * SELIC)$ (até o término 2020)

Conforme a subcláusula oitava do 4º Termo Aditivo, antes de instaurado processo administrativo pela ANEEL, em face de descumprimento das condições de prorrogação, a Companhia tem a possibilidade de apresentar plano de transferência societário, porém, conforme a subcláusula primeira da cláusula décima oitava, o descumprimento efetivo de uma das condições de prorrogação dispostas nos Anexos II e III por dois anos consecutivos ou de quaisquer das condições ao final do período de cinco anos, acarretará a extinção da concessão, respeitadas as disposições definidas no 4º Termo Aditivo, particularmente o direito de ampla defesa.

1.2. Tarifas

O Contrato de Concessão estabelece que as tarifas sejam reajustadas anualmente no mês de novembro e revisadas a cada 05 (cinco) anos. Os critérios e metodologias para reajuste e revisão das tarifas de energia elétrica são definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em regulamentação específica.

A receita requerida anual, que representa a receita necessária para as distribuidoras manterem o equilíbrio econômico-financeiro, é segregada em duas parcelas para fins de sua determinação:

Parcela A: compreende os custos “não gerenciáveis” das distribuidoras, ou seja, os custos cujo montante e variância estão fora do controle e influência da Companhia.

Parcela B: compreendem os custos “gerenciáveis”, que são os custos inerentes às operações de distribuição de energia, estando assim sujeitos ao controle ou influência das práticas de gestão adotadas pela Companhia. Inclui a remuneração do capital, depreciação dos ativos, custos operacionais e outras receitas.

Parcela A	Parcela B
Custo de aquisição de Energia	Custos Operacionais
Custo com Transporte de Energia	+
Encargos Setoriais:	Cota de depreciação
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;	+
Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;	Remuneração do Investimento
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH;	-
Encargos de Serviços do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER;	
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;	
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE;	
Contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS	Outras Receitas

A ANEEL estabelece uma tarifa diferente para cada distribuidora em função das peculiaridades de cada concessão. A tarifa visa assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o

atendimento com qualidade. Os custos e investimentos repassados às tarifas são calculados pelo órgão regulador, e podem ser maiores ou menores do que os custos praticados pelas empresas.

Outros fatores que fazem variar a fatura de energia são as características de contratação de fornecimento. Os consumidores cativos residenciais e os de baixa renda – aqueles que só podem ser atendidos por uma distribuidora – têm uma tarifa única em sua concessionária.

As variações também ocorrem de acordo com o nível de tensão em que os consumidores são atendidos, que é a tensão disponibilizada no sistema elétrico da concessionária e que varia entre valores inferiores a 2,3 kV (como as tensões de 110 e 220 volts) e valores superiores a 2,3 kV. Essa variação divide os consumidores nos grupos A (superiores a 2,3 kV, por exemplo, as indústrias e grandes comércios) e B (inferiores a 2,3 kV – no qual se incluem os consumidores de baixa renda, residenciais, comércios, etc.). Os consumidores do grupo A têm tarifas definidas para energia e uso de rede, para horários de ponta e fora de ponta. Os consumidores livres possuem características diferentes, pois podem contratar energia de outros fornecedores, em condições especiais.

1.2.1. Distribuição - Revisão Tarifária Periódica

A ANEEL, através da Resolução Homologatória Nº 2.361/2017, aprovou os valores do Reajuste Tarifário Anual da CEEE-D. As tarifas de aplicação homologadas estarão vigentes entre 22 de dezembro de 2017 e 21 de novembro de 2018.

O efeito médio do reajuste tarifário para os consumidores da Companhia foi de 30,62%, sendo 29,29% para baixa tensão em média - abaixo de 2,3 kV (Ex.: residenciais) e 33,54% para alta tensão em média – de 2,3 a 230 kV (Ex.: industriais). Esse reajuste pode ser explicado, principalmente, pelo efeito da retirada dos componentes financeiros do processo anterior, contribuindo com 16,38%, seguido da variação de 12,28% na Parcela A, que contribuiu com 9,37% e pelo efeito dos componentes financeiros do processo atual, que apresentou participação de 5,31% no efeito médio ao consumidor. Em contrapartida, a parcela B reduziu sua participação no efeito médio ao consumidor em -0,43%.

O Reajuste Tarifário Anual de 2017, também atualizou o valor da Parcela B da CEEE-D. A Parcela B compreende as despesas com a prestação do serviço de distribuição de energia e se refere a custos inerentes à atividade de distribuição, que estão sujeitos ao controle e influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária e, por definição, são repassados por meio de valores regulatórios. A parcela B foi atualizada de R\$739.971.111,87 para R\$726.595.389,06, uma redução de -1,81%.

1.2.2. Bandeiras Tarifárias

A Resolução Normativa nº 547/2013 implantou o mecanismo de aplicação das Bandeiras Tarifárias com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015. Esse mecanismo é capaz de refletir o custo real das condições de geração de energia elétrica no país, principalmente relacionado à geração térmica, ESS de segurança energética, risco hidrológico e exposição involuntária das distribuidoras de energia elétrica.

Quando a bandeira está verde, as condições hidrológicas para geração de energia são favoráveis e não há qualquer acréscimo nas faturas; já quando a bandeira passa a ser amarela ou vermelha há uma cobrança adicional proporcional ao consumo. Nos meses de janeiro e fevereiro de 2015 o valor acrescido pelas bandeiras amarela e vermelha foram inicialmente definidos em R\$1,50 e R\$3,00, a cada 100 kWh; a partir de 2 de março, os valores foram atualizados para R\$2,50 e R\$5,50, a cada 100 kWh. Após 1º de setembro de 2015, a bandeira tarifária vermelha foi reduzida de R\$5,50 para R\$4,50, a cada 100 kWh. Em 1º de fevereiro de 2016, a bandeira vermelha passou a ter dois patamares, R\$3,00 e R\$4,50, aplicados a cada 100 kWh consumidos, ao passo que a bandeira amarela teve seu valor reduzido, passando de R\$2,50 para R\$1,50, aplicados a cada 100 kWh, conforme Resolução Homologatória nº 2.016/2016.

Em 24/10/2017, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu pela instauração da Audiência Pública - AP nº 61/2017 com objetivo de obter subsídios para a revisão da metodologia das Bandeiras Tarifárias e que a proposta apresentada nessa AP fosse aplicada, em caráter extraordinário, a partir de novembro de 2017. O acionamento

das bandeiras tarifárias, definido para todo o Sistema Interligado Nacional, passou a ser baseado na seguinte variável de acionamento:

$$PLD_{gatilho} = \min \left[PLD_{max}, \max \left[PLD_{min}, \frac{ValorBandeira}{\left(1 - \frac{GH_{pmo}}{GF_{sazo}} \right)} \right] \right]$$

Sendo:

GH_{pmo}: previsão de geração hidráulica total do MRE, sinalizada pelo Programa Mensal da Operação (PMO);
 GF_{sazo}: volume médio de garantia física sazonalizada pelos agentes de geração, segundo os preceitos da Resolução nº 584/2013;
 PLD_{max}: PLD máximo definido pela ANEEL;
 PLD_{min}: PLD mínimo definido pela ANEEL;

Os valores foram definidos por:

- Bandeira Verde: não há acréscimo;
- Bandeira Amarela: R\$1,00 aplicado para cada 100 KWh;
- Bandeira Vermelha – Patamar 1: R\$3,00 aplicado para cada 100 KWh;
- Bandeira Vermelha – Patamar 2: R\$5,00 aplicado para cada 100 KWh;

Por meio do Decreto nº 8.401/2015, foi criada a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT com o objetivo de administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias instituídas pela ANEEL. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE foi designada para manutenção da CCRBT, e os valores a serem repassados ou compensados são homologados mensalmente pela ANEEL, por meio da emissão de nota técnica. O mecanismo das Bandeiras Tarifárias tem como objetivo preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. As variações de custos remanescentes são registradas na CVA para inclusão no próximo processo tarifário.

1.3. Gestão Financeira e Plano de Ajuste Estrutural

O biênio 2015-16 foi marcado pelo desaquecimento da economia brasileira e gaúcha, gerando retração do consumo e produção, indisponibilidade de linhas de financiamento e desemprego. A principal causa da crise foi o esgotamento do modelo de crescimento econômico baseado na expansão do consumo e de crédito abundante. Apesar da adoção de políticas anticíclicas, o Governo viu a recessão avançar ao longo de 2016, com reflexo no risco Brasil, prejudicando e encarecendo o acesso ao capital de terceiros pelas empresas, não sendo diferente para o segmento de energia elétrica.

Afora a questão macroeconômica há que se destacar igualmente o desequilíbrio pelo qual vem passando o próprio setor elétrico, especialmente após os efeitos da MP 579.

Para o enfrentamento desse contexto recessivo e de crise no setor elétrico, foram tomadas medidas de ajuste financeiro desde 2015, as quais buscaram a recuperação da Companhia, combatida por vários anos de resultados negativos.

Podem ser destacadas as seguintes ações tomadas para garantir a melhoria do desempenho econômico-financeiro da CEEE-D:

- a) Comitê de Racionalização de Gastos - criado no primeiro trimestre de 2015, com objetivo essencial de dar fluidez, priorização e assertividade nos gastos com investimento e custeio, buscando atingir o máximo de economicidade e eficiência.
- b) Reprogramação Orçamentária – Busca do estabelecimento de orçamento realista e tempestivo, exigindo que os projetos de investimento tivessem aderência a realidade financeira das empresas. Dentre as ações iniciais, houve a suspensão dos recursos

administrados através do Sistema de Planejamento e Controle Financeiro (PCF), aplicação de premissas reais para a política de investimentos na elaboração do Plano Plurianual de 2016-2019.

- c) Manutenção do Adimplemento das Obrigações Fiscais e Regulatórias – Repactuação de débitos junto à Receita Federal do Brasil (PIS/COFINS), Estadual (ICMS) e Eletrobrás (parcelas CDE e Itaipu), permitindo a regularização de débitos. Desde 2015, houve a regularização de débitos na ordem de R\$ 1,6 bilhão.
- d) Manutenção do atual Plano de Desligamento Incentivado – PDI - Manutenção da política de incentivo àqueles empregados que conquistem as carências para aposentadoria e se desliguem de forma espontânea.
- e) Equalização dos Custos Judiciais - Trabalho de identificação de nichos de litígios institucionalizados em setores da área de concessão, passíveis de realizar trabalhos combinado entre a área jurídica e técnica de atendimento ao consumidor. Tal esforço permite programar ações pró-ativas e antecipadas de forma a mitigar novas ações cíveis e indenizatórias, bem como reduzir o valor de eventuais condenações.
- f) Novas Captações Financeiras - Apesar de todo o esforço em racionalizar os gastos da empresa, buscando seu equilíbrio, vislumbra-se a captação junto a agentes financeiros públicos ou privados (nacionais ou internacionais), através de operações estruturadas e lastreadas em recebíveis, como é praxe de mercado. Foi criada uma divisão que vem se especializando na negociação com organismos financeiros e bancos privados.
- g) Aceleração do processo de apropriação dos ativos – Esforço cooperativo da área financeira com as áreas fins da distribuição, geração e transmissão, visando à unitização plena das obras já concluídas, possibilitando o retorno regulatório de tais investimentos. O montante relativo às unitizações incluídas neste processo, no biênio 2015-2016, foi de R\$ 684,9 milhões na CEEE-D.
- h) Política financeira de investimentos – Foi concentrado a realização de investimentos em subestações (SE's Dom Feliciano, Morro Redondo, Rincão, Pelotas e Pelotas 5) que entraram no processo de avaliação da base de remuneração de ativos até maio de 2016.
- i) Negociação para pagamento de contas de energia em atraso junto ao Governo do Estado, totalizando no ingresso de caixa de R\$ 24,4 milhões em 26/10/2016.
- j) Gestão junto à ANEEL para exclusão da rubrica dos custos com ex-autárquicos na aferição do EBITDA regulatório da CEEE-D. Isso representa uma desoneração da métrica de cálculo na ordem de R\$ 70 milhões.
- k) Desligamento de pessoal – Foi realizada a adequação da estrutura de pessoal do Grupo CEEE, onde em abril/2016 foram desligados compulsoriamente 124 funcionários na CEEE-D e no caso da CEEE-GT, 57 funcionários, refletindo na redução do custo e despesa operacional da empresa.

A concessão de distribuição merece especial atenção devido ao déficit estrutural da empresa. Em que pese à adoção de esforços na redução dos custos operacionais gerenciáveis, na reprogramação do perfil de endividamento tributário e na busca da melhoria do desempenho da receita operacional, especialmente à luz da 4ª Revisão Tarifária Periódica - RTP da Concessionária, ocorrida em novembro de 2016, a recessão econômica provocou significativa retração da receita de venda de energia.

Observou-se uma queda acentuada no consumo do mercado cativo, saindo de um patamar positivo de 3,6% a.a. em 2014, caindo -5,8% em 2015, -6,9% em 2016 e -4,7% em 2017, na área da distribuidora. Estas sucessivas quedas de consumo do mercado cativo, se deve preponderante à retração da atividade econômica e ao processo de migração de consumidores para o mercado livre.

Adicionalmente, a retração do consumo de energia e o fenômeno da migração dos clientes do mercado cativo para o mercado livre assolam os resultados econômicos e o caixa das Distribuidoras em face da problemática sobrecontratação de energia. Esta última deve-se aos seguintes fatores: i) a recessão da economia conjugada com a elevação das tarifas de energia elétrica, que provocou acentuada queda no consumo de energia; ii) por sua vez, esses fatores incentivaram a migração de consumidores para o ambiente de contratação livre; iii) adicionalmente, a quantidade recebida em cotas de garantia física à distribuidora foi superior ao montante de reposicionamento (energia correspondente aos contratos em encerramento no ano).

Ainda ao final de 2016, houve a revisão tarifária periódica da CEEE-D relativa ao 4º ciclo, culminando na Resolução Homologatória nº 2.171, de 16 de novembro de 2016, onde as tarifas da Concessionária ficaram reajustadas em -16,28%, correspondente ao efeito tarifário médio a ser percebidos pelos consumidores. Apesar do efeito tarifário negativo, no que tange a parcela B, todo o volume de investimento realizado ao longo do último ciclo passa a elevar em aproximadamente 20% (R\$ 120 milhões) a receita inerente a cobertura dos custos operacionais, anuidades, depreciação e remuneração do capital. Mesmo enfrentando as severas dificuldades, o alto volume de investimentos, conforme apurado na Revisão Tarifária Ordinária, (corte da aferição da base de remuneração pelo Regulador em maio/2016), sempre duas vezes o valor do investimento mínimo QRR.

Merece relevo o fato da CEEE-D, mesmo sem geração de caixa positiva, investir no incremento robusto de sua planta elétrica, aliando política seletiva de uso dos recursos próprios para investimentos e os dos financiamentos obtidos junto ao BID/AFD.

Mesmo com avanços amplamente reconhecidos pelos consumidores e pela ANEEL, a crise do setor elétrico, combinada à recessão econômica e o reajuste tarifário negativo, têm afetado negativamente a geração de caixa da CEEE-D ao longo de 2017.

Parte desta redução explica-se pelo próprio Reposicionamento Tarifário negativo em -16,28%, homologado através da Resolução Homologatória ANEEL nº 2.171, aliado ao impacto da republicação das Tarifas de Energia, através da Resolução Homologatória nº 2.214, de 28 de março de 2017, visando à revisão do Encargo de Energia de Reserva – EER (Angra III), reduzindo as tarifas em (-7,5%) a partir de 1º/04/2017, com efeito médio para o consumidor de - 19,39%.

Do ponto de vista do endividamento, a gestão financeira buscou reestruturar dívidas setoriais e tributárias, aproveitando os programas de renegociação existentes. Em 2016, realizou a adesão ao REFAZ 2015 no plano estadual e obteve os parcelamentos de encargos setoriais de CDE junto à Eletrobras e renegociou a dívida com Itaipu.

Em fevereiro de 2017, novamente, aderiu-se ao REFAZ 2017, sendo renegociados R\$ 245,8 milhões em impostos em atraso.

Já em maio de 2017, houve a adesão ao Programa de Regularização Tributária – PRT, o qual foi disciplinado no plano administrativo pela Instrução Normativa RFB nº 1.687/17 e pela Portaria PGFN nº 152/17. O PRT permite a liquidação de débitos federais vencidos até 30 de novembro de 2016, oferecendo grande oportunidade ao contribuinte de adimplir entre 80% e 76% da dívida com créditos de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL, sendo que a adesão poderá ser feita no máximo até 31 de maio de 2017. O inciso II do artigo 2º da IN RFB nº 1.687/17 permitiu ao contribuinte oferecer o pagamento em espécie de no mínimo 24% da dívida consolidada em 24 prestações mensais e liquidação do restante com a utilização de créditos fiscais de IRPJ/CSLL, sendo que, esses créditos são os existentes em 31 de dezembro de 2015 (conforme artigo 10º da IN RFB nº 1.687/17).

No mês de agosto de 2017, houve a migração do parcelamento firmado nos termos da Lei nº 12.996/14 e do parcelamento ordinário existente, para o Programa Especial de Regularização Tributária – PERT, nos termos da

MP nº 783/2017 e na Instrução Normativa RFB nº 1.711/17. O PERT permite a liquidação de 80% dos débitos federais com créditos de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL e restante em 5 prestações mensais.

Com a adesão ao PRT e ao PERT a Distribuidora obteve um ganho de R\$ 322,6 milhões, no entanto, em contrapartida aos benefícios auferidos com os novos programas de parcelamento das dívidas de PIS e COFINS, a CEEE-D terá que manter a adimplências desses impostos sob pena de perder todos os benefícios obtidos com a renegociação dessas dívidas.

1.3.1. Plano de Ajuste Estrutural

A Administração da Companhia instituiu um Plano de Ajuste Estrutural com o propósito de efetuar um diagnóstico da situação econômico-financeira da Companhia partindo de uma análise de sustentabilidade econômico-financeira da Companhia. O referido Plano teve suas diretrizes aprovadas pela Diretoria no dia 27 de novembro de 2015, e foi apresentado ao Conselho de Administração em 14 de dezembro de 2015, destacando o cenário recente do setor elétrico nacional e as condições estabelecidas nos termos aditivos aos contratos de concessão das empresas do Grupo CEEE, especialmente os impactos incidentes do 4º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão 081-1999 da CEEE-D, contemplando os critérios de eficiência, racionalidade e modicidade tarifária.

A partir desse diagnóstico, o Plano de Ajuste Estrutural estabelece diretrizes, ações e metas, mediante a busca da eficiência da qualidade do serviço prestado, da eficiência da gestão econômico-financeira e da racionalidade operacional e econômica nos termos propostos pelo Decreto nº 8.461/2015 e condicionantes expressas no termo aditivo ao contrato de concessão.

O Plano tem como eixo central o completo alinhamento ao modelo de regulação preconizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, com incremento de receita a partir da assertividade dos investimentos e adequação dos custos e despesas operacionais aos limites da tarifa. Uma série de ações descritas no Plano de Ajuste Estrutural foi realizada, especialmente àquelas que se referem às tratativas para a repactuação dos débitos setoriais e de tributos federais, a manutenção do Comitê de Racionalização de Gastos, a reprogramação orçamentária e o Plano de Resultados.

Somam-se, ainda, as ações já em andamento para a reestruturação das dívidas contratuais, buscando-se carências e prazos mais longos de amortizações, invertendo a lógica de endividamento de curto prazo, perseguindo uma redução significativa nas despesas financeiras e a melhoria considerável do desempenho de caixa.

Dentre as ações do Plano de Ajuste, é necessário salientar também aquelas que buscam a redução do custo operacional, tais como a manutenção do Plano de Desligamento Incentivado – PDI, a implantação do novo sistema ERP (Enterprise Resource Planning) que juntos viabilizam a reestruturação organizacional, buscando equilibrar a relação do quanti-qualitativo de pessoal e melhorar a capacidade de atendimento dos serviços, com ganhos de produtividade e redução de despesa de pessoal.

1. 4. Continuidade Operacional

A Companhia apresentou passivo a descoberto e excesso de passivos sobre os ativos circulantes no encerramento do período no montante de R\$1.240.478 e R\$ 1.012.088 respectivamente.

No intuito de enfrentar tal resultado a Administração da Companhia instituiu o Programa de Ajuste Estrutural (PAE), visando à reestruturação de dívidas, parcelamento de impostos e encargos setoriais, elevação das receitas e redução dos custos e despesas operacionais. Com isso, pretende elevar a geração de caixa de forma a equalizar os ativos e os passivos.

Os resultados desta política e os esforços empreendidos na continuidade operacional estão nitidamente expressos na redução dos custos e despesas operacionais, na repactuação do mútuo existente entre a CEEE-D e a CEEE-GT, havendo quitação parcial do mesmo, ainda no exercício de 2017 e na expressiva melhoria dos indicadores técnicos da Companhia (DEC/FEC).

Em 2017 os enfrentamentos de desafios também se vislumbraram no cenário macroeconômico com a retração do consumo de energia e o fenômeno de migração dos clientes do mercado cativo para o mercado livre, que somados, assolam os resultados econômicos e o caixa das Distribuidoras em face da sobrecontratação de energia.

Estas situações conduzem a reflexos decisivos na geração de caixa operacional no período (EBITDA) e, conseqüentemente, prejudicam os planos de investimentos de expansão e modernização dos serviços concedidos, além de provocar inadimplência com outras obrigações.

As demonstrações financeiras foram preparadas no pressuposto da continuidade das operações, já externados pela Companhia por ocasião da renovação da Concessão, firmada em dezembro de 2015, prorrogando-a por mais 30 anos.

2. ATIVIDADES NÃO VINCULADAS À CONCESSÃO

A Companhia possui quatro hortos florestais localizados nos municípios de Alegrete, Candiota, Triunfo e Charqueadas. A produção de postes de madeira preservada é consumida na construção e/ou manutenção de redes elétricas. Em 2012 foi iniciado o processo de discussão pela Companhia sobre a manutenção das atividades florestais que contribuem para a produção de postes. Em 2013 após a conclusão do trabalho, a Administração decidiu pela alienação das florestas, porém até o encerramento do exercício de 2017, permanecem como propriedade da Companhia.

3. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

3.1. Base de Preparação e Apresentação das Demonstrações Financeiras

As Demonstrações Financeiras foram preparadas e estão sendo apresentadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro International Financial Reporting Standards - 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.

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas, emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA) é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações contábeis.

3.1.1. Autorização e Emissão das Demonstrações Financeiras

A Administração da Companhia autorizou a emissão das Demonstrações Financeiras em 22/03/2018.

3.1.2. Base de Mensuração

As Demonstrações Financeiras foram elaboradas com base no custo histórico com exceção dos instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado, reconhecido no balanço patrimonial.

3.1.3. Moeda de Apresentação e Moeda Funcional

As Demonstrações Financeiras são apresentadas em Reais (R\$) que é a moeda funcional da Companhia. Todas as informações financeiras foram arredondadas para o milhar de real mais próximo, exceto quando indicado de outra forma. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores, logo os valores em milhares apresentados quando somados podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

3.1.4. Apuração do Resultado

As receitas e despesas são reconhecidas pelo regime contábil de competência de cada exercício apresentado. O faturamento de energia elétrica para todos os consumidores é efetuado mensalmente de acordo com o calendário de leitura do consumo. A receita não faturada, correspondente ao período decorrido entre a data da última leitura e o encerramento do mês, é estimada e reconhecida como receita no mês em que a energia foi consumida.

As receitas e despesas de juros são reconhecidas pelo método da taxa efetiva de juros na rubrica de receitas/despesas financeiras.

3.1.5. Lucro Líquido por Ação

Não há diferença entre o lucro líquido por ação – básico e diluído – em virtude de não ter ocorrido emissão de ações com efeitos diluidores nos exercícios apresentados.

3.2. Uso de Estimativas

A preparação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a Administração realize estimativas para determinação e registro de certos ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações sobre suas demonstrações financeiras. Tais estimativas são feitas com base no princípio da continuidade e na experiência da Administração, e são suportadas pela melhor informação disponível na data da apresentação das demonstrações financeiras. As estimativas são revisadas quando novas informações se tornam disponíveis ou quando as situações em que estavam baseadas se alterem. As estimativas podem vir a divergir para com o resultado real. As principais estimativas se referem às seguintes questões:

Ativo e Passivo financeiro setorial

A partir da adoção do IFRS, as variações entre os valores recebidos nas tarifas e os valores efetivamente desembolsados pela Companhia (anteriormente denominados ativos e passivos regulatórios) deixaram de ser diferidos e passaram a ser contabilizados no resultado, o que, na opinião dos Diretores, gera volatilidade nos resultados da Companhia. A partir de 31 de dezembro de 2014 a Companhia passou a registrar os ativos e passivos financeiros setoriais em suas demonstrações contábeis societárias com base na OCPC 08, que tornou obrigatório o reconhecimento prospectivo de determinados ativos ou passivos financeiros setoriais pelas distribuidoras de energia elétrica. Com o advento do aditivo dos contratos de concessão (no caso da Companhia, foi assinado o Terceiro Aditivo ao Contrato de Concessão em 10 de dezembro de 2014) o CPC entende não mais haver incerteza significativa que seja impeditiva para o reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais como valores efetivamente a receber ou a pagar. O reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais tem a finalidade de neutralizar os impactos econômicos no resultado em função da diferença entre os itens não gerenciáveis, denominados de “Parcela A” ou outros componentes financeiros, e os efetivamente contemplados na tarifa, a cada reajuste/revisão tarifária. Os diretores da Companhia entendem que o reconhecimento destes ativos e passivos financeiros setoriais está adequado aos negócios da Companhia.

Vida útil do ativo intangível

Os ativos intangíveis são amortizados de forma linear pelo prazo correspondente ao direito de cobrar os consumidores pelo uso do ativo da concessão que o gerou (vida útil regulatória dos ativos) ou pelo prazo do contrato de concessão, dos dois, o menor.



Os diretores afirmam que, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015, a Companhia utilizou as vidas úteis regulatórias definidas na Resolução ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015.

Transações e venda de energia elétrica na CCEE

A Companhia registra as compras e vendas efetuadas através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE de acordo com as informações disponibilizadas pela própria entidade. Nos meses em que as informações não são disponibilizadas em tempo hábil a Companhia estima o valor utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

Provisões para créditos de liquidação duvidosa

A Companhia registra provisão sobre contas a receber que a administração entende terem incerteza quanto ao seu recebimento. Está constituída por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Concessionárias e Permissionárias.

Passivos contingentes

As provisões para passivos contingentes, quando aplicável, são constituídas para os riscos com expectativa de perda provável, com base na avaliação da Administração e dos assessores jurídicos internos e externos da Companhia. Os valores provisionados são registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos das referidas contingências. Riscos contingentes com expectativa de perda possível são divulgados pela Administração, não sendo constituída provisão. Essa avaliação é suportada pelo julgamento da administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da administração e dos assessores jurídicos, bem como outros aspectos aplicáveis.

Planos de aposentadoria e benefícios pós-emprego

As obrigações atuariais registradas são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes com base na expectativa de vida do participante, idade média de aposentadoria e inflação. Contudo, os resultados reais futuros dos benefícios podem ser diferentes daqueles existentes e registrados contabilmente.

Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

Periodicamente a Companhia revisa as estimativas de lucro tributável, base para a análise de realização de ativos fiscais diferidos líquidos, considerando um estudo técnico de viabilidade. Entretanto, o lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas pela administração quando da definição da necessidade de registrar ou não o montante do ativo fiscal diferido.

Ativo Financeiro da Concessão

O ativo financeiro representa a parcela estimada dos investimentos realizados que não serão amortizados até o final da concessão, ou seja, não serão recuperados via tarifa durante o período da concessão. Sobre esse ativo a Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. É importante ressaltar que este não é um ativo financeiro como os demais ativos comparáveis e disponíveis no mercado, mas um ativo que é derivado e intrinsecamente vinculado à infraestrutura existente da Companhia, cujo fluxo de caixa é suscetível a variações decorrentes de mudanças no ambiente regulatório. A Revisão Tarifária da Companhia ocorre a cada 5 anos, e somente nessa data a Base de Remuneração é homologada pela ANEEL através do VNR depreciado. Nos períodos entre as datas de Revisão Tarifária, a Administração atualiza o ativo financeiro mantendo-o a valor justo, utilizando o critério determinado pela ANEEL para atualização da Base de Remuneração entre os períodos de revisão, ou seja, aplica o IGP-M como fator de atualização do valor justo da Base de Remuneração. Cabe lembrar que o critério definido pela ANEEL atribui valor à infraestrutura do concessionário, ou seja, atribui valor ao ativo imobilizado, sendo o valor do ativo financeiro uma representação da parcela desse ativo imobilizado que não deve estar amortizado ao final do prazo da concessão. Portanto, esse ativo financeiro é intrinsecamente vinculado à infraestrutura, a qual por sua vez tem seus critérios de avaliação definidos pela ANEEL. Esses critérios podem ser modificados pela ANEEL tempestivamente.

Instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo

A Administração da Companhia utiliza como referência os preços de fechamento apurados na data de apresentação das Demonstrações Financeiras. A Administração da Companhia entende que os métodos utilizados são adequados para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros.

Receita de Fornecimento e uso da rede não faturada

A receita de venda inclui somente os ingressos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela entidade. Uma receita não é reconhecida se houver uma incerteza significativa sobre a sua realização. A estimativa da receita não faturada (os serviços prestados entre a data da leitura e o encerramento de cada mês) é efetuada mensalmente com a finalidade de adequar o faturamento ao período de competência. Os diretores entendem que a forma como a Companhia reconhece sua receita está de acordo com as práticas contábeis e é adequada aos seus negócios.

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS

As principais políticas contábeis descritas a seguir, foram aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nas Demonstrações Financeiras. São elas:

4.1. Ativos e Passivos Financeiros

4.1.1. Reconhecimento e Mensuração

A Companhia reconhece os instrumentos financeiros nas suas Demonstrações Financeiras somente quando ela se tornar parte das disposições contratuais do instrumento ou na data em que tiveram origem.

A Companhia desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando os direitos ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação são transferidos.

4.1.2. Classificação

A Companhia classifica os ativos e passivos financeiros sob as seguintes categorias:

- I. Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos determináveis que não estão cotados em mercado ativo. Estes ativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, os empréstimos e recebíveis são medidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.
- II. Mensurados ao valor justo por meio do resultado são instrumentos financeiros mantidos para negociação. Um ativo financeiro é classificado nessa categoria se foi adquirido, principalmente, para fins de venda a curto prazo. Ativos financeiros registrados pelo seu valor justo por meio do resultado são medidos pelo seu valor justo e mudanças no valor justo destes ativos, são reconhecidas no resultado do exercício.
- III. Mantidos até o vencimento são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis com vencimentos definidos para os quais a Companhia tem a intenção positiva e a capacidade de manter até o vencimento. Os investimentos mantidos até o vencimento são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis. Após seu reconhecimento inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são mensurados pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.
- IV. Disponíveis para venda são ativos financeiros não derivativos, que são designados nessa categoria ou que não se classificam em nenhuma das categorias acima. Os ativos financeiros disponíveis para venda

são registrados inicialmente pelo seu valor justo acrescido de qualquer custo de transação diretamente atribuível. Após o reconhecimento inicial, eles são medidos pelo valor justo e as mudanças, quando aplicável, que não sejam perdas por redução ao valor recuperável, são reconhecidas em outros resultados abrangentes e apresentadas dentro do patrimônio líquido. Quando há a realização do ativo pela venda, o resultado acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado.

4.2. Caixa e Equivalentes de Caixa

Incluem os saldos de caixa, contas bancárias e investimentos de curto prazo com liquidez imediata e com baixo risco de variação no seu valor de mercado. As disponibilidades estão demonstradas pelo custo acrescido dos juros auferidos, por não apresentarem diferença significativa em relação ao seu valor de mercado.

Os investimentos que, a partir da data de sua aquisição, têm prazo de vencimento igual ou menor que três meses são registrados como equivalentes de caixa.

4.3. Aplicações Financeiras de Curto e Longo Prazo

As aplicações e certificados de depósitos bancários com vencimento superior a três meses a partir da data de sua aquisição são classificados na rubrica aplicações financeiras de curto prazo e os com prazo de vencimento superior a doze meses, que estão ao valor de custo ou de emissão, atualizado conforme disposições legais ou contratuais estão classificadas como aplicações financeiras de longo prazo.

4.4. Títulos Disponíveis para Venda

Estão classificados como disponíveis para venda e são mensurados pelo seu valor justo. Os juros e correção monetária, contratados, são reconhecidos no resultado quando incorridos. As variações decorrentes de alterações no valor justo desses investimentos são reconhecidos em conta específica do patrimônio líquido, quando incorridas. Os ganhos e perdas registrados no patrimônio líquido são transferidos para o resultado no momento em que essas aplicações são realizadas em caixa ou quando há evidência de perda na sua realização.

4.5. Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

Incluem o fornecimento de energia elétrica faturada e a faturar a consumidores finais, encargo de uso do sistema, serviços prestados, acréscimos moratórios e o suprimento de energia elétrica a outras concessionárias conforme montantes disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

4.6. Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

Baseia-se em critérios específicos do setor elétrico no que diz respeito à antiguidade de vencimento das faturas, além de efetuar a análise criteriosa onde contempla fatores como: existência de garantias reais do não recebimento, histórico de inadimplência dos consumidores, parcelamentos de débitos vigentes, devedores em situação de concordata ou análise de valores que estão sob discussão judicial. A provisão é constituída por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Consumidores, Concessionárias e Permissionárias.

4.7. Redução ao Valor Recuperável de Ativos (impairment)

4.7.1. Ativos Financeiros

A Companhia avalia, anualmente, se existem evidências que possam indicar deterioração ou perda do valor recuperável dos seus Ativos Financeiros. Sendo tais evidências identificadas, o valor recuperável dos ativos é estimado e se o valor contábil exceder o valor recuperável, o valor contábil do 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.

4.7.2. Ativos Não Financeiros

A Companhia avalia, anualmente, se existem evidências que possam indicar deterioração ou perda do valor recuperável dos seus Ativos Não Financeiros. Sendo tais evidências identificadas, o valor recuperável dos ativos é estimado e se o valor contábil exceder o valor recuperável, é constituída provisão para desvalorização, ajustando o valor contábil ao valor recuperável. Essas perdas serão lançadas ao resultado do exercício quando identificadas.

O valor contábil de um ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor líquido de venda. Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto antes dos impostos que reflita o custo médio ponderado de capital para a indústria em que opera a unidade geradora de caixa. O valor líquido de venda é determinado, sempre que possível, com base em contrato de venda firme em uma transação em bases comutativas, entre partes conhecedoras e interessadas, ajustado por despesas atribuíveis à venda do ativo, ou, quando não há contrato de venda firme, com base no preço de mercado de um mercado ativo, ou no preço da transação mais recente com ativos semelhantes.

4.8. Ajuste a Valor Presente

Os ativos e passivos de longo prazo, bem como os de curto prazo, caso relevante, são ajustados a valor presente. Os principais efeitos apurados estão relacionados com a rubrica “Consumidores”. As taxas de descontos utilizadas refletem as taxas para riscos e prazos semelhantes às praticadas pelo mercado.

4.9. Estoques

Os materiais em estoque classificado no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e administrativos) e aqueles utilizados na prestação dos serviços de construção e melhorias (depósito de obra) estão registrados ao custo médio de aquisição, deduzidos dos impostos recuperáveis e de perda estimada para ajustá-lo a valor realizável líquido quando este for menor que seu custo de aquisição. Periodicamente a Companhia avalia seus itens de estoque quanto à sua obsolescência ou possível redução de valor. A quantia de qualquer redução dos estoques para o valor realizável líquido e todas as perdas de estoque é reconhecida como despesa do período em que a redução ou a perda ocorreram.

4.10. Ativo e Passivo Financeiro Setorial

O reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios tem a finalidade de neutralizar os impactos econômicos no resultado em função dos aumentos dos custos não gerenciáveis, denominados de “Parcela A”, ocorridos entre o período do reajuste tarifário anual.

4.11. Subvenção e Assistência Governamental

As subvenções governamentais, quando existe razoável segurança de que elas serão recebidas, serão reconhecidas como receita ao longo do período, confrontadas com as despesas que pretendem compensar em uma base sistemática.

4.12. Bens e Direitos Destinados à Alienação e Propriedades para Investimento

Os bens e direitos destinados à alienação são classificados como *mantidos para venda* caso o seu valor contábil seja recuperado principalmente por meio de uma transação de venda e não através do uso contínuo. Essa condição é atendida somente quando a venda é provável e o ativo não circulante estiver disponível para venda imediata em sua condição atual. Os ativos não circulantes classificados como destinados à venda são mensurados pelo menor valor entre o contábil anteriormente registrado e o valor justo menos o custo de

venda. As propriedades para investimentos representam os bens não utilizados no objetivo da Concessão, mantidos para valorização ou renda.

4.13. Contrato de Concessão (Ativo Intangível e Financeiro)

O Contrato de Concessão é reconhecido como ativo intangível e ativo financeiro. O valor do ativo intangível do contrato de concessão representa o valor dos serviços de construção e melhorias que será recebido através da cobrança dos usuários via tarifa de energia elétrica. O custo dos serviços de construção e melhorias compreende o preço de aquisição dos materiais e serviços (acrescido de impostos não recuperáveis sobre a compra, depois de deduzidos os descontos comerciais e abatimentos) e quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar a infraestrutura à serviço da concessão no local e condição necessários para este ser capaz de funcionar da forma determinada no Contrato de Concessão.

O ativo financeiro refere-se ao valor dos serviços de construção e melhorias realizados e previstos no Contrato de Concessão e que será recebido através de indenização ao final da concessão, por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente, decorrente da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 - Contratos de Concessão e a Orientação Técnica OCPC 05 - Contratos de Concessão. Até a edição da Medida Provisória Nº 579/2012, convertida na Lei Nº 12.783/2013, o Ativo Financeiro foi reconhecido pelo valor residual dos bens individuais ao final da concessão não amortizado e o valor somente era alterado por meio de adições, baixas e transferências, ao longo do prazo de concessão. A MP Nº 579/2012 trouxe o entendimento de que o Valor Novo de Reposição – VNR deverá ser utilizado pelo Poder Concedente para o pagamento de indenização dos ativos não amortizados de distribuição no vencimento da concessão. Consequentemente a Companhia ajustou o saldo do seu ativo financeiro de indenização com base no valor novo de reposição depreciado, utilizando a Base de Remuneração Regulatória aprovada na Revisão Tarifária de outubro de 2012, através da Nota Técnica ANEEL Nº 371 de 11 de novembro de 2016.

4.14. Imobilizado

Os Itens do Imobilizado são mensurados pelo custo histórico de aquisição ou construção, deduzido de depreciação acumulada e perdas de redução ao valor recuperável (*impairment*) acumuladas. O custo inclui gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. O custo de ativos construídos pela própria entidade inclui o custo de materiais e mão de obra direta, quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e condições necessárias para que esses sejam capazes de operar da forma pretendida pela administração, os custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estão localizados e custos de empréstimos.

O custo de reposição de um componente do imobilizado é reconhecido no valor contábil do item caso seja provável que os benefícios econômicos incorporados dentro do componente irão fluir para a Companhia e que o seu custo possa ser medido de forma confiável. O valor contábil do componente que tenha sido repostado por outro é baixado. Os custos de manutenção no dia-a-dia do imobilizado são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

A depreciação é calculada sobre o valor depreciável, que é o custo de um ativo, ou outro valor substituto do custo, deduzido do valor residual. A depreciação é reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas pelo Órgão Regulador para cada parte de um item do imobilizado, já que esse método é aceito como o que mais perto reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo.

4.15. Intangível

Incluem o direito de cobrar os usuários dos serviços pela construção e melhorias realizadas na infraestrutura à serviço da concessão de distribuição de energia elétrica. A amortização reflete as taxas de depreciação regulatória aplicadas aos bens individuais, que é a forma como a Concessionária recupera estes investimentos através da tarifa de energia elétrica e é reconhecida na rubrica de custo de operação e despesas operacionais.

A amortização do ativo intangível dos contratos de concessão é calculada pela taxa de depreciação regulatória dos bens individuais. A amortização é reconhecida na rubrica de custo de operação e despesas operacionais. As taxas de depreciação regulatória dos principais bens à serviço da concessão são as seguintes:

Taxas de depreciação dos itens mais relevantes do Ativo Não-Circulante	Taxa anual
Condutor (Tensão=>69kv)	2,70%
Condutor (Tensão<69kv)	3,57%
Edificação	3,33%
Equipamento Geral	6,25%
Estrutura (Poste)	3,57%
Estrutura (Torre)	2,70%
Medidor	7,69%
Transformador Distribuição	4,00%
Transformador de Força	2,86%
Veículos	14,29%

Os outros ativos intangíveis que são adquiridos e que têm suas vidas úteis finitas são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada. Incluem basicamente softwares e direitos desta natureza.

4.16. Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

Representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como às doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e às subvenções destinadas a investimento no serviço público de energia elétrica, na atividade de distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão. Essas obrigações estão registradas em grupo específico no passivo não circulante e estão sendo apresentadas como dedução do ativo financeiro e ativo intangível da concessão, dadas suas características de aporte financeiro com fins específicos de financiamentos para obras da infraestrutura a serviço da concessão.

4.17. Arrendamento Mercantil

Os arrendamentos mercantis são segregados entre os operacionais e os financeiros. Quando o arrendamento é classificado como financeiro, ou seja, seus riscos e benefícios são transferidos para Companhia, este é reconhecido como um ativo e mensurado inicialmente pelo seu valor justo ou pelo valor presente dos pagamentos mínimos, entre eles o menor, e depreciados normalmente. O passivo subjacente é amortizado utilizando a taxa efetiva de juros.

4.18. Valor Justo

- I. Ativos intangíveis: são recebidos como remuneração pela prestação de serviços de construção em um contrato de concessão de serviços: é estimado pela referência ao valor justo dos serviços de construção prestados. A Companhia não reconhece nenhuma margem de lucro sobre essas receitas, porque o modelo de concessão: (i) não se destina a gerar lucros a partir da construção de infraestrutura, mas a partir da prestação de serviços, (ii) a forma como a Companhia gerencia as construções baseia-se fortemente em serviços terceirizados e (iii) não há previsão de margens dessas operações nos planos de negócios da Companhia. A Administração assim acredita que os ganhos dessas operações são irrelevantes e, portanto, nenhum valor sobre os custos efetivos foram considerados como uma parte das receitas. Desta forma as receitas e os custos de construção são apresentados nas demonstrações financeiras pelos mesmos montantes.
- II. Outros Ativos e Passivos Financeiros: o valor justo de ativos e passivos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado, investimentos mantidos até o vencimento e ativos financeiros disponíveis para venda é apurado por referência aos seus preços de fechamento na data de apresentação das demonstrações financeiras. O valor justo de investimentos mantidos até o vencimento é apurado somente para fins de divulgação.

- III. Passivos Financeiros Não Destinados à Negociação: é calculado baseando-se no valor presente do principal e fluxos de caixa futuros, descontados pela taxa de mercado dos juros apurados na data de apresentação das demonstrações financeiras.
- IV. Empréstimos, Recebíveis e Outros Créditos: é estimado como o valor presente de fluxos de caixa futuros, descontado pela taxa de mercado dos juros apurados na data de apresentação. A Companhia entende que os valores contábeis na data de transição dos recebíveis de contratos de concessão de serviços representam a melhor estimativa do seu valor justo. Esse valor justo é determinado para fins de divulgação.

4.19. Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

Estão atualizados pela variação monetária e/ou cambial, juros e encargos financeiros, determinados em cada contrato, incorridos até a data de encerramento do balanço. Os custos de transação estão deduzidos dos empréstimos e financiamentos correspondentes. Esses ajustes são apropriados ao resultado pela taxa efetiva de juros do período em despesas financeiras, exceto pela parte apropriada ao custo do ativo intangível em curso.

4.20. Provisões para Contingências Trabalhistas e Cíveis

Provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente, legal ou não formalizada, como resultado de um evento passado, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável sendo provável uma saída de recursos. O montante da provisão reconhecida é a melhor estimativa da Administração e dos assessores legais, baseados em pareceres jurídicos sobre os processos existentes e do desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço. Quando a provisão envolve uma grande população, a obrigação é estimada ponderando todos os possíveis desfechos pelas suas probabilidades associadas. Para uma obrigação única, a mensuração se baseia no desfecho mais provável.

4.21. Outros Ativos e Passivos

Os outros ativos e passivos circulantes e não circulantes que estão sujeitos à variação monetária ou cambial por força de legislação ou cláusulas contratuais estão atualizados com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores na data das Demonstrações Financeiras, os demais estão apresentados pelos valores incorridos na data de formação sendo os ativos reduzidos de provisão para perda e/ou ajuste a valor presente quando aplicável.

4.22. Imposto de Renda e Contribuição Social

Os impostos e contribuições correntes e diferidos são determinados com base nas alíquotas vigentes na data do balanço e, que devem ser aplicadas quando forem realizados ou quando forem liquidados.

A administração avalia, periodicamente, as posições assumidas pelo Grupo nas apurações de impostos sobre a renda com relação às situações em que a regulamentação fiscal aplicável dá margem a interpretações; e estabelece provisões, quando apropriado, com base nos valores estimados de pagamento às autoridades fiscais.

Os impostos e contribuições diferidos passivos são reconhecidos sobre as diferenças temporárias entre as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas demonstrações financeiras.

Impostos e contribuições diferidos ativos são reconhecidos na extensão em que seja provável que o lucro futuro tributável esteja disponível para ser utilizado na compensação das diferenças temporárias, com base em projeções de resultados futuros elaboradas e fundamentadas em premissas internas e em cenários econômicos futuros que podem, portanto, sofrer alterações.

O imposto de renda e a contribuição social corrente são apresentados líquidos, por entidade contribuinte, no passivo quando houver montantes a pagar, ou no ativo quando os montantes antecipadamente pagos excedem o total devido na data do relatório. Os impostos de renda diferidos ativos e passivos são apresentados

pelo líquido no balanço quando há o direito legal e a intenção de compensá-los quando da apuração dos tributos correntes, em geral relacionado com a mesma entidade legal e mesma autoridade fiscal. Dessa forma, impostos diferidos ativos e passivos em diferentes entidades ou em diferentes países, em geral são apresentados em separado, e não pelo líquido.

4.23. Provisão para Benefícios a Empregados

As obrigações futuras, estimadas anualmente com base na avaliação atuarial elaborada por atuário independente, são registradas para cobrir os gastos com os planos de previdência complementar dos empregados, assim como de complementação de aposentadoria incentivada e dos empregados aposentados denominados ex-autárquicos.

A avaliação atuarial é elaborada com base em premissas e projeções de taxas de juros, inflação, aumentos dos benefícios e expectativa de vida. As premissas utilizadas na avaliação atuarial são revisadas e atualizadas ao final de cada exercício ou quando ocorrerem eventos relevantes que requeiram uma nova avaliação.

O valor presente das obrigações de benefício definido é estabelecido separadamente para cada plano, utilizando o método do crédito unitário projetado e o ativo ou passivo do plano de benefício definido reconhecido nas demonstrações contábeis corresponde ao valor presente da obrigação pelo benefício definido (utilizando uma taxa de desconto com base em títulos de longo prazo do Governo Federal), menos o valor justo dos ativos do plano, quando houver.

A Companhia possui dois planos administrados por uma entidade fechada de previdência complementar (Fundação CEEE de Seguridade Social – ELETROCEEE) e os ativos destes planos não estão disponíveis à Companhia ou aos seus credores.

A partir do exercício de 2013, como consequência da aplicação do Pronunciamento Técnico CPC 33(R1) recepcionado pela Deliberação CVM nº 695 de 13/12/2012, os ganhos ou perdas atuariais são reconhecidos integralmente como ativos ou passivos atuariais no mesmo exercício em que ocorrem tendo como contrapartida o patrimônio líquido da Companhia.

4.24. Registro de Compra e Venda de Energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

As compras (custo de energia comprada) e as vendas (receita de suprimento) são registradas pelo regime de competência de acordo com as informações divulgadas pela CCEE, entidade responsável pela apuração das operações de compra e venda de energia. Nos meses em que essas informações não são disponibilizadas em tempo hábil, os valores são estimados pela Administração da Companhia, utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

4.25. Reconhecimento da Receita

4.25.1. Receita de Fornecimento

O reconhecimento da receita de fornecimento dá-se pelo faturamento mensal, conforme quantidades medidas de energia fornecida e preços homologados, com os respectivos impostos que compõem o cálculo do preço da tarifa.

4.25.2. Receita não Faturada

O valor refere-se ao fornecimento de energia elétrica e de uso de rede de distribuição não faturados, calculados em base de estimativas, referente ao período posterior a medição mensal e até o último dia do mês.

4.25.3. Receita de Construção

A Companhia reconhece a receita de construção referente aos serviços de construções e melhorias previstos no contrato de concessão com base no estágio de conclusão das obras realizadas. O estágio de conclusão é

avaliado pela referência do levantamento dos trabalhos realizados, ou, quando não puder ser medido de maneira confiável, até o limite dos custos reconhecidos na condição em que os custos incorridos possam ser recuperados.

4.25.4. Receita Financeira

A receita financeira referente à atualização dos recebíveis de contratos de concessão é reconhecida com base no método da taxa efetiva de juros. Refere-se também a receita de atualização das Notas do Tesouro Nacional NTN-B's.

4.26. Despesa Financeira

Contempla encargos de dívidas, variações monetárias de empréstimos e financiamentos, atualização monetária de autos de infração e outras despesas financeiras. Os custos dos empréstimos, quando não capitalizados são reconhecidos no resultado com base no método da taxa efetiva de juros.

4.27. Transações com Partes Relacionadas

As operações com partes relacionadas têm regras específicas para cada tipo de transação e são realizadas em condições e prazos firmados entre as partes. Os detalhes dessas operações estão descritos na nota explicativa nº 34.

4.28. Questões Ambientais

A Companhia capitaliza gastos referentes a demandas ambientais correspondentes aos estudos de impacto do meio ambiente, exigidos pelos órgãos públicos competentes, para obtenção das licenças que permitirão a construção e instalação de novos empreendimentos, além daqueles referentes às compensações que devem ser realizados para executar o projeto, visando reparar, atenuar ou evitar danos ao meio ambiente onde será realizado o empreendimento.

Os gastos relacionados a questões ambientais posteriores a entrada em operação do empreendimento são registrados como resultado do exercício em que ocorreram.

Os projetos para construção e instalação de novos empreendimentos são identificados e monitorados pelos órgãos ambientais fiscalizadores, tais como Instituto Brasileiro do Meio Ambiente – IBAMA, Fundação Estadual de Proteção Ambiental - FEPAM, Secretaria Municipal do Meio Ambiente – SEMA e ONGs.

4.29. Demonstração do Resultado

A Demonstração do Resultado encontra-se apresentada pela função das receitas e despesas operacionais.

4.30. Novas normas e interpretações ainda sem impacto

Novas instruções e pronunciamentos passam a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2018, sendo que a Companhia não realizou sua adoção no âmbito das demonstrações financeiras aqui apresentadas e não planeja adotá-las de forma antecipada. Entretanto, realizou diagnóstico para identificar o reflexo desta adoção nas suas demonstrações financeiras para o exercício de 2018, sendo abordados no estudo os seguintes instrumentos normativos:

4.30.1 FRS 9 Financial Instruments (CPC 48 Instrumentos Financeiros)

Este normativo traz uma nova abordagem sobre a classificação, reconhecimento, mensuração e provisão para perdas esperadas em ativos e passivos financeiros. Anteriormente, esta abordagem era tratada no CPC38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração.

Mediante avaliação sobre a forma de reconhecimento e provisão para perdas de seus ativos financeiros, a Companhia não encontrou impactos significativos quanto à aplicação do novo pronunciamento técnico e demonstra a seguir o detalhamento desta análise.

1. Da redução ao valor recuperável (impairment) de ativos financeiros e contratuais

O novo pronunciamento traz um modelo de reconhecimento de perdas que toma como base qualquer perspectiva de aumento no risco de crédito em fluxo de caixa esperado desde o seu reconhecimento inicial, deixando para traz o antigo modelo de reconhecimento por perdas incorridas. Este novo modelo estabelece que as perdas serão mensuradas reconhecidas a partir da seguinte análise da administração:

- a) Perdas de crédito esperadas para 12 meses, ou seja, sinalização de perdas de crédito que resultam em eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data base; e
- b) Perdas de crédito esperadas para ao longo da vida do ativo financeiro ou contratual, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro.

1.1 Ativos financeiros e contratuais

A Companhia, a partir da construção de uma matriz de perdas que considera o histórico de inadimplência, conforme recomenda o Item B5.5.35 do Pronunciamento Técnico CPC 48, entende que não haverá impactos relevantes com a adoção da nova norma em suas demonstrações financeiras, a partir de janeiro de 2018, pelo reconhecimentos de perdas dos ativos financeiros e contratuais listados a seguir:

(1) Fornecimento Faturado		Impairment	
Em R\$	2017	Jan./2018	
Provisão registrada pelo CPC38	96.324.058,56	8.740.446,39	
Provisão pelo método do CPC 48	95.578.885,47	11.214.742,46	
Total a registrar	-	745.173,09	2.474.296,07

(2) Fornecimento Não Faturado		Impairment	
Em R\$	2017	Jan./2018	
Provisão registrada pelo CPC38	-	-	
Provisão pelo método do CPC 48	2.914.870,99	815.071,84	
Total a registrar	2.914.870,99	815.071,84	

(3) Contratos de Compartilhamento de infraestrutura		Impairment	
Em R\$	2017	Jan./2018	
Provisão registrada pelo CPC38	3.499.747,15	1.570.368,40	
Provisão pelo método do CPC 48	1.755.487,98	298.813,57	
Total a registrar	-	1.744.259,17	1.271.554,83

(1+2+3) Reflexo total da adoção do CPC 48	425.438,73	2.017.813,08	
--	-------------------	---------------------	--

As perdas estimadas foram calculadas a partir da experiência real de perda de crédito incorrida no período de dezembro de 2016 a dezembro de 2017. A Companhia realizou o cálculo das taxas de perdas de forma individual para cada categoria de clientes qualificados nas classes residencial, industrial, comercial, rural, poder público, e iluminação pública. Além disso, também foram avaliadas a carteira de contratos de compartilhamento de infraestrutura e o grupo de contas a receber relacionado ao fornecimento não faturado.

A Companhia também realiza teste de valor recuperável em outros ativos financeiros, como aqueles relacionados ao contrato de concessão, a fim de garantir que o valor apresentado nessa demonstração

financeira reflita o seu valor justo, devidamente testado quanto à sua recuperabilidade por meio de um fluxo de caixa descontado a valor presente, estando em linha com as determinações do Pronunciamento Técnico CPC 01.

1.2 Passivos financeiros

O novo pronunciamento técnico CPC 48 também contempla os passivos financeiros, mantendo em grande parte as orientações contidas na norma anterior, IAS 39 / CPC 38, os quais revelam:

Um ativo ou passivo financeiro mensurado ao valor justo por meio do resultado deve satisfazer as seguintes condições:

(a) é classificado como mantido para negociação. Um ativo ou passivo financeiro é classificado como mantido para negociação se é:

- (i) adquirido ou originado principalmente com a finalidade de venda ou de recompra no curto prazo;
- (ii) parte de uma carteira de instrumentos financeiros identificados que são gerenciados em conjunto e para os quais existe evidência de padrão recente de realização de lucros a curto prazo; ou
- (iii) derivativo (exceto no caso de derivativo que é um contrato de garantia financeira ou instrumento de hedge designado pela entidade e efetivo tratado nos itens 47 a 58).

(b) é designado pela entidade, no reconhecimento inicial, como mensurado ao valor justo por meio do resultado. A entidade pode utilizar essa designação para ativos que contêm derivativos embutidos ou quando a utilização resultar na divulgação de informação contábil mais relevante, em função de:

- (i) eliminar ou reduzir significativamente inconsistências de mensuração ou reconhecimento que ocorreriam em virtude da avaliação de ativos e passivos ou do reconhecimento de seus ganhos e perdas em bases diferentes;
- (ii) o valor justo, para um grupo de ativos financeiros, passivos financeiros ou ambos, ser utilizado como base para gerenciamento e avaliação de performance - conforme estratégia de investimento ou gerenciamento de risco de mercado documentada - e como base para envio de informações para a alta administração. Os investimentos em títulos patrimoniais que não possuem cotação de preço em mercado ativo, e cujo valor justo não pode ser confiavelmente mensurado, não devem ser registrados pelo valor justo por meio do resultado.

A Companhia possui passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado para seus contratos de empréstimos e financiamentos e não contrata operações de hedge para mitigação do risco cambial.

2. Divulgações

O Pronunciamento CPC48 demandará adequações nas novas divulgações, assim como no ambiente de controle interno no que se refere à geração das informações pelos sistemas de informática para mensuração dos valores, principalmente, em se tratando do reconhecimento dos riscos de crédito esperados nos fluxos de caixa para os ativos contratuais. A Companhia, através de seu diagnóstico de adoção da nova norma, identificou todas as informações necessárias para revelar o impacto esperado para janeiro de 2018, entretanto, continua a realizar aprimoramentos para elevar seu grau de sucesso quanto aos índices das premissas estabelecidas.

3. Transição

Aplicando a dispensa que lhe permite, a Companhia não irá reapresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros. As diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção da Norma IFRS 9 / CPC 48, serão reconhecidas nos lucros/prejuízos acumulados e reservas a partir de 1º de janeiro de 2018, data de vigência inicial da Norma.

4.30.1 IFRS 15 Revenue from Contracts with Customers (CPC 47 Receita de Contratos com Clientes.

A nova Norma IFRS 15 / CPC 47 tem como princípio básico determinar quando uma receita deve ser reconhecida e como deve ser mensurada. Esta nova abordagem traz também a exigência do reconhecimento de receita pelo valor líquido das obrigações de desempenho que a entidade assumi ao longo do contrato. O CPC 47 substitui as atuais normas para o reconhecimento de receitas, incluindo o CPC 30 (IAS 18), Receitas, CPC 17 (IAS 11) Contratos de Construção e a CPC 30 Interpretação A, Programas de Fidelidade com o Cliente (IFRIC 13).

Este pronunciamento especifica a contabilização de contrato individual com o cliente. Contudo, como expediente prático, a entidade pode aplicar este pronunciamento a uma carteira de contratos (ou de obrigações de desempenho) com características similares, se essa entidade, razoavelmente, esperar que os efeitos sobre as demonstrações contábeis da aplicação deste pronunciamento à carteira não difiram, significativamente, da aplicação deste pronunciamento aos contratos (ou obrigações de desempenho) individuais dentro dessa carteira. Ao contabilizar a carteira, a entidade deve utilizar estimativas e premissas que reflitam o tamanho e a composição da carteira.

4. Fornecimento de energia

O modelo de adoção do IFRS 15/ CPC 47 transpassa por cinco etapas de testes para efetivar o reconhecimento da receita advindas dos contratos. Ao analisar como a receita originada pelo fornecimento de energia se comporta em relação a esses cinco passos, tem-se as seguintes considerações:

- **Passo 1 – Identificar o contrato com o cliente:** A Concessionária possui contrato formalizado com todos os seus consumidores (clientes), relativo ao fornecimento de energia elétrica. Além disso, o Órgão Regulador do serviço público de distribuição de energia elétrica, ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), emite diversas normatizações que regulamentam esta relação contratual, exemplo disso é a Resolução Normativa Nº 414, de 09 de setembro de 2010.
- **Passo 2 - Identificar as obrigações de desempenho do contrato:** Existe uma única obrigação de desempenho, a qual corresponde ao fornecimento da energia elétrica no ponto de entrega da unidade consumidora do cliente. O cliente adquire o controle sobre a energia fornecida, assumindo os riscos e benefícios dela advindos, podendo utilizá-la para quaisquer fins que deseje. Não há “promessas” de obrigações futuras em relação à energia já entregue.
- **Passo 3 – Determinar o preço da transação:** É o valor que a Distribuidora espera receber em troca pela transferência da energia. O preço dessa transação é fixo e corresponde ao valor da tarifa homologada pelo Órgão Regulador ANEEL em seus ciclos de reajuste e revisão tarifária.
- **Passo 4 – Alocar o preço da transação:** A obrigação de desempenho é única, ou seja, fornecimento da energia elétrica no ponto de entrega da unidade consumidora, sendo o seu preço fixado por meio de tarifa devidamente homologada pela ANEEL.
- **Passo 5 – Reconhecer a receita quando (ou à medida que) a obrigação de desempenho é satisfeita / alcançada:** Conforme item 35, letras (a) até (c) do Pronunciamento Técnico CPC 47, a obrigação de desempenho é satisfeita no momento do fornecimento de energia no ponto de entrega da unidade consumidora e o cliente recebe e consome simultaneamente os benefícios gerados pelo desempenho dessa. Nessa linha o reconhecimento da receita se dá, portanto, ao longo do tempo do contrato, na medida em que as entregas são efetivamente realizadas.

A Companhia, com base na análise das considerações anteriores, não visualiza qualquer impacto na contabilização da receita proveniente do fornecimento de energia elétrica sob a ótica de adoção do IFRS 15 / CPC 47 – Receita de Contrato com o Cliente, a partir de janeiro de 2018 em suas demonstrações financeiras.

5. Penalidades pelo não atendimento dos indicadores de desempenho

As penalidades decorrentes da performance de atendimento ao serviço de distribuição de energia elétrica estão relacionadas ao não cumprimento dos níveis mínimos dos indicadores de continuidade desse serviço, conforme estabelecido no item 5, seção 8, módulo 8 do PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema.

Essas penalidades fazem parte do teor do Contrato de Prestação do Serviço Público de Energia Elétrica mantido entre a distribuidora e seu consumidor. O contrato expressa que o consumidor deve receber a energia em sua unidade consumidora nos padrões de tensão, atendendo os índices de continuidade estabelecidos.

Devido possuir caráter de penalidade, estes valores vinham sendo contabilizados como despesa financeira até janeiro de 2015, quando, a ANEEL, em sua revisão do Manual de Contabilidade, orientou sobre a classificação destes valores como Gastos Operacionais.

A Companhia entende que a receita pelo fornecimento de energia é reconhecida quando o bem, energia elétrica, foi efetivamente transferida ao consumidor, o qual já a consumiu e admitiu todos os riscos e benefícios da transferência. Dessa forma, sobre o faturamento da energia elétrica já consumida não caberia qualquer registro de redução de receita advinda do descumprimento dos indicadores de qualidade, uma vez que esses não guardam relação com essa parcela de receita.

Com base nesta avaliação, a Companhia julga não haver impacto em suas demonstrações financeiras com a aplicação da norma IFRS 15/CPC 47 a partir de janeiro de 2018, momento este que marca o início de vigência da norma.

1. Receita pela disponibilidade da rede elétrica

Essa parcela de receita é constituída pelos custos da rede de distribuição, estando cobertos em tarifa homologada pela ANEEL, uma vez que contempla a prestação do serviço ao consumidor final, sejam eles consumidores cativos ou livres.

Ao observar as orientações da IFRS 15/CPC 47, a receita deve ser reconhecida quando o cliente obtém o controle da energia vendida e, para isso, utiliza os serviços de transporte das redes de distribuição. Dessa forma, a Companhia entende que não existem obrigações de desempenho futuras ligadas a esse reconhecimento de receita e, dessa forma, não visualiza qualquer impacto pela aplicação da nova norma a partir de janeiro de 2018 em suas demonstrações financeiras.

2. Renda Não Faturada

O valor a receber contabilizado pelo fornecimento de energia inclui os serviços medidos e faturados e também os ainda não faturados, estes últimos contabilizados por estimativa pelo regime de competência, conforme o consumo estimado entre a data da última leitura e o final de cada mês, tendo por base a melhor estimativa das distribuidoras.

No âmbito da aplicação da IFRS 15/ CPC 47, o momento de registro da receita compreende o período no qual ocorre a transferência de bens e de serviços, que passam ao controle do cliente. Neste sentido, o novo modelo

estabelece cinco passos para o reconhecimento: (1) Identificação do contrato; (2) identificação das obrigações de desempenho; (3) Determinar o preço da transação; (4) Alocar o preço da transação; e (5) Reconhecer a receita quando (ou à medida que) a obrigação de desempenho é satisfeita / alcançada.

A Companhia avaliou individualmente os critérios para o reconhecimento de receitas contidos na IFRS 15 / CPC 47 e julga não haver impacto em suas demonstrações financeiras a partir de janeiro de 2018 sobre a parcela de receita vinculada ao fornecimento não faturado.

3. Contratos de Compartilhamento de Infraestrutura

A Companhia avaliou, dentro de seu portfólio de contratos, aqueles relacionados ao compartilhamento de infraestrutura, com o objetivo de identificar possíveis impactos quanto à adoção da norma IFRS 15 / CPC 47.

Os contratos de compartilhamento de infraestrutura possuem como objeto a cedência remunerada de pontos de fixação nos postes de propriedade da concessionária para o fim único e exclusivo de manter equipamentos de propriedade de terceiros, nesse caso a solicitante, destinados à prestação de serviços de comunicação multimídia sem direito à exclusividade.

No âmbito da aplicação da IFRS 15/ CPC 47, os cinco passos para o reconhecimento da receita foram avaliados e a Companhia julga não haver impacto em suas demonstrações financeiras a partir de janeiro de 2018 sobre a parcela de receita vinculada a esses contratos.

4. Divulgações

O Pronunciamento CPC47 demandará adequações nas novas divulgações, assim como no ambiente de controle interno no que se refere à geração das informações pelos sistemas de informática para mensuração dos valores. A Companhia, através de seu diagnóstico para adoção da nova norma, buscou todas as informações necessárias e concluiu que não há impacto esperado para suas demonstrações financeiras a partir de janeiro de 2018.

5. Transição

Aplicando a dispensa que lhe permite, a Companhia não irá reapresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros. As diferenças nos saldos contábeis dos ativos contratuais resultantes da adoção da Norma IFRS 15 / CPC 47, caso existissem, seriam reconhecidas nos lucros/prejuízos acumulados a partir de 1º de janeiro de 2018, data de vigência inicial da Norma.

5. CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

Os saldos compõem-se de:

	Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE			
Numerário Disponível		42.057	20.557
Aplicações Financeiras - SIAC/BANRISUL	33	96.656	2.244
Total de Caixa e Equivalentes de Caixa		138.713	22.801
NÃO CIRCULANTE			
Aplicações Financeiras de Longo Prazo - SIAC/BANRISUL	33	-	7.782
Total de Aplicações Financeiras de Longo Prazo		-	7.782

5.1. Numerário Disponível

O valor de R\$42.057 (R\$20.557 em 31 de dezembro de 2016) refere-se a recursos depositados em instituições bancárias.

5.2. Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata (Equivalentes de Caixa)

O valor de R\$96.656 (R\$2.244 em 31 de dezembro de 2016) refere-se a Aplicações Financeiras, aplicadas no Sistema Integrado de Administração de Caixa - SIAC/BANRISUL instituído pelo Decreto Estadual nº 33.959, de 31 de maio de 1991, remunerado pela taxa SELIC OVER, com liquidez imediata.

5.3. Aplicações Financeiras de Longo Prazo

O valor de R\$7.782 em 31 de dezembro de 2016 no ativo não circulante refere-se ao principal e à remuneração de valores aplicados no Sistema Integrado de Administração de Caixa - SIAC/BANRISUL, instituído pelo Decreto Estadual nº 33.959, de 31 de maio de 1991 remunerado pela taxa SELIC, sem liquidez imediata, visto que dependem de dotação orçamentária por parte do Governo do Estado do Rio Grande do Sul e aplicações vinculadas a garantias de compra de energia e à captação de empréstimo.

6. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS.

Os saldos compõem-se de:

Nota Explicativa	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE					
Consumidores	6.1	261.346	112.540	422.262	796.148
Suprimento de Energia		151	-	-	151
Encargo de Uso da Rede		1.477	-	-	1.477
Permissonárias		363	-	-	363
Parcelamentos	6.2	29.557	97.374	88.590	215.521
Energia de Curto Prazo - CCEE		-	-	-	-
Provisão Créditos Liquidação Duvidosa	6.3		(88.590)	(374.607)	(463.197)
		292.894	121.324	136.245	550.462
NÃO CIRCULANTE					
Parcelamentos	6.2	13.121	-	13.121	10.390
		13.121	-	13.121	10.390

6.1. Consumidores

	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	31/12/2017	31/12/2016
Residencial	171.179	64.494	164.397	400.070	281.278
Industrial	8.573	8.178	42.075	58.826	52.983
Comercial Serviços e Outras Atividades	45.602	25.610	82.214	153.426	137.139
Rural	8.626	4.890	13.540	27.056	23.201
Poder Público	11.213	5.288	26.989	43.490	39.133
Iluminação Pública	6.639	3.886	92.974	103.499	93.567
Serviço Público	9.514	194	73	9.781	10.701
Total	261.346	112.540	422.262	796.148	638.002

6.2. Parcelamentos

O montante de R\$215.521 (R\$164.004 em 31 de dezembro de 2016) no ativo circulante e R\$13.121 (R\$10.390 em 31 de dezembro de 2016) no ativo não circulante refere-se a parcelamentos com consumidores, com prefeituras municipais, com o Governo do Estado do Rio Grande do Sul e com a FAMURS – Federação das Associações de Municípios do Estado do Rio Grande do Sul.

6.3. Movimentação da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

CONSUMIDORES POR CLASSE	Saldo 31/12/2016	Adições	Exclusões	Saldo 31/12/2017
Residencial	108.743	55.654	(10.795)	153.602
Industrial	5.085	31.443	-	36.528
Comercial Serviços e Outras Atividades	6.608	67.740	-	74.348
Rural	2.219	8.660	-	10.879
Poder Público, Iluminação Pública e Serviço Público	79.219	14.726	-	93.945
Títulos de Créditos a Receber e Parcelamentos	36.395	57.500	-	93.895
Total	238.269	235.723	(10.795)	463.197

Foram incluídos os valores totais dos créditos junto aos consumidores residenciais que apresentam débitos vencidos há mais de 90 dias; consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias; e consumidores industriais, rurais, poder público e iluminação pública vencidos há mais de 360 dias.

Para títulos de créditos a receber relacionados aos parcelamentos mantidos com seus credores, a Companhia adota a prática conservadora de provisionar como perda o saldo total ainda remanescente para o contrato quando ocorre sinalização de inadimplência maior que 90 dias.

A rubrica de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa apresentou impacto, sendo esse, em grande parte, provocado pela migração do saldo de contas a receber ocorrida em 30.11.2016 nativo do sistema legado, o qual mantinha o controle de cliente por saldo, para o novo Sistema de Gestão Comercial, este que mantém o controle fatura por fatura.

Ao longo de 2017, os registros de provisões e reversões de perda foram realizados com impacto no resultado da Companhia, sendo os ajustes decorridos do processo de migração tratados em conta específica na linha de contas a receber, estando, em dezembro de 2017, fazendo parte da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, conforme relatórios de composição de contas a receber extraídos do Sistema de Gestão Comercial.

Importante comentar que a Companhia realizou elaboração de diagnóstico para a adoção das novas práticas contidas nas Normativas IFRS9 e IFRS15, Instrumentos Financeiros e Receita de Contrato com Cliente, assim respectivamente. O estudo demonstrou não haver impacto relevante sobre a rubrica de contas a receber, seja pela nova forma de reconhecimento de receita ou por novos registros de perdas advindas do risco de crédito no fluxo de caixa dos contratos com clientes.

7. TRIBUTOS A RECUPERAR

CIRCULANTE	31/12/2017	31/12/2016
ICMS a Compensar	9.187	8.881
IRPJ e CSLL a Compensar	20.466	21.237
PIS e COFINS a Compensar	742	3.274
Outros Créditos a Compensar	521	3.071
Total	30.916	36.463
NÃO CIRCULANTE		
ICMS a Compensar*	25.589	13.756
IRRF a Compensar	49	49
INSS a Compensar	61	46
Outros Créditos a Compensar	2	1
Total	25.701	13.852

*A expectativa de realização dos valores registrados no não circulante é de 04 (quatro) anos conforme dispositivo legal estabelecido na Lei Complementar nº 87/96 que permite a constituição e respectiva fruição deste crédito tributário.

8. ESTOQUES

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2017	31/12/2016
Estoque de Operação	28.303	16.846
Total	28.303	16.846

Os saldos de estoques referem-se a materiais destinados à manutenção das operações, em processo de classificação, resíduos e sucatas e destinados à alienação, todos valorados a preço médio e deduzidos das provisões para perdas, quando aplicável.

9. OUTROS CRÉDITOS A RECEBER

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016
Programa RELUZ	9.1 / 33	1.028	1.028
Programa de Eficiência Energética - PEE	9.2	16.644	5.340
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	9.3	8.601	7.191
Adiantamento a Fornecedores		1.209	-
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9.4 / 33	5.877	11.262
Adiantamento a Empregados		2.614	5.690
Aluguel de Postes/Serviços Prestados		9.520	6.880
Cedência de Funcionários	33	34	282
Subvenção CDE - PLT	33	1.833	1.833
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.971/2015	33	-	19.048
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.361/2017	9.5 / 33	207.066	103.855
Serviço Próprio	9.6	23.137	-
Outros Devedores		13.942	5.936
Total		291.504	168.345
NÃO CIRCULANTE			
Títulos de Crédito a Receber		17	17
Depósitos Recursais - INSS e ISS		1.871	1.895
Total		1.888	1.912

9.1. Programa RELUZ

O valor de R\$1.028 (R\$1.028 em 31 de dezembro de 2016) refere-se ao Programa Nacional de Iluminação Pública Eficiente – RELUZ, a serem reembolsados pelas Prefeituras, que tem como objetivo promover a modernização e melhoria da eficiência energética do sistema de iluminação pública nos municípios, por meio da substituição dos equipamentos atuais por tecnologias mais eficientes, visando combater o desperdício de energia elétrica.

9.2. Programa de Eficiência Energética – PEE

O valor de R\$16.644 (R\$5.340 em 31 de dezembro de 2016) refere-se à aplicação dos recursos provenientes dos Programas de Eficiência Energética, que visam demonstrar à sociedade a importância e a viabilidade econômica de ações de combate ao desperdício de energia elétrica.

9.3. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

O valor de R\$8.601 (R\$7.191 em 31 de dezembro de 2016) refere-se a projetos de Pesquisa e Desenvolvimento destinados à capacitação e desenvolvimento tecnológico da Companhia, visando à geração de novos processos ou produtos, ou o aprimoramento de suas características.

9.4. Subvenção à Receita Baixa Renda – Tarifa Social

O valor de R\$5.877 (R\$11.262 em 31 de dezembro de 2016) refere-se ao resultado gerado entre os aumentos e reduções de receita decorrentes da classificação dos consumidores residenciais na subclasse baixa renda, conforme Resolução Normativa nº 472 de 24 de janeiro de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

9.5. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.361/2017

Valor referente à CDE, a ser repassado pela Eletrobras à CEEE-D, no período de competência de dezembro de 2017 a outubro de 2018, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme previsto no art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. (Vide nota explicativa nº 24).

9.6. Serviço Próprio

O valor de R\$ 23.137 refere-se aos gastos de pessoal, material, serviços de terceiros e outros, relativos aos serviços próprios em curso apurados pelo sistema de Ordem de Serviço – ODS, que serão transferidos na conclusão das ODS para as contas de Gastos Operacionais, nas subcontas adequadas.

10. ATIVO / PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL LÍQUIDO

O montante de R\$161.526 (R\$303.812 em 31 de dezembro de 2016) refere-se aos ativos e passivos financeiros decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados (Parcela A e outros componentes financeiros) que são incluídos na tarifa no início do ciclo tarifário, e aqueles que são efetivamente pagos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber sempre que os custos homologados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente pagos, ou uma obrigação quando os custos homologados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente pagos. Esses valores serão efetivamente liquidados por ocasião do próximo reajuste tarifário. Segue abaixo a composição do saldo do ativo financeiro setorial líquido: (Vide nota explicativa nº 1.2)

	Saldos em 31/12/2016	Constituição	Amortização	Atualização Monetária	Saldos em 31/12/2017
CVA Ativa	44.435	827.463	(525.281)	21.158	367.775
Energia Elétrica Comprada	19.339	747.708	(460.201)	16.297	323.143
Transporte Itaipu	1.217	22.755	(10.971)	228	13.229
Tarifa de Uso Sistema de Transmissão Rede Básica	2.147	56.525	(28.908)	1.430	31.194
Quota CDE	7.468	-	(9.657)	2.189	-
Proinfa	14.264	475	(15.544)	1.014	209
Demais Ativos Financeiros Setoriais	18.863	258.544	(125.339)	1.551	153.619
Neutralidade da Parcela A	12.878	71.995	(64.973)	1.551	21.451
Outros Componentes Financeiros	-	154.427	(50.158)	-	104.269
CVA 2016 Amortizar	-	26.773	(4.223)	-	22.550
Quotas de Custo e Energia - Proinfa	5.985	5.349	(5.985)	-	5.349
Total do Ativo	63.298	1.086.007	(650.620)	22.709	521.394
CVA Passiva	(288.868)	(622.776)	796.696	(23.071)	(138.019)
Energia Elétrica Comprada	(122.033)	(313.533)	451.811	(16.245)	-
Tarifa de Uso Sistema de Transmissão Rede Básica	(63)	-	424	(361)	-
Quota CDE	(91.607)	(28.732)	99.207	4.963	(16.169)
Quota ESS	(75.165)	(280.511)	245.254	(11.428)	(121.850)
Demais Passivos Financeiros Setoriais	(78.242)	(254.508)	111.758	(857)	(221.849)
Neutralidade da Parcela A	(8.049)	(51.573)	53.440	(857)	(7.039)
Outros Componentes Financeiros	(70.193)	(202.935)	58.318	-	(214.810)
Ultrapassagem Demanda	(3.960)	(8.165)	314	-	(11.811)
Excedente Reativos	(8.229)	(16.172)	-	-	(24.401)
Demais Componentes Financeiros	(58.004)	(178.598)	58.004	-	(178.598)
Total do Passivo	(367.110)	(877.284)	908.454	(23.928)	(359.868)
Ativo/(Passivo) Financeiro Setorial Líquido	(303.812)	208.723	257.834	(1.219)	161.526

11. DEPÓSITOS JUDICIAIS

O valor de R\$66.613 (R\$85.329 em 31 de dezembro de 2016) refere-se a depósitos judiciais de processos de natureza trabalhista e cível que não possuem perda provável. Os demais depósitos judiciais estão apresentados de forma dedutiva, retificando os saldos das Provisões para Contingências Passivas a que se referem. (Vide nota explicativa nº 22).

12. ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

A Administração entende que o acordo de concessão atende as condições para aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão, que orienta a Companhia sobre a forma de contabilização de concessões de serviços públicos a entidades privadas.

Foram considerados como ao alcance da ICPC 01 somente aqueles ativos exclusivamente a serviço da concessão e contemplados na Base de Remuneração Regulatória da Companhia. Os ativos administrativos e do apoio em geral, sobre os quais a Companhia não recebe remuneração e que são considerados como integrantes do contexto regulatório para fins de Revisão ou Reajuste Tarifário permanecem como ativo imobilizado ou intangível.

Com base na análise do Contrato de Concessão, a Administração entende que a indenização devida pelo Poder Concedente ao final da concessão representa um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro, e que a aplicação do modelo “bifurcado” é o que melhor representa o negócio de Distribuição de Energia Elétrica, abrangendo:

- a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão que deve ser classificada como ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e
- a parcela remanescente à determinação do ativo financeiro a amortizar no período da concessão, que deve ser classificada como ativo intangível em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, pelo consumo de energia pelos consumidores.

A partir da Medida Provisória nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/13, a Companhia confirmou o entendimento de que o Valor Novo de Reposição – VNR deverá ser utilizado pelo Poder Concedente para o pagamento de indenização dos ativos não amortizados de distribuição. O saldo do seu ativo financeiro com base no valor novo de reposição depreciado foi ajustado utilizando-se a Base de Remuneração Regulatória – BRR, aprovada na Revisão Tarifária de 2016 através da Nota Técnica ANEEL nº 371 de 11/11/2016.

Tendo em vista o 4º Termo aditivo do contrato de concessão 081/1999 de 09 de dezembro de 2015 que prorrogou a concessão até 07 de julho de 2045 e considerando as normas estabelecidas no ICPC 01, foi adotado o procedimento de bifurcação pelo prazo de 360 meses, sendo que os valores a serem depreciados até o término do referido prazo foram apropriados no Ativo Intangível da Concessão e o montante excedente classificado no Ativo Financeiro da Concessão sujeito a posterior indenização.

A movimentação dos bens do Ativo Financeiro da concessão, está demonstrada a seguir:

	Ativo Financeiro 31/12/2017	Ativo Financeiro 31/12/2016
Saldo inicial	469.387	472.579
Adições	118.574	227.441
Atualização	4.522	3.591
Baixas	(7)	-
Transferências	(39.302)	-
Amortização	-	-
Outros	(79)	(234.224)
Saldo final	553.095	469.387

12.1. Bens vinculados à concessão

De acordo com os artigos 63º e 64º do Decreto nº 41.019, de 26/02/1957, os bens e instalações utilizados na distribuição e comercialização, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 691/2015 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do serviço público de energia elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

12.2. Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

A partir de 01/01/2007, as obrigações vinculadas passaram a ser controladas conforme determina o Despacho ANEEL nº 3.073, de 28/12/2006, e Ofícios Circulares ANEEL nº 236, nº 296 e nº 1.314, de 08/02/2007, 15/02/2007 e 27/06/2007, respectivamente. As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

As obrigações especiais estão sendo amortizadas às mesmas taxas de amortização dos bens que compõem a infraestrutura a partir do segundo ciclo de revisão tarifária periódica (outubro de 2008).

Ao final da concessão o valor residual das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro indenizável.

12.3. Valor Recuperável do Ativo da Concessão

Em 31 de dezembro de 2017, o valor dos Ativos Vinculados à Concessão totaliza R\$ 2.195.854 (em 31 de dezembro de 2016 R\$ 2.207.958). Os ativos da concessão são examinados periodicamente para verificar se existem indicações de que eles estejam registrados contabilmente por um valor superior àquele passível de ser recuperado por uso ou por venda.

Para fins de análise do valor de recuperação dos ativos, são observadas todas as alterações adversas ao ambiente empresarial ou regulatório, assim como o seu desempenho, considerando as seguintes particularidades do setor de energia elétrica:

- I) As atividades desenvolvidas são suportadas por um contrato de concessão que tem como objetivo, dentre outros, assegurar o equilíbrio econômico e financeiro da concessão.
- II) As tarifas devem cobrir os custos necessários ao desenvolvimento das atividades, desde que assegurado o adequado nível de eficiência e a acuracidade das informações contábeis e financeiras.
- III) Custos extraordinários e relevantes e eventuais desajustes econômicos serão objeto de revisão tarifária.
- IV) O contrato de concessão ou permissão é de longo prazo, o que viabiliza melhor planejamento das atividades.
- V) As taxas de depreciação estão em conformidade com o que determina o órgão regulador, levando em consideração a vida útil econômica e estimada dos bens.
- VI) Ao término da concessão, os bens retornarão à União, sendo a Companhia devidamente ressarcida pelo valor desses bens, determinado conforme normas específicas estabelecidas pela legislação aplicável.

A Companhia apurou, ao final do exercício, o valor recuperável de seus ativos e concluiu que não existem perdas a serem reconhecidas tendo em vista os seguintes elementos: as ações do Plano de Ajuste Estrutural e os investimentos prudentes que estão sendo realizados de modo a incrementar a Base de Remuneração Regulatória.

13. BENS E DIREITOS



Os saldos compõem-se de:

	31/12/2017	31/12/2016
Bens de Uso Futuro e Bens de Renda	57.845	57.845
(-) Amortização Acumulada	(15.388)	(15.388)
	<u>42.457</u>	<u>42.457</u>

13.1. Ativo Não Circulante Mantido para Venda

Refere-se ao custo dos terrenos e edificações que se encontram sem utilização e que serão alienados conforme planos da Companhia. Contempla também as florestas de propriedade da Companhia no montante de R\$38.996, que antes eram classificadas como Ativo Biológico, atendendo aos pré-requisitos do CPC 29/IAS 41.

13.2. Bens de Uso Futuro e Bens de Renda

Refere-se a imóveis e bens destinados à futura utilização pela Companhia no serviço concedido e a bens mantidos para obtenção de renda.

14. IMOBILIZADO

	31/12/2015	Adições	Baixas	Transferências	Outros	31/12/2016	Adições	Baixas	Transferências	Outros	31/12/2017
Custo											
Terrenos.....	3.318	-	-	5.264	-	8.582	-	(3.952)	-	-	4.630
Edificações.....	11.638	-	-	50.355	-	61.993	-	(39.968)	-	-	22.025
Máquinas e Equipamentos.....	24.337	-	(154)	42.020	(30)	66.173	-	(3.760)	104	-	62.517
Veículos.....	47.432	-	(76)	420	-	47.776	-	(16)	-	-	47.760
Móveis e Utensílios.....	6.585	-	(43)	113	1	6.656	-	(4)	-	-	6.652
	93.310	-	(273)	98.172	(29)	191.180	-	(47.700)	104	-	143.584
Depreciação											
Edificações.....	(9.938)	(152)	-	(44.137)	-	(54.227)	(413)	33.444	-	-	(21.196)
Máquinas e Equipamentos.....	(19.539)	(2.456)	144	(8.526)	(387)	(30.764)	(5.378)	832	3	-	(35.307)
Veículos.....	(39.719)	(1.098)	86	769	(10)	(39.972)	(1.329)	-	-	-	(41.301)
Móveis e Utensílios.....	(5.233)	(99)	81	119	(35)	(5.167)	(186)	2	-	-	(5.351)
	(74.429)	(3.805)	311	(51.775)	(432)	(130.130)	(7.306)	34.278	3	-	(103.155)
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)											
Fora do Escopo da Concessionária.....	190.875	(343.230)	(101.918)	391.510	(120.173)	17.064	-	-	-	-	17.064
Depreciação.....	(162.680)	(20.772)	12.443	56.440	102.424	(12.145)	(163)	-	-	-	(12.308)
	28.195	(364.002)	(89.475)	447.950	(17.749)	4.919	(163)	-	-	-	4.756
Total do Imobilizado em Serviço	47.076	(367.807)	(89.437)	494.285	(18.210)	65.969	(7.469)	(13.423)	108	-	45.185
Total do Imobilizado em Curso	121.600	426.979	6.896	(494.347)	38.651	99.779	52.598	-	(104)	-	152.273
Total do Ativo Imobilizado	168.676	59.172	(82.541)	-	20.441	165.748	59.172	(82.541)	-	20.441	197.458

O Ativo Imobilizado da Companhia é composto por bens administrativos, veículos e móveis e utensílios, não sendo os mesmos objetos do contrato de concessão e, por consequência, não abrangidos pela aplicação do ICPC 01 / IFRIC 12 (Contratos de Concessão). Estes ativos são adquiridos já fabricados e entram em operação tão logo sejam recebidos pela Companhia, de forma que seu registro contábil não contempla valores relativos à Rateio de Custo da Administração Central ou Juros de Obra em Andamento.

O Ativo Imobilizado em Curso no montante de R\$152.273 (R\$99.779 em 31 de dezembro 2016) é composto por valores registrados das obras em andamento e por materiais armazenados que ainda não entraram em operação, os quais perfazem o montante de R\$81.040, que não compõem o escopo do ICPC01/IFRIC12 (Contratos de Concessão).

A alteração das taxas anuais de depreciação estabelecidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 474, de 07 de fevereiro de 2012, reduziu a taxa média de depreciação de 4,13% para 3,75% ao ano.

15. INTANGÍVEL

	Softwares	Ativo Intangível da Concessão	Total
Custo			
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	103.112	3.172.524	3.275.636
Aquisições	11.268	-	11.268
Baixas	(26.289)	(67.270)	(93.559)
Transferência do Ativo Financeiro	-	39.302	39.302
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	88.091	3.144.556	3.232.647
Amortização e perdas por redução do valor recuperável			
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	(18.891)	(1.433.954)	(1.452.845)
Amortização do Período	(5.633)	(109.473)	(115.106)
Baixas	1.578	41.630	43.208
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	(22.946)	(1.501.797)	(1.524.743)
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	84.221	1.738.570	1.822.791
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	65.145	1.642.759	1.707.904

Intangível da Concessão

O intangível da concessão é composto pelos valores dos serviços de construção e melhorias da infraestrutura a serviço da concessão, líquidos de amortização, e que serão recebidos pela Companhia através da cobrança dos usuários do serviço na tarifa de energia elétrica.

A agência reguladora ANEEL é responsável por estabelecer a vida útil-econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, para efeitos de determinação da tarifa, bem como para apuração do valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável/adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens.

A Companhia amortiza o ativo intangível de uma forma não linear, respeitando a vida útil definida pelo órgão regulador para cada bem integrante da infraestrutura ao alcance da ICPC 01. O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como ativo financeiro (vide nota explicativa nº 13), pois será recuperado através de indenização.

Softwares

São licenças de direito de propriedade intelectual, constituídos por gastos realizados com a aquisição das licenças e demais gastos com serviços complementares à utilização produtiva de softwares. Tais itens são amortizados linearmente, por um período de 05 anos.

16. FORNECEDORES

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	31/12/2017	31/12/2016
Encargos de Uso da Rede	61.455	23.799
Energia Elétrica Comprada para Revenda	191.427	226.405
PROINFA - Programa de Incentivos às Fontes Alternativas.....	67.663	-
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 02/2015 a 06/2015	42.234	-
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 11/2016 a 11/2017	9.656	-
Materiais e Serviços	96.657	123.222
Energia de Curto Prazo - CCEE	119.016	51.330
Retenção Contratual	15.684	16.440
Total	603.792	441.196
NÃO CIRCULANTE		
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 02/2015 a 06/2015	157.353	191.057
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 11/2016 a 11/2017	412.114	-
Total	569.467	191.057

16.1. Repactuação de Dívida – PROINFA

O saldo de R\$67.663 em 31 de dezembro de 2017 no Passivo Circulante refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida do Programa de Incentivos às Fontes de Energia Alternativa celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras. O valor repactuado é de R\$ 66.554 referentes às faturas inadimplidas no período de 20/12/2016 a 10/11/2017 e estabelece os juros remuneratórios de 1% (um por cento) ao mês, calculados *pro rata die*. A amortização acontece em 12 (doze) meses com início em 30/12/2017, sendo seu vencimento todo dia 30 de cada mês.

16.2. Repactuação de Dívida – Itaipu

16.2.1 Repactuação de Dívida Itaipu – Período de 02/2015 a 30/06/2015

O saldo de R\$42.234 no Passivo Circulante e R\$157.353 no Passivo Não Circulante (R\$191.057 em 31 de dezembro de 2016), refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida do Repasse de Itaipu celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras. O valor repactuado é de U\$57.539 referentes às faturas inadimplidas no período de 20/02/2015 a 30/06/2015 e estabelece os juros remuneratórios de 1% (um por cento) ao mês, calculados *pro rata die*. A amortização ocorre em 60 (sessenta) meses, a contar após o período de carência de 24 (vinte e quatro) meses, nos quais serão pagos apenas os encargos sobre o saldo devedor.

16.2.2 Repactuação de Dívida Itaipu – Período de 11/2016 a 11/2017

O saldo de R\$ 9.656 no passivo circulante e R\$412.114 No Passivo Não Circulante, refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida do Repasse de Itaipu celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras. O valor repactuado é de U\$125.781, referentes às faturas inadimplidas no período de 20/11/2016 a 20/11/2017 e estabelece os juros remuneratórios de 1% (um por cento) ao mês, calculados *pro rata die*. A amortização será realizada com as 12 (doze) parcelas iniciais no valor de US\$ 100 (cem mil dólares americanos) cada e as 48 (quarenta e oito) parcelas restantes no valor de US\$2.595 (dois milhões quinhentos e noventa e cinco mil dólares americanos) cada, tendo início em 30/12/2017, com vencimento no dia 30 de cada mês.

17. OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2017	31/12/2016
Provisão para Férias, 13 º Salário, Gratificações e Encargos Sociais	41.181	31.527
Retenções sobre a Folha de Pagamento	33.137	30.781
Total	74.318	62.308

O valor de R\$33.137 (R\$30.781 em 31 de dezembro de 2016) refere-se à folha de pagamento, consignações em favor de terceiros (diversas Entidades de Classe, como a Associação dos Funcionários das Companhias e Empresas de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul - AFCEEE, Sindicato dos Eletricistas do Rio Grande do Sul - SENERGISUL e a Fundação CEEE de Seguridade Social - ELETROCEEE) e tributos e contribuições sociais retidos na fonte.

18. OBRIGAÇÕES FISCAIS

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	31/12/2017	31/12/2016
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	379.089	106.036
Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ	-	125
Parcelamento PIS / COFINS	45.067	60.627
Parcelamento ICMS	34.211	104.307
IRRF - Imposto de Renda Retido na Fonte	25.926	-
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido - CSLL	217	61
Contribuição ao Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	3.345	19
Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS	29.463	71.053
Contribuição ao Programa de Integração Social - PIS	6.357	13.937
Outros	4.677	2.107
Total	528.352	358.272
NÃO CIRCULANTE		
Parcelamento PIS / COFINS	29.793	209.129
Parcelamento ICMS	66.570	66.289
Total	96.363	275.418

18.1. Parcelamentos PIS/COFINS – PGFN

O valor de R\$13.635 no passivo circulante e R\$19.316 no passivo não circulante referem-se aos parcelamentos, junto a Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional, das competências de junho/14 a outubro/14 do PIS e da COFINS em função do inadimplemento das mesmas. O montante acordado na data de adesão era de R\$ 52.475 e será pago em 60 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidadas 31 (trinta e uma) parcelas.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
22/08/2014	Parcelamento Lei nº 12.996/14 - REFIS DA COPA	52.475
31/12/2017	Atualização até 31/12/2017	11.933
31/12/2017	Parcelas Pagas até 31/12/2017	(31.457)
	Saldo a Pagar	32.951
CIRCULANTE		13.635
NÃO CIRCULANTE		19.316
Total		32.951

18.2. Parcelamento PRT – MP nº 766/2017

A Concessionária efetuou, em maio de 2017, o parcelamento das contribuições do PIS e da COFINS vencidas até 30/11/16, nos termos da MP nº 766/2017. O saldo devedor era de R\$ 248.848, sendo repactuado pelo valor de R\$ 59.723, parcelado em 24 (vinte e quatro) prestações mensais e consecutivas, corrigidas mensalmente pela taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC, já tendo sido liquidadas 8 (oito) parcelas.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
12/05/2017	Parcelamento PRT - MP 766/2017	248.848
12/05/2017	Amortização BN CSLL e PJ IRPJ	(189.125)
31/12/2017	Atualização até 31/12/2017	2.662
31/12/2017	Parcelas Pagas até 31/12/2017	(20.476)
	Saldo a Pagar	41.909
CIRCULANTE		31.432
NÃO CIRCULANTE		10.477
Total		41.909

O PRT permitiu a liquidação de débitos federais vencidos até 30 de novembro de 2016, oferecendo grande oportunidade ao contribuinte de adimplir entre 80% e 76% da dívida com créditos de prejuízo fiscal e base

negativa da CSLL. No que se refere a estes créditos, a Companhia só conseguiria utilizá-los em caso de lucros tributários futuros, trazendo a possibilidade de amortização atual aos débitos parcelados ou ainda, inadimplidos.

18.3. Parcelamento PERT – MP nº 783/2017

A Concessionária efetuou, em agosto de 2017, a migração do parcelamento firmado nos termos da Lei nº 12.996/14 e do parcelamento ordinário existente, para o Programa Especial de Regularização Tributária – PERT, nos termos da MP nº 783/2017. O saldo devedor dos parcelamentos citados era de R\$ 166.812, o qual foi amortizado com créditos fiscais de prejuízo fiscal do IRPJ e base negativa da CSLL na importância de R\$ 133.450. O saldo devedor remanescente no valor de R\$ 33.362, foi repactuado e parcelado em 5 (cinco) prestações mensais e consecutivas, corrigidas mensalmente pela taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC, sendo que a última parcela foi liquidada no mês de dezembro/17, restando liquidado tal parcelamento.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
16/08/2017	Parcelamento PERT - MP 783/2017	166.812
16/08/2017	Amortização BN CSLL e PJ IRPJ	(133.450)
31/12/2017	Atualização até 31/12/2017	519
31/12/2017	Parcelas pagas até 31/12/2017	(33.881)
CIRCULANTE		-
NÃO CIRCULANTE		-
Total		-

18.4. Parcelamento Estadual – ICMS

18.4.1 Parcelamento Estadual – ICMS – Programa “Refaz 2017”

A Concessionária efetuou, em novembro de 2015, parcelamento junto à Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do SUL – SEFAZ/RS, nos termos do Decreto nº 52.532/2015 (Programa “Refaz 2015”). A Companhia efetuou, em março de 2017, a repactuação administrativa nos termos do Decreto nº 53.417/2017 (Programa “Refaz 2017”). O saldo devedor era de R\$ 79.461, o qual foi repactuado pelo valor de R\$ 70.735, em 89 (oitenta e nove) prestações mensais e consecutivas, sendo a primeira no valor de R\$ 9.655 e as demais no valor de R\$ 694, corrigidas mensalmente pela taxa SELIC. A Companhia realizou a liquidação de tal parcelamento, antecipadamente, nos meses de outubro/17 e novembro/17, com descontos.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
13/03/2017	Parcelamento ICMS - “Refaz 2017”	79.461
13/03/2017	Desconto - “Refaz 2017”	(8.726)
30/11/2017	Atualização até 30/11/2017	2.499
30/11/2017	Parcelas pagas até 30/11/2017	(73.234)
	Saldo a Pagar	-
CIRCULANTE		-
NÃO CIRCULANTE		-
Total		-

18.4.2 Parcelamentos Ordinários Estaduais – ICMS

A Concessionária, em março de 2017, realizou repactuação de parcelamentos junto à Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do SUL – SEFAZ/RS referente aos Autos de Lançamentos ICMS nºs 0037279394, 0038187647, 0038526719 e 0036858099 decorrentes de inadimplência de ICMS corrente, vencidos nas competências agosto/2016, setembro/16, novembro/16 e dezembro/2016. O montante acordado na data de

adesão era de R\$ 108.789 e será pago em 59 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidada 10 (dez) parcelas.

A tabela a seguir o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
23/03/2017	Parcelamento Ordinário ICMS	108.789
31/12/2017	Atualização até 31/12/2017	5.265
31/12/2017	Parcelas Pagas até 31/12/2017	(25.121)
	Saldo a Pagar	88.933
CIRCULANTE		22.364
NÃO CIRCULANTE		66.569
Total		88.933

18.4.3 Parcelamentos Ordinários Estaduais – ICMS

A Concessionária, no mês de março de 2017, realizou parcelamento junto à Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do SUL – SEFAZ/RS referente ao Auto de Lançamento ICMS nºs 0038926466 decorrente de inadimplência de ICMS corrente, vencido na competência janeiro/2017. O montante acordado na data de adesão era de R\$ 66.308 e será pago em 12 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidada 10 (dez) parcelas.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
23/03/2017	Parcelamento Ordinário ICMS	66.308
31/12/2017	Atualização até 31/12/2017	3.222
31/12/2017	Parcelas Pagas até 31/12/2017	(57.683)
	Saldo a Pagar	11.847
CIRCULANTE		11.847
		11.847

19. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES

Os saldos compõem-se de:

19.1. Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

CREDOR	31/12/2017							
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
MOEDA NACIONAL								
ELETRÓBRAS	RGR	5% a 7,5%	2025	02	92	4.465	15.642	20.199
Consumidores	-	-	-	-	-	5.572	9	5.581
TOTAL MOEDA NACIONAL					92	10.037	15.651	25.780
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	2.876	10.080	269.150	282.107
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2036	01	1.948	11.673	276.267	289.888
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					4.825	21.753	545.417	571.995
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					4.917	31.790	561.068	597.775
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					4.917	31.790	561.068	597.775

CREDOR	31/12/2016							
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
MOEDA NACIONAL								
ELETRÓBRAS	RGR	5% a 7,5%	2025	02	-	4.121	19.763	23.884
Consumidores	-	-	-	-	-	6.092	9	6.101
TOTAL MOEDA NACIONAL					-	10.213	19.772	29.985
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	1.117	9.932	188.695	199.744
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2036	01	1.143	11.500	218.501	231.144
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					2.260	21.432	407.196	430.888
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					2.260	31.645	426.968	460.873
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					2.260	31.645	426.968	460.873

CÓDIGOS DAS GARANTIAS E/OU FIANÇAS

01 - Governo Federal e Governo Estadual
02 - Procuração para Acesso em Conta Corrente
03 - Penhor de Duplicatas
04 - Percentual de Recebíveis da Distribuição

19.1.1. Variação dos Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

A mutação dos empréstimos, financiamentos e Outras Captações são a seguinte:

	Moeda Nacional		Moeda Estrangeira		TOTAL
	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	
SalDOS em 01 de Janeiro de 2016.....	4.953	23.893	-	451.071	479.918
Ingressos.....	11.433	-	-	53.862	65.296
Encargos.....	1.353	-	18.705	-	20.058
Variação Monetária.....	-	-	109	(76.415)	(76.306)
Transferências.....	4.121	(4.121)	21.323	(21.323)	-
Taxa Administração.....	501	-	-	-	501
Amortizações e Pagamentos de juros.....	(12.149)	-	(16.444)	-	(28.592)
SalDOS em 31 de Dezembro 2016.....	10.213	19.772	23.692	407.196	460.874
Ingressos.....	4	-	-	151.988	151.992
Encargos.....	1.100	-	16.871	-	17.971
Variação Monetária.....	-	-	393	7.067	7.459
Transferências.....	4.121	(4.121)	20.834	(20.834)	0
Taxa Administração.....	421	-	-	-	421
Amortizações do Principal.....	(3.778)	-	(20.745)	-	(24.523)
Amortizações de Encargos.....	(1.953)	-	(14.468)	-	(16.421)
SalDOS em 31 de Dezembro 2017.....	10.129	15.651	26.577	545.417	597.775

19.2. Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID e Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD

Em 19 de setembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº 2700/OC-BR entre a CEEE-D e o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS Distribuição (Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de Abrangência do Grupo CEEE –D) no valor de US\$218.015. O valor do financiamento concedido pelo BID é de US\$130.557, sendo que a primeira parcela de desembolso foi recebida em 22 de novembro de 2012, no valor de US\$10.175.

Em 26 de setembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº CBR 1015, entre a CEEE-D e a Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD, no montante de US\$87.458, sendo que a liberação da primeira parcela ocorreu em 04 de dezembro de 2012, no montante de US\$24.383.

Os contratos de financiamentos com BID e AFD possuem garantia da República Federativa do Brasil e do Estado do Rio Grande do Sul, nos termos dos contratos de garantia assinados em 19 de setembro de 2012 e 26 de setembro de 2012, assim respectivamente.

Durante o prazo de execução do projeto, os contratos prevêem o monitoramento da margem EBITDA da Companhia. Na hipótese da margem EBITDA se mostrar inferior aos limites originalmente previstos, a CEEE-D deve apresentar um plano de ação às instituições financeiras, identificando as causas dos desvios, as medidas de gestão ou as medidas financeiras a serem adotadas e seu respectivo cronograma.

A Companhia encaminhou o seu Plano de Ajuste Estrutural para os organismos internacionais (BID/AFD) os quais vêm monitorando o status da evolução das ações da Administração.

Até 31 de dezembro de 2016 foi liberado o valor de US\$70.572 que corresponde à R\$186.103 referente ao BID e US\$60.945 que corresponde à R\$149.959 referente ao AFD. No ano de 2017 foi liberado o valor de US\$26.513 que corresponde à R\$86.988 referente ao BID e US\$20.000 que corresponde à R\$65.000 referente ao AFD.

19.3. Cronograma das Parcelas de Longo Prazo

As parcelas de Longo Prazo dos Empréstimos e Financiamentos vencem como segue:

PRINCIPAL

	31/12/2017	31/12/2016
2018	-	27.005
2019	33.334	26.827
2020	32.058	26.209
2021	32.058	27.721
Após 2021	463.618	319.206
	<u>561.068</u>	<u>426.968</u>

19.4. Composição do Saldo da Dívida por Indexador

Demonstrativo de Composição do Saldo da Dívida por Indexador:

MOEDA / INDEXADOR	31/12/2017	31/12/2016
RGR*	3,34%	4,63%
Dólar US\$.....	96,66%	95,37%
	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>

*A sigla RGR identifica os contratos financiados com os créditos da Reserva Global de Reversão. Sobre os valores contratados incidem juros de 5% a.a e taxa de administração.

20. PROVISÃO PARA BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

A Companhia, através da Fundação CEEE de Seguridade Social – ELETROCEEE, concede aos seus empregados os planos de previdência complementar, denominados CEEEPREV e Plano Único, este último fechado para novas adesões. Mantém também a obrigação do pagamento de aposentadoria a ex-autárquicos e a obrigação de complementação de aposentadoria a ex-empregados desligados por aposentadoria incentivada – CTP.

A Companhia registra seu passivo atuarial com base em laudos emitidos por atuários independentes, sendo que o passivo referente ao Plano CEEEPREV e Plano Único é composto pelo valor presente da obrigação na data do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano e considera o contrato de dívida SF Nº 1254/95 firmado junto a Fundação CEEE.

O contrato SF Nº 1254/95 refere-se a contribuições passadas inadimplidas, cuja renegociação foi efetuada em maio de 2013, estabelecendo uma carência até junho de 2018, tendo o reinício dos pagamentos das amortizações do valor de principal a partir de julho de 2018, com término previsto para maio de 2031. Durante o período de carência a Companhia realiza o pagamento referente à atualização monetária e aos juros mensais.

Os saldos registrados no passivo compõem-se de:

CIRCULANTE	Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP		114	39
Contribuição Patrocinadora - Plano Único.....	33	40.806	974
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - Plano Único		2.361	-
Contribuição Patrocinadora - CEEEPREV.....	33	51.297	9.032
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - CEEEPREV.....		2.530	-
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA		144.669	84.707
		<u>241.777</u>	<u>94.752</u>
NÃO CIRCULANTE			
Provisão Plano Único		42.586	82.922
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - Plano Único	33	50.252	52.613
Provisão Plano CEEEPREV.....	33	310.881	329.242
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - CEEEPREV		53.862	56.393
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA		333.432	444.543
		<u>791.014</u>	<u>965.713</u>
Total		<u>1.032.791</u>	<u>1.060.465</u>

20.1. Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada – CTP

Em decorrência de acordo coletivo de trabalho, a Companhia é responsável pelo pagamento do benefício de complementação de aposentadoria por tempo de serviço que tenha sido concedida pela Previdência Oficial ao participante regularmente inscrito na Fundação ELETROCEEE e que ainda não tenha cumprido todos os requisitos para a sua fruição, ocasião em que o ex-empregado será definitivamente aposentado pela Fundação. Desta forma, a Companhia, provisionou os valores integrais dos compromissos futuros relativos a estas complementações salariais, considerando o prazo médio de pagamento destes benefícios, ajustados a valor presente, incluindo as contribuições à Fundação.

20.2. Planos de Benefícios CEEEPREV

O CEEEPREV é um plano com características de contribuição definida, exceto no que se refere aos benefícios de risco e à parte dos benefícios saldados.

O benefício saldato é um benefício vitalício proporcionado a uma parcela de participantes do CEEEPREV que migraram do Plano Único. É o valor calculado no momento dessa migração, com base em Nota Técnica Atuarial e atualizado pelo Índice de Reajuste do Plano, tendo como finalidade preservar os direitos já acumulados dos ex-participantes do Plano Único, o qual tem características de plano de benefício definido.

Os benefícios do CEEEPREV são acessíveis a todos os empregados da categoria CLT da Companhia, onde esta efetua contribuições de forma conjunta com seus empregados. O Plano CEEEPREV é viabilizado também por uma contribuição suplementar de amortização de responsabilidade da patrocinadora do plano, na forma da lei, denominada Reserva a Amortizar.

Em 2014, houve a implantação das alterações regulamentares do plano CEEEPREV, aprovadas pela Portaria nº 213/2014. As alterações contemplaram a recomposição dos Benefícios Saldado e Referencial dos participantes que migraram do Plano Único, atribuindo a estes, o crescimento de 3% ao ano de novembro de 2002 até a data em que o empregado completar as carências para a aposentadoria normal (55 anos de idade e 10 anos de contribuição) ou até a data em que se desvinculou da patrocinadora, o que ocorrer primeiro.

20.3. Plano Único

O Plano Único tem modalidade de benefício definido e encontra-se fechado para novas adesões de participantes desde 02 de setembro de 2002. Este plano recebe contribuições paritárias entre patrocinadora e empregados.

Por imposição da Constituição Brasileira, em conformidade com toda a legislação infraconstitucional de regência, e, com fundamento nas normas administrativas previdenciárias do Brasil, a Companhia, na condição de patrocinadora de Plano de Benefício Definido para seus funcionários – Plano Único decidiu reconhecer os eventuais déficits atuariais na forma paritária.

A Lei Complementar nº 108/2001 disciplina, nos termos de seu artigo 1º, a relação entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios, inclusive no tocante às Sociedades de Economia Mista, enquanto patrocinadoras de entidades fechadas de previdência complementar. Nessa esteira, o Parágrafo 1º, artigo 6º da referida Lei determina que “A contribuição normal do patrocinador para plano de benefício definido, em hipótese alguma, excederá a do participante, observado o disposto no artigo 5º da Emenda Constitucional nº 20, de 15 de dezembro de 1998, e as regras específicas emanadas do órgão regulador e fiscalizador”. Ainda é vedado ao patrocinador, pelo Parágrafo 3º, da mesma Lei Complementar, assumir encargos adicionais para financiamento dos planos de benefício, além daqueles previstos nos respectivos planos de custeio.

Diante desse arcabouço legal, considerando que o Regulamento do Plano Único prescreve que as eventuais insuficiências (déficits) serão equacionadas conforme a legislação aplicável, e, na medida em que a Resolução do Conselho Gestor de Previdência Complementar – CGPC Nº 26/2008 determina em seu art. 29º que “O

resultado deficitário apurado no plano de benefícios deverá ser equacionado por participantes, assistidos e patrocinadores, observada a proporção contributiva em relação às contribuições normais vigentes no período em que for apurado o resultado, estabelecendo-se os montantes de cobertura atribuíveis aos patrocinadores, de um lado, e aos participantes e assistidos, de outro, sem prejuízo de ação regressiva contra dirigentes ou terceiros que tenham dado causa a dano ou prejuízo ao plano de benefícios administrado pela EFPC”, a Companhia, na qualidade de empresa de economia mista patrocinadora do Plano Único, pelo conteúdo do ordenamento legal brasileiro, não pode exceder a paridade contributiva em caso de equacionamento de déficit eventualmente apurado. Nessa esteira, considerando a natureza societária da Companhia (S/A Economia Mista) e a responsabilidade de seus administradores na condição de gestores públicos, o passivo do Plano Único é reconhecido na proporção paritária, em aderência as manifestações pretéritas exaradas pelo Tribunal de Contas do Estado do Rio Grande do Sul.

Dado esse contexto, a Companhia efetuou consulta formal à Comissão de Valores Mobiliários - CVM, na data de 28 de novembro de 2013, questionando o adequado tratamento contábil e recebeu, por intermédio do Ofício 189/2016/CVM/SEP/GEA-5 da datado de 5 de setembro de 2016, na qual a CVM expressa a posição de que não haveria óbice em relação ao procedimento adotado pelas patrocinadoras de reconhecer o déficit atuarial de forma paritária.

Ainda, conforme conteúdo do Memorando nº 11/2016-CVM/SNC/GNC, de 19 de maio de 2016, a SNC/CVM já expôs que: *“Conclusão: Com base em todo exposto, esta SNC ratifica posicionamento favorável ao procedimento adotado pelas patrocinadoras de reconhecer o déficit atuarial de forma paritária, e que os fundamentos para tal entendimento, conforme já mencionado, são os mesmos devidamente esclarecidos no MEMO SNC/GNC/Nº 001/14. Quanto aos requisitos para o cálculo do déficit atuarial, reafirmamos que eles devem estar de acordo com o estabelecido nas disposições sobre Reconhecimento e Mensuração de Plano de Benefício Definido, contidas no CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados.”*

20.4. Provisão para Complementação de Aposentadoria - Ex-Autárquicos - Lei Estadual nº 3.096/56 - EXA

Esta provisão, registrada conforme o cálculo atuarial refere-se ao compromisso da Companhia com empregados denominados ex-autárquicos aposentados, remanescentes da antiga Comissão Estadual de Energia Elétrica, autarquia que foi sucedida pela Companhia Estadual Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, por força da Lei Estadual nº 4.136/61.

Entre as vantagens adquiridas por esses servidores encontra-se o direito de reajuste dos proventos de aposentadoria na proporção de 70% do aumento que os servidores da ativa possuíam. Este percentual é denominado complementação. Adicionalmente, suplementa-se o que já fora revisado com mais 30% de modo a assegurar aos ex-autárquicos a integralidade dos proventos em relação ao que percebiam os ativos, por imposição da Lei Estadual Nº 3.096, de 31 de dezembro de 1956.

Assim, essa é uma obrigação não gerenciável pela Companhia, que se deriva da sua constituição originária, sendo um compromisso previdenciário pós-emprego de caráter vitalício e com benefícios definidos, sendo assumido pela Companhia o pagamento integral destes proventos.

No início do exercício de 2012, a Companhia obteve o direito de receber da União R\$1,8 bilhões pelo pagamento dessas obrigações, sendo que o recebimento desse direito comportou os exercícios de 1981 até fevereiro de 1993, nos termos do processo de liquidação judicial Nº 2006.71.00.047783-2 – Conta de Resultados a Compensar – CRC, originado da ação ordinária nº 93.00.02153-2 (Vide nota explicativa nº 10)

No final do exercício de 2014, considerando a completude e o esgotamento de todos os elementos referentes à 1ª ação de cobrança, a Companhia interpôs contra União e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, uma nova ação (Processo Judicial Nº 0002230-10.2015.4.01.3400), de natureza declaratória, cumulada com pedido indenizatório, requerendo a indenização dos valores despendidos após o exercício de 1993 até os dias atuais, a serem quantificados em liquidação de sentença.

20.5. Premissas Utilizadas para o Cálculo do Passivo e das Projeções

As premissas atuariais e hipóteses econômicas adotadas são as requeridas pelos padrões do Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1) e foram as seguintes:

PREMISSAS ATUARIAIS ADOTADAS	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD
Taxa para desconto da obrigação atuarial	5,30% a.a.	5,34% a.a.	5,12% a.a.	5,39% a.a.
Taxa de retorno esperado dos ativos - taxa real	5,30% a.a.	5,34% a.a.	5,12% a.a.	5,39% a.a.
Taxa crescimento salarial futuro - taxa real	2,01% a.a.	N/A	N/A	2,01% a.a.
Expectativa de Inflação	4,5% a.a.	4,5% a.a.	4,5% a.a.	4,5% a.a.
Fator de capacidade dos Salários	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Fator de capacidade dos Benefícios do Plano	96,71%	100,00%	100,00%	96,71%
Tábua de Mortalidade Geral	AT-83 male	UP-94 male Agravada em 10%	UP-94 male Agravada em 10%	AT-2000 male
Tábua de Mortalidade dos Inválidos	AT-49 male	N/A	N/A	AT-83 male
Tábua de Entrada em Invalidez	Light-Média	N/A	N/A	Light-Média
Tábua de Rotatividade	N/A	N/A	N/A	N/A
Composição Familiar	Hx Fundação CEEE	N/A	N/A	Hx Fundação CEEE

Quanto às taxas de desconto, a Companhia observa os princípios estabelecidos na CVM 695/12. Assim, são consideradas as taxas de juros dos títulos do Tesouro Nacional (NTN-B) que tenham vencimentos próximos dos prazos dos fluxos futuros esperados das obrigações com os participantes ativos e assistidos de cada plano ou compromisso.

A taxa esperada do retorno dos ativos do plano foi considerada a mesma taxa de desconto atuarial, conforme as regras reconhecidas pelo Pronunciamento CPC 33 (R1).

20.6. Resultados da Avaliação Atuarial

A avaliação atuarial dos benefícios pós-emprego relativa aos planos e compromissos da Companhia, foi realizada por consultoria atuarial, apresentando os seguintes resultados:

	2017					2016				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
CONCiliação DOS SALDOS DO VALOR PRESENTE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL										
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	(1.167.124)	(39)	(529.250)	(1.350.063)	(3.046.476)	(1.006.488)	(34)	(536.401)	(1.066.748)	(2.609.671)
Custo do serviço corrente	(365)	-	-	(8.431)	(8.795)	(624)	-	-	(8.360)	(8.984)
Custo de juros	(117.162)	(4)	(53.010)	(136.796)	(306.972)	(131.557)	(5)	(70.795)	(150.948)	(353.305)
Custo do serviço passado - efeito alteração ou redução do plano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganho / (perda) atuarial	(5.438)	(79)	13.324	54.515	62.322	(143.503)	(4)	(15.561)	(213.306)	372.374
Benefícios pagos pelo plano	48.745	7	90.835	1.988	141.576	115.048	4	93.506	89.299	297.858
Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(1.241.343)	(114)	(478.100)	(1.438.786)	(3.158.344)	(1.167.124)	(39)	(529.250)	(1.350.063)	(3.046.476)
ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO										
2017										
Parcela do valor presente da obrigação atuarial com cobertura	(988.865)	-	-	(1.025.646)	(2.014.511)	(896.334)	-	-	(957.631)	(1.853.966)
Parcela do valor presente da obrigação atuarial sem cobertura (déficit)	(252.478)	(114)	(478.100)	(413.140)	(1.143.833)	(270.790)	(38)	(529.250)	(329.431)	(1.192.510)
Total do valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(1.241.344)	(114)	(478.100)	(1.438.786)	(3.158.344)	(1.167.124)	(38)	(529.250)	(1.350.063)	(3.046.476)
2016										
Estatus do Plano	Parcialmente coberto	Sem cobertura	Sem cobertura	Parcialmente coberto		Parcialmente coberto	Sem cobertura	Sem cobertura	Parcialmente coberto	
CONCiliação DOS SALDOS DO VALOR JUSTO DOS ATIVOS										
2017										
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	896.334	-	-	957.631	1.853.965	785.168	-	-	847.313	1.632.481
Retorno esperado dos ativos do plano	99.267	-	-	185.864	285.131	103.155	-	-	120.915	224.069
Ganhos / (perdas) atuariais	92.828	-	-	(40.745)	52.083	81.258	-	-	55.658	136.917
Contribuições do empregador	26.975	7	90.835	31.542	149.361	38.973	4	93.506	20.848	153.332
Contribuições de participantes do plano	4.036	-	-	2.196	6.232	2.828	-	-	2.196	5.024
Benefícios pagos pelo plano	(130.575)	(7)	(90.835)	(110.842)	(332.260)	(115.048)	(4)	(93.506)	(89.299)	(297.858)
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	988.866	-	-	1.025.646	2.014.512	896.334	-	-	957.631	1.853.966

20.6. Resultados da Avaliação Atuarial (continuação)

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS PREMISSAS DO PLANO (Impacto nas obrigações)	2017							
	Plano Único		CTP		EXA		CEEEPREV BD	
Taxa de desconto								
Aumento de 0,5%	(42.106)	-3,39%	(4)	-3,14%	(10.266)	-2,15%	(59.666)	-4,15%
Redução de 0,5%	44.941	3,61%	4	3,33%	10.712	2,24%	64.415	4,48%
Expectativa de Vida								
Redução da Expectativa em 1 ano	(38.874)	-3,15%	(4)	-3,46%	(23.787)	-4,98%	(28.933)	-2,01%
Aumento da Expectativa em 1 ano	38.832	3,14%	4	3,44%	24.386	5,10%	28.169	1,96%
Crescimento Salarial								
Aumento de 0,5%	793	0,41%	N/A	N/A	N/A	N/A	2.717	2,62%
Redução de 0,5%	(781)	-0,41%	N/A	N/A	N/A	N/A	(2.633)	-2,54%

ANÁLISE DA VARIAÇÃO EM PERDAS/(GANHOS) SOBRE AS OBRIGAÇÕES APURADAS	2017			
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD
Alteração da Taxa de Desconto em relação ao ano anterior	51.013	3	15.435	46.923
Alteração da Taxa de Crescimento Real de Salários em relação ao ano anterior	-	-	-	-
Alteração da Composição Familiar em relação ao ano anterior	(3.916)	-	-	7.869
Experiência da população	(36.221)	76	(28.760)	-
Outras Variáveis	-	-	-	(109.252)
Total das perdas / (ganhos) apuradas no exercício	10.876	79	(13.324)	(54.460)

CATEGORIAS DOS ATIVOS DO PLANO	2017	
	Plano Único	CEEEPREV BD
Disponível	0,02%	0,02%
Realizável – Gestão Previdencial	9,58%	4,33%
Realizável – Gestão Administrativa	1,25%	3,82%
Títulos Públicos	61,58%	63,71%
Créditos Privados e Depósitos	7,04%	6,78%
Ações	12,15%	11,86%
Fundos de Investimentos	6,06%	5,58%
Investimentos Imobiliários	0,64%	0,58%
Empréstimos e Financiamentos	1,68%	3,32%
Total em percentual dos ativos do plano	100,00%	100,00%

21. OBRIGAÇÕES DA CONCESSÃO

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	31/12/2017	31/12/2016
Conta de Desenvolvimento Energético - Quota da CDE	26.796	149.131
Repactuação de Dívida - CDE - Período de 02/2015 a 07/2015	51.436	4.098
Repactuação de Dívida - CDE - Período de 09/2016 a 11/2017	135.831	-
CDE Conta ACR	13.835	18.016
Programa de Eficiência Energética - Recursos PEE	139.230	128.484
Programa de Eficiência Energética - Recursos P&D	74.973	68.185
Programa de Eficiência Energética - Recursos FNDCT	1.525	584
Programa de Eficiência Energética - Recursos MME	762	292
PROCEL	2.045	-
Total	446.432	368.790

NÃO CIRCULANTE	31/12/2017	31/12/2016
Repactuação de Dívida - CDE - Período de 02/2015 a 07/2015	97.604	148.734
Repactuação de Dívida - CDE - Período de 09/2016 a 11/2017	134.001	-
Recursos PEE	47.127	31.400
Recursos P&D	19.667	12.501
Obrigações Especiais	191.095	192.588
Total	489.495	385.223

21.1. Valores Destinados à Aplicação em Recursos PEE / P&D

O PEE e o P&D são programas de investimentos, estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, calculados com base na receita operacional líquida das empresas, que resultam em economias e benefícios diretos para o consumidor, com ações implementadas nas instalações da unidade consumidora.

Aos Programas de Eficiência Energética - PEE e de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, a Companhia destina anualmente, no mínimo, 1% da receita operacional líquida, sendo 0,50% destinados ao P&D e 0,50% ao PEE. A aplicação dos recursos, registrada no ativo circulante, perfaz o montante de R\$139.230 referente ao PEE e R\$74.973 referente ao P&D (vide notas explicativas nº 9.2 e nº 9.3).

Dos valores destinados ao P&D, 40% são aplicados em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento, 40% são recolhidos ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, e 20% ao Ministério de Minas e Energia – MME.

21.2. Conta de Desenvolvimento Energético – Quota da CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, criada através da Lei nº10.438 de 26 de abril de 2002, artigo 13, e alterada pelo artigo 23 da Lei nº12.783 de 11 de janeiro de 2013, é uma conta cuja arrecadação é usada para promover a competitividade da energia elétrica produzida por usinas que utilizam fontes alternativas. As distribuidoras de energia são obrigadas a recolher, mensalmente, sua quota, que, por força da legislação atual, tem que ser homologada pela Aneel. O valor da quota é proporcional ao mercado atendido por cada empresa.

21.3. Repactuação de Dívida – CDE

21.3.1 Repactuação de Dívida CDE – Período de 02/2015 a 07/2015

O montante de R\$149.040, dividido em R\$51.436 no Passivo Circulante (R\$4.098 em 31 de dezembro de 2016) e R\$97.604 no Passivo Não Circulante (R\$148.734 em 31 de dezembro de 2016) refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida Vencida com o Fundo Setorial CDE celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras. O valor repactuado é de R\$142.716, referente às faturas inadimplidas no período de 10/02/2015 a 10/07/2015 que somam o montante de R\$215.347, deste montante foram compensados os valores a receber pertinentes à CDE no montante de R\$72.631. As parcelas do saldo devedor são remuneradas mensalmente pela variação da taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia – SELIC *pro rata temporis* e a amortização ocorre em 60 (sessenta) meses, sendo que nos 24 (vinte e quatro) primeiros meses serão pagos apenas os encargos sobre o saldo devedor.

21.3.2 Repactuação de Dívida CDE – Período de 09/2016 a 11/2017

O montante de R\$269.832, dividido em R\$135.831 no Passivo Circulante e R\$134.001 no Passivo Não Circulante, refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida Vencida com o Fundo Setorial CDE celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras. O valor repactuado é R\$278.002, referente às faturas inadimplidas no período de 10/09/2016 a 10/11/2017 que somam o montante de R\$429.023, deste montante foram compensados os valores a receber pertinentes à CDE no montante R\$151.021. As parcelas do saldo devedor são remuneradas mensalmente pela variação da taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia – SELIC *pro rata temporis*, e a amortização se dará com a primeira parcela em 27/11/2017 no valor de R\$10.000 (dez milhões de reais), e as demais 24 (vinte e quatro) parcelas no valor de R\$ 11.167 (onze milhões, cento e sessenta e sete mil) cada, vencendo todo dia 10 (dez) do mês, com o primeiro pagamento em 10/01/2018, sendo o restante do saldo liquidado até 10/12/2019.

22. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS, CÍVEIS E TRIBUTÁRIAS

A Companhia é parte em processos judiciais de natureza trabalhista e cível que na avaliação da administração, baseada em experiência em processos com natureza semelhante, apresenta riscos prováveis, possíveis e remotos. Os riscos possíveis e remotos não foram provisionados.

	31/12/2017				31/12/2016			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Riscos Prováveis	140.937	103.274	2.129	246.340	139.294	107.299	3.098	249.691
Riscos Possíveis	299.150	115.664	6.208	421.022	234.173	119.810	17.361	371.344
Total	440.087	218.938	8.337	667.362	373.467	227.109	20.459	621.035

22.1. Composição dos processos de riscos prováveis

A provisão e contas a pagar reconhecido sobre a parte dos processos cujo risco de perda é considerado provável líquido dos depósitos judiciais correspondentes, estão compostas como segue:

31/12/2017				
	Trabalhistas	Cíveis	Tributária	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	33.688	28.488	-	62.176
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	107.249	74.786	3.266	185.301
Subtotal Riscos Prováveis	140.937	103.274	3.266	247.477
(-) Depósitos judiciais	-42.024	(7.260)	(58)	(49.342)
Total não circulante	65.225	67.526	3.208	135.959
Total geral	98.913	96.014	3.208	198.135

31/12/2016				
	Trabalhistas	Cíveis	Tributária	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	35.886	34.468	-	70.354
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	103.408	72.831	3.098	179.337
Subtotal Riscos Prováveis	139.294	107.299	3.098	249.691
(-) Depósitos judiciais	-15.485	(6.836)	(62)	(22.383)
Total não circulante	87.923	65.995	3.036	156.954
Total geral	123.809	100.463	3.036	227.308

22.2. Movimentação da provisão para contingências

Movimentação da Provisão para Contingências				
(-) Montantes Depositados	18.338	6.052	(122)	24.268
(=) Saldo Final Dezembro/2015	117.220	100.286	1.648	219.154
(+) Novos Ingressos	38.565	40.336	1.297	80.198
(-) Pagamentos	(27.272)	(28.299)	(82)	(55.653)
(-) Montantes Revertidos	(22.065)	(34.338)	(313)	(56.716)
(+) Atualização Monetária	18.281	20.805	426	39.512
(+/-) Montantes Depositados	(920)	1.673	60	813
(=) Saldo Final Dezembro/2016	123.809	100.463	3.036	227.308
(+) Novos Ingressos	20.841	26.770	3	47.614
(-) Pagamentos	(18.021)	(32.835)	(54)	(50.910)
(-) Montantes Revertidos	(14.104)	(11.521)	(120)	(25.745)
(+) Atualização Monetária	16.915	13.561	341	30.817
(+/-) Montantes Depositados	(30.527)	(424)	1	(30.950)
(=) Saldo Final Dezembro/2017	98.914	96.014	3.207	198.135

22.3. Natureza das ações

22.3.1. Trabalhistas

A Companhia vem permanentemente aprimorando a apuração dos valores contingentes embasada no histórico de dados referentes aos pagamentos, com a finalização das discussões judiciais de assuntos de natureza trabalhista. Foi realizada uma análise criteriosa das chances de êxito da Companhia envolvendo processos trabalhistas, com o objetivo de suportar o adequado julgamento quanto à necessidade ou não da constituição de provisões. As estimativas quanto ao desfecho e aos efeitos financeiros das contingências foram determinadas com base em julgamento da Administração, considerando o histórico de perdas em processos de mesma natureza e a expectativa de êxito de cada processo, sendo provisionados os valores prováveis de perda destes processos. As ações ingressadas contra a Companhia referem-se a verbas rescisórias, responsabilidade subsidiária, complementação de proventos de aposentadoria, responsabilidade solidária, vínculo empregatício, Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FGTS), correto enquadramento e prêmio assiduidade e outras.

22.3.2. Cíveis

A Companhia está sendo citada em diversos processos judiciais de natureza cível para os quais foi registrada provisão dos valores cuja expectativa de pagamentos foi considerada provável pelos seus assessores jurídicos, em uma análise efetuada individualmente por processo. As ações ingressadas contra a Companhia referem-se a

convênios de devolução, corte/religação de energia, danos morais e materiais, revisão de consumo de energia, sustação de cobrança, honorários advocatícios, contrato de compra e venda de energia, desapropriação, revisão de contratos e encargo de capacidade emergencial e outras.

22.3.3. Tributárias

A Concessionária possui contenciosos tributários cujo entendimento legal opina por expectativa de perda possível e as principais questões são:

23.3.3.1. Tributos Federais (PIS, COFINS)

Em relação às Contribuições Sociais PIS e COFINS, os contenciosos estão relacionados, em síntese, à eventual recolhimento a menor das referidas contribuições. Esses contingentes perfazem cerca de R\$45.951 e conforme parecer jurídico a causa de desfecho negativo destas demandas é considerada possível.

23.3.3.2. Tributos Estaduais (ICMS)

No que tange ao Imposto Sobre Circulação de Mercadorias – ICMS, os contenciosos estão relacionados, em síntese, à eventual recolhimento a menor do referido tributo. Esses contingentes perfazem cerca de R\$12.100 e conforme parecer jurídico a causa de desfecho negativo destas demandas é considerada possível.

23. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

A Companhia, em consonância com o Pronunciamento Técnico CPC 32 (IAS 12) contabiliza seu passivo fiscal diferido referente a Imposto de Renda e Contribuição Social calculado à alíquota de 34%. Esse passivo refere-se ao valor do tributo sobre o lucro que será devido em período futuro relacionado a diferenças temporárias entre a base fiscal e a base societária da Companhia.

23.1. Passivo Fiscal Diferido

	31/12/2017	31/12/2016
Exclusões Temporárias	371.008	-
Atualização do Ativo Financeiro	-	78.433
Base de Cálculo	371.008	78.433
(-) 30% da Base Negativa de anos anteriores	(111.302)	(23.530)
Base de Cálculo após Compensação	259.706	54.903
Alíquota Aplicável (IR e CS)	34%	34%
Total do Passivo Fiscal Diferido	88.300	18.668

23.2. Estimativa de Liquidação - Passivo Fiscal Diferido

A Administração estimou a realização do passivo fiscal diferido nos exercícios futuros:

	31/12/2017	31/12/2016
Exercício de 2018	88.300	1.867
Exercício de 2019	-	1.867
Exercício de 2020	-	1.867
Exercício de 2021	-	1.867
A partir do Exercício de 2022	-	11.200
	88.300	18.668

23.3. Prejuízo Fiscal de IRPJ e Base Negativa de Contribuição Social

Até 31 de dezembro de 2017, a Companhia acumulou prejuízos fiscais de Imposto de Renda e base negativa de Contribuição Social sobre o lucro nos valores de R\$2.950.203 (R\$2.492.195 em 31 de dezembro de 2016) e R\$2.950.203 (R\$2.492.195 em 31 de dezembro de 2016), respectivamente. Conforme a legislação tributária

vigente, o limite de compensação destes prejuízos é de 30% do lucro real apurado em cada exercício, tendo natureza imprescritível.

O CPC 32 – Tributo sobre o Lucro descreve as condições para o reconhecimento de ativo fiscal diferido originado de diferenças temporárias, assim como de prejuízos fiscais e base negativa. Essas condições incluem expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, fundamentada em estudo técnico de viabilidade, que comprovem a realização desse crédito fiscal. A Companhia revisa anualmente o estudo técnico de realização do crédito. O ativo fiscal diferido sobre diferenças temporárias e sobre prejuízos fiscais e base negativa não está reconhecido, na medida em que as condições para o seu registro não estão asseguradas. O valor do crédito não reconhecido totaliza, em 31 de dezembro de 2017, R\$1.267.409 (R\$1.090.058 de 31 de dezembro de 2016).

24. OUTROS PASSIVOS

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016
Encargo de Capacidade Emergencial		1.551	1.551
Contribuição para Custeio Serviço de Iluminação Pública - CIP		9.836	5.964
Consumidores	24.1	13.686	15.032
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.171/2016		-	86.546
Conta Gráfica	33	5.548	9.318
Parcelamento AGERGS - Auto Infração		-	3.738
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.361/2017 (nota explicativa nº 9.5)...		180.374	-
Provisão de Valores não Faturados		9.508	9.508
Outros Credores		11.828	16.620
Total		232.331	148.277
NÃO CIRCULANTE			
Provisão Auto de Infração	24.2	16.285	20.228
Comercialização de Energia na CCEE	24.3	16.487	16.576
Mútuo CEEE-GT	24.4	70.959	355.276
Outros Credores		1.230	2.829
Total		104.961	394.909

24.1. Consumidores

O valor de R\$13.686 (R\$15.032 em 31 de dezembro de 2016) refere-se aos créditos devido ao consumidor relativo a pagamento em duplicidade ou faturamento a maior.

24.2. Provisão Auto de Infração

O valor de R\$16.285 (R\$20.228 em 31 de dezembro de 2016) no passivo não circulante refere-se a Autos de Infração que têm por objeto a aplicação de penalidades quanto a não conformidade dos índices de qualidade de atendimento e quanto às interrupções no fornecimento de energia elétrica e demora no restabelecimento do atendimento.

24.3. Comercialização de Energia na CCEE

O valor de R\$16.487 (R\$16.576 em 31 de dezembro de 2016) refere-se à provisão de energia comprada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (órgão sucessor do Mercado Atacadista de Energia – MAE) no período de setembro de 2000 a setembro de 2002. A Companhia ajuizou ações no intuito de suspender o andamento da liquidação das transações de energia elétrica prevista para novembro de 2002, remanescendo suspenso tais valores até a decisão final.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, por solicitação da Companhia, efetuou a mensuração dos valores devidos e, considerando a avaliação do órgão competente, a provisão foi ajustada aos valores calculados pela CCEE.

24.4. Mútuo CEEE-GT

Em 21 de maio de 2014, através do Despacho nº 1.585, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu a operação de mútuo entre a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT (mutuante) e a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D (mutuária) no valor de até R\$150.000 (cento e cinquenta milhões de reais) com regramento contratual de devolução em 24 (vinte e quatro) meses. O Contrato de Mútuo entre as partes foi celebrado em 29 de maio de 2014.

Em 11 de dezembro 2017, através do Despacho nº 4.790, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu o primeiro aditivo ao contrato alterando o valor para R\$300.000 (trezentos milhões de reais) e mantendo o prazo de 24 (vinte e quatro) meses, cujo objeto foi a alteração de sua Cláusula Primeira. Através do Despacho 1.384 de 25 de maio de 2016, a ANEEL anuiu o contrato de mútuo com prazo de vigência de até 24 (vinte e quatro) meses, para refinanciamento do mútuo anterior, no montante de R\$335.212 (trezentos e trinta e cinco milhões duzentos e doze mil).

Em 28 de setembro de 2017, através do Despacho 3.331, a ANEEL anuiu a celebração de Termo de Dação de Imóvel em Pagamento e Quitação Parcial do Contrato de Mútuo com a transferência de propriedade da fração ideal de 73,45% do imóvel onde está localizado o Centro Administrativo Engenheiro Noé de Melo Freitas, CAENMF, pertencente a CEEE D, permitindo amortizar R\$293.869 (duzentos e noventa e três milhões, oitocentos e sessenta e nove mil reais) do Contrato de Mútuo. O referido Termo de Dação em Pagamento foi assinado em 23 de outubro de 2017.

O saldo do contrato de Mútuo corrigido mensalmente pela CDI, perfaz o montante de R\$70.959.

Data do Evento	Histórico	Valor
25/05/2016	Contrato Repactuado	335.212
31/12/2017	Parcelas Pagas até 31/12/2017	(315.408)
31/12/2017	Atualização até 31/12/2017	51.155
	Saldo a Pagar	70.959
NÃO CIRCULANTE		70.959
Total		70.959

25. PASSIVO A DESCOBERTO

25.1. Capital Social

O capital social é representado por 9.680.746 ações nominativas, sem valor nominal, sendo 9.516.732 ações ordinárias e 164.014 ações preferenciais, sem direito a voto, permanecendo inalterado o valor do capital social da Companhia no montante de R\$23.703, com a seguinte composição:

	31/12/2017						31/12/2016	
	Ordinárias		Preferenciais		Total		Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
CEEE-PAR	6.380.821	67,05	1.087	0,66	6.381.908	65,92	6.381.908	65,92
ELETROBRÁS	3.067.033	32,23	87.638	53,43	3.154.671	32,59	3.154.671	32,59
Ações Pulverizadas (Bolsa)	34.924	0,36	22.964	14,00	57.888	0,61	83.731	0,87
Demais Acionistas	33.954	0,36	52.325	31,90	86.279	0,89	60.436	0,62
	9.516.732	100,00	164.014	100,00	9.680.746	100,00	9.680.746	100,00

Ressalta-se que em 29 de abril de 2016, os acionistas aprovaram o grupamento da totalidade das ações representativas do capital social da Companhia, nos termos do Art.12 da Lei nº 6.404/76, determinando que a totalidade das ações representativas do capital social da Companhia passa a ter a proporção de 40 (quarenta) ações para 1 (uma) ação da mesma espécie, tornando-se o capital com a representatividade das ações demonstradas na tabela acima.

25.2. Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

	31/12/2017	31/12/2016
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	-	-
	84.993	-
	<u>84.993</u>	<u>-</u>

Conforme Ata nº 123 do Conselho de Administração da CEEE-PAR, foi autorizado adiantamento para futuro aumento de capital mediante aporte de recursos disponíveis no valor de R\$ 84.993. Estes recursos são destinados e vinculados à integralização de capital na CEEE-D.

25.3. Reserva de Incentivos Fiscais

A Administração da Companhia constituiu a Reserva de Incentivos Fiscais em atendimento ao art. 195 e art.195 – A da Lei nº 6404/76, no valor de R\$1.592.060 correspondente à Conta de Resultados a Compensar - CRC contabilizada no resultado do exercício de 2009 no montante de R\$1.730.530, e posteriormente transferida para Reserva de Incentivos Fiscais até o limite do lucro líquido do exercício.

Considerando que a reserva constituída é inferior às subvenções registradas nos resultados dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 nos montantes de R\$67.334, R\$16.092 e R\$138.470, respectivamente, a mesma deverá ser complementada a partir dos resultados futuros até o montante de R\$1.813.957, conforme determina o § 3º do art. 18 da Lei nº 11.941 de 27 de maio de 2009.

25.4. Outros Resultados Abrangentes

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2017	31/12/2016
Perda Atuarial	(437.417)	(435.484)
	<u>(437.417)</u>	<u>(435.484)</u>

26. RESULTADO POR AÇÃO

O numerador utilizado para cálculo do prejuízo básico e diluído foi o prejuízo líquido após os tributos.

Os saldos compõem-se de:

26.1. Básico

	31/12/2017		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Prejuízo do Período	(86.046)	(1.483)	(87.529)
Denominador Básico			
Média das Ações	9.516.732	164.014	9.680.746
Prejuízo Básico por Ação - R\$	<u>(9,04)</u>	<u>(9,04)</u>	<u>(9,04)</u>
	31/12/2016		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Prejuízo do Período	(518.247)	(8.932)	(527.179)
Denominador Básico			
Média das Ações	9.516.732	164.014	9.680.746
Prejuízo Básico por Ação - R\$	<u>(54,46)</u>	<u>(54,46)</u>	<u>(54,46)</u>

26.2. Diluído

	31/12/2017	31/12/2016
Numerador Diluído		
Prejuízo Líquido para as ações ordinárias.....	(86.046)	(518.247)
Prejuízo Líquido para as ações preferenciais.....	(1.483)	(8.932)
	<u>(87.529)</u>	<u>(527.179)</u>
Denominador Diluído		
Ações Ordinárias	9.516.732	9.516.732
Ações Preferenciais	164.014	164.014
	<u>9.680.746</u>	<u>9.680.746</u>
Prejuízo Diluído por Ação - R\$	<u>(9,04)</u>	<u>(54,46)</u>

27. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	31/12/2017	31/12/2016
Receita Bruta		
Fornecimento de Energia Elétrica	3.902.505	3.654.261
Passivo/Ativo Financeiro Setorial	378.982	(371.726)
Renda Não Faturada	141.392	133.741
Suprimento de Energia Elétrica	2.313	14.299
Disponibilização do Sistema de Distribuição	166.715	1.038.141
Energia Elétrica de Curto Prazo	345.657	1.628
Receita de Construção	118.575	372.654
Remuneração do Ativo Financeiro	4.524	3.615
Outras Receitas Operacionais	139.940	146.937
	<u>5.200.603</u>	<u>4.993.550</u>
Deduções da Receita		
ICMS	(1.070.962)	(1.307.782)
PASEP e COFINS	(459.129)	(242.624)
Outros Encargos	(86.570)	(86.994)
Encargos do Consumidor - P&D / MME / FNDCT / PEE	(29.966)	(24.952)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(473.581)	(564.474)
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSE	(3.074)	(2.470)
	<u>(2.123.283)</u>	<u>(2.229.296)</u>
Receita Operacional Líquida	<u>3.077.322</u>	<u>2.764.254</u>

O valor incluído no Fornecimento de Energia Elétrica de R\$133.741 (R\$141.392 em 31 de dezembro de 2016) refere-se ao fornecimento de energia elétrica e de uso de rede de distribuição não faturados, calculados em base de estimativas, referente ao período posterior a medição mensal e até o último dia do mês.

27.1. Fornecimento de Energia Elétrica e Disponibilização do Sistema de Distribuição

Os saldos compõem-se de:

	Número de Consumidores (*)		Fornecimento MWh (*)	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Residencial	1.422.587	1.377.152	3.877.500	2.665.715
Industrial	12.821	12.561	575.249	686.755
Comercial	147.196	143.406	2.297.582	1.880.993
Rural	89.043	87.444	599.399	517.703
Poder Público	7.951	7.957	349.535	329.071
Outros*	1.071	1.237	500.392	1.325.443
	<u>1.680.669</u>	<u>1.629.757</u>	<u>8.199.657</u>	<u>7.405.680</u>

(*) Não auditado

	Fornecimento R\$		Fornecimento (%)	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Residencial	1.638.680	1.360.658	44,73%	45,23%
Industrial	304.888	329.116	8,32%	10,94%
Comercial	1.160.819	905.022	31,69%	30,08%
Rural	197.325	156.783	5,39%	5,21%
Poder Público	197.559	161.785	5,39%	5,38%
Outros*	163.829	95.056	4,47%	3,16%
	<u>3.663.100</u>	<u>3.008.420</u>	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>

*A rubrica Outros se refere principalmente ao fornecimento e disponibilização do sistema de distribuição ao Serviço Público e à Iluminação Pública.

27.2. Receita de Construção

A Companhia reconhece as receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica, não sendo prevista, na estrutura tarifária a remuneração com margem diferente de zero sobre os serviços de construção. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após a dedução dos recursos provenientes do ingresso das obrigações especiais.

Em atendimento ao ICPC 01 (IFRIC 12) que estabelece que a concessionária de energia elétrica deva registrar e mensurar a receita de serviços que presta de acordo com o CPC 17 – Contratos de Construção e CPC 30 –

Receitas, a CEEE-D reconhece a receita de construção em igual valor ao custo de construção apurado no período.

28. CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2017	31/12/2016
Energia Elétrica Comprada para Revenda	2.151.176	1.741.899
Encargo de Uso do Sistema	242.826	198.258
	<u>2.394.002</u>	<u>1.940.157</u>

28.1. Energia Elétrica Comprada para Revenda

SUPRIMENTO R\$ (*)	31/12/2017	31/12/2016
Energia Comprada Hídrica	559.392	608.285
Energia Comprada Hídrica Itaipu	378.372	306.859
Energia Comprada Térmica	485.010	381.426
Energia Comprada Fontes Alternativas e Outras	728.402	445.329
	<u>2.151.176</u>	<u>1.741.899</u>

(*) Valores líquidos dos Repasses CDE e CCRBT

29. CUSTO DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS

Os saldos compõem-se de:

CUSTO DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS	CUSTO DE OPERAÇÃO			DESPESAS COM VENDAS			DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS			OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS			TOTAL	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2016
Pessoal e Administradores														
Remuneração e Encargos	228.164	264.787	-	-	40.203	51.826	-	-	-	-	-	268.367	316.613	
Cláusula 25 CTP	0	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Benefício Pós-Emprego - Deliberação CVM 695/2012	102.584	119.108	-	-	23.501	15.302	-	-	-	-	-	126.085	134.410	
INSS - Empregador	43.662	53.613	-	-	8.157	10.268	-	-	-	-	-	51.819	63.881	
Administradores	285	288	-	-	1.245	1.639	-	-	-	-	-	1.532	1.927	
Subtotal Pessoal / Administradores	374.695	437.801	-	-	73.108	79.035	-	-	-	-	-	447.803	516.836	
Empréstimo Fundação ELETROCEE	6.222	15.263	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.222	15.263	
Total Pessoal e Administradores	380.917	453.064	-	-	73.108	79.035	-	-	-	-	-	454.024	532.099	
Material	11.600	31.631	-	-	404	1.600	-	-	-	-	-	12.004	33.231	
Serviço de Terceiros	97.383	112.367	-	13.245	19.495	24.696	-	-	-	-	-	116.879	150.308	
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos ...	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Taxa de Fiscalização - ANEEL	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Depreciação e Amortização	101.979	118.467	-	-	9.430	6.632	-	-	-	-	-	111.408	125.099	
Custo de Construção	118.575	372.654	-	-	-	-	-	-	-	-	-	118.575	372.654	
Arrendamento e Aluguéis	11.545	8.903	-	-	177	206	-	-	-	-	-	11.721	9.109	
Seguros	-	164	-	-	-	32	-	-	-	-	-	-	196	
Tributos	6.085	7.496	-	-	82	835	-	-	-	-	-	6.167	8.331	
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	86.071	33.494	-	-	-	-	-	-	-	86.071	33.494	
Provisão para Contingência Trabalhista	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.605	42.428	
Provisão para Contingência Cível	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.616	30.262	
Provisão para Contingência Fiscal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	186	-	
Provisão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	103	4.092	
Reversão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.152)	(7.152)	
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	154	154	
Acordos Judiciais Trabalhistas e Cíveis	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.092	7.092	
Baixas e Custas Depósitos Judiciais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.915	-	
Débitos de Consumidores	-	-	247	24.764	-	-	-	-	-	-	-	-	247	
Outros	23.863	6.942	-	-	711	1.907	-	-	-	-	-	16.452	41.026	
TOTAL	751.946	1.111.688	86.318	71.503	103.407	114.943	82.031	80.896	2.112	1.023.701	1.379.030			

30. OUTRAS RECEITAS E OUTRAS DESPESAS

Os saldos compõem-se de:

OUTRAS RECEITAS	31/12/2017	31/12/2016
Ganho nas Alienações e Outros Ganhos	283.393	28.421
Outros Ganhos	6.086	-
Receita de Aluguel de Postes	288	23.620
Compartilhamento de Infraestrutura	30.329	28.203
Outras	12.942	16.096
	<u>333.038</u>	<u>96.340</u>
 OUTRAS DESPESAS	 31/12/2017	 31/12/2016
Perdas na Alienação e Desativação de Bens e Direitos	(41.001)	(19.968)
Perda Fração CIAP - ICMS	(2.729)	(4.788)
Outras	12.280	(19.797)
	<u>(31.450)</u>	<u>(44.553)</u>

Em 2017 ocorreu Ganho nas Alienações referente à Dação de Imóvel em Pagamento e Quitação Parcial do Contrato de Mútuo da Companhia, celebrado junto a sua parte relacionada CEEE-GT e anuído pela ANEEL, no exercício de 2017.

31. RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO

Os saldos compõem-se de:

RECEITAS FINANCEIRAS	31/12/2017	31/12/2016
Renda de Aplicações Financeiras	4.401	8.505
Acréscimo Moratório - Energia Vendida	59.480	85.861
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	8.134	14.079
Variação Cambial - Energia Comprada	17.607	31.168
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos	195.259	212.953
Variação Monetária - SELIC CVA	31.691	72.143
Outras Receitas Financeiras	55.710	40.925
Total Receita Financeira	<u>372.282</u>	<u>465.634</u>
 DESPESAS FINANCEIRAS		
Encargos de Dívidas	(49.102)	(106.208)
Despesas Financeiras de PEE/P&D/PLT	(24.416)	(28.154)
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos	(219.382)	(100.591)
Variação Cambial - Energia Comprada	(25.286)	(14.036)
Variação Monetária - SELIC CVA	(28.186)	(74.488)
Juros e Multas	(115.403)	(77.975)
Correção Monetária, Juros e Despesas Financeiras com Parcelamentos	(59.370)	(113.754)
Atualizações Intrasetoriais	(65.798)	-
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	(28.142)	-
Outras Despesas Financeiras	(52.400)	(15.084)
Total Despesa Financeira	<u>(667.485)</u>	<u>-530.290</u>
 RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO	 <u>(295.203)</u>	 <u>(64.656)</u>

32. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

Reconciliação da despesa com Imposto de Renda - IRPJ e Contribuição Social – CSLL divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de dezembro de 2017 e de 2016.

A concessionária compensou IRPJ e CSLL no ano de 2017 devido a adesão aos parcelamentos referenciados na Nota Explicativa número 18, Obrigações Fiscais, Parcelamento PRT – MP nº 766/2017 e Parcelamento PERT – MP nº 783/2017.

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2017		31/12/2016	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro Líquido Antes do IRPJ e CSLL	(333.997)	(333.997)	(567.802)	(567.802)
IRPJ e CSLL sobre Lucro Real e Base de Cálculo da CSLL antes das Compensações	-	-	-	-
Total IRPJ e CSLL Diferido - Diferenças Temporárias	(64.925)	(23.373)	34.320	12.355
Total IRPJ e CSLL Compensado PRT/PERT	246.152	88.614	-	-
Total IRPJ e CSLL Diferido - Ajustes IFRS	-	-	(4.450)	(1.602)
Total IRPJ e CSLL IFRS Diferidos	181.227	65.241	29.870	10.753
Total IRPJ e CSLL	181.227	65.241	29.870	10.753

33. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os saldos compõem-se de:

		31/12/2017				
	Nota Explicativa	Governo do Estado do Rio Grande do Sul	CEEE-GT	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Total
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	5	96.656	-	-	-	96.656
Parcelamentos		21.946	-	-	-	21.946
Cedência de funcionários	9	34	-	-	-	34
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9	-	-	5.877	-	5.877
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.171/2016	9	-	-	207.066	-	207.066
Programa RELUZ e Subvenção CDE - PLT	9	-	-	2.861	-	2.861
		118.636	-	215.804	-	334.440
Passivo						
Conta Gráfica	24	-	5.548	-	-	5.548
Mútuo CEEE-GT	24	-	70.959	-	-	70.959
Fornecedores	16	-	2.010	-	-	2.010
Contribuição Patrocinadora	20	-	-	-	92.103	92.103
Empréstimo circulante	19 e 20	-	-	4.465	4.891	9.356
Empréstimo não circulante	19 e 20	-	-	15.642	104.115	119.757
		-	78.517	20.107	201.109	299.733
Resultado						
Energia elétrica comprada para revenda		-	(2.232)	-	-	(2.232)
Encargos de uso do sistema		-	(54.769)	-	-	(54.769)
Despesa operacional - Pessoal		-	-	-	(60.252)	(60.252)
Receita financeira		5.821	21	-	-	5.842
Despesa financeira		-	(45.483)	(1.816)	-	(47.299)
		5.821	(102.463)	(1.816)	(60.252)	(158.710)

		31/12/2016				
	Nota Explicativa	Governo do Estado	CEEE-GT	Eletrobras	Fundação	Total
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	5	2.244	-	-	-	2.244
Aplicações financeiras	5	7.782	-	-	-	7.782
Parcelamentos		21.946	-	-	-	21.946
Cedência de funcionários	9	69	157	-	56	282
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.834/2014	9	-	-	-	-	-
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.971/2015	9	-	-	19.048	-	19.048
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.171/2016	9	-	-	103.855	-	103.855
Quotas de Custeio e Energia - Proinfra e CDE Revisão Tarifária Extraordinária Distribuição	10	-	-	5.985	-	5.985
Programa RELUZ e Subvenção CDE - PLT	9	-	-	2.861	-	2.861
		32.041	157	143.011	56	175.265
Passivo						
Conta Gráfica	24	-	9.318	-	-	9.318
Mútuo CEEE-GT	24	-	355.276	-	-	355.276
Fornecedores	16	-	7.775	-	-	7.775
Contribuição Patrocinadora	20	-	-	-	10.006	10.006
Empréstimo circulante	19 e 20	-	-	4.121	-	4.121
Empréstimo não circulante	19 e 20	-	-	19.763	109.006	128.769
		-	372.369	23.884	119.012	515.265
Resultado						
Energia elétrica comprada para revenda		-	(2.434)	-	-	(2.434)
Encargos de uso do sistema		-	(54.769)	-	-	(54.769)
Despesa operacional - Pessoal		-	-	-	(50.727)	(50.727)
Receita financeira		5.821	21	-	-	5.842
Despesa financeira		-	(45.483)	(1.816)	-	(47.299)
		5.821	(102.665)	(1.816)	(50.727)	(149.387)

33.1. Pessoal chave da administração da entidade ou da respectiva controladora

A Companhia considera como pessoal-chave da administração seus Diretores e os Membros do Conselho Fiscal e de Administração. O montante gasto com remuneração, encargos e benefícios dos Administradores em 31 de dezembro de 2017 foi de R\$2.167 (R\$1.927 em 31 de dezembro de 2016), possuindo diretores empregados e não empregados.

A remuneração dos Diretores empregados é composta por salário ou honorários mais a verba de representação, sendo que os custos dos Diretores estão contabilizados na rubrica de Pessoal conforme Plano de Contas da ANEEL.

A remuneração dos Diretores não empregados com vínculo empregatício em outro órgão é composta do seu salário integral (reembolsado pela Companhia ao órgão de origem) mais a verba de representação.

A remuneração dos Diretores não empregados sem vínculo empregatício em outro órgão é composta de honorários mais a verba de representação.

REMUNERAÇÃO / BENEFÍCIOS / ENCARGOS	31/12/2017	31/12/2016
Conselho de Administração	313	312
Conselho Fiscal	152	159
Verba de Representação e Honorário Diretor não Empregado	731	633
Pessoal Adido	637	296
Encargos	334	527
Total	2.167	1.927

34. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS FINANCEIROS

A Companhia mantém operações com instrumentos financeiros, sendo que o risco referente a tais operações é monitorado através de estratégias de posições financeiras, controles internos, limites e políticas de risco da Companhia.

Para os instrumentos financeiros cotados em mercado ativo, sua cotação representa o valor de mercado e para os demais os respectivos valores contábeis, devido a sua natureza de realização como segue:

	Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016
Ativos Financeiros			
Mensurados a Valor Justo por Meio do Resultado			
Aplicações Financeiras - SIAC/BANRISUL - Circulante.....	5	96.656	2.244
Aplicações Financeiras - SIAC/BANRISUL - Não-Circulante.....	5	-	7.782
Empréstimos e Recebíveis			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	563.583	606.851
Disponível para Venda			
Ativo Financeiro da Concessão	12	553.095	469.387
TOTAL		1.213.334	1.086.264
Passivos Financeiros			
Mensurados ao Custo Amortizado por Meio do Resultado			
Fornecedores	16	617.247	441.196
Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações	19	592.194	454.772
TOTAL		1.209.441	895.968

34.1. Gerenciamento de Riscos Financeiros

Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos obtidos em moeda nacional junto a instituições financeiras e aos Consumidores estão compatíveis com o valor de tais operações.

As contas a receber de consumo de energia elétrica de poderes públicos, federal, estadual e municipal (administração direta), e de empresas controladas por essas esferas de governo, estão registradas em contas patrimoniais no montante de R\$143.401. A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D, possui também registrado nas contas patrimoniais parcelamentos com o Governo do Estado do Rio Grande do Sul no montante de R\$21.946 e com Prefeituras Municipais no montante de R\$86.740. Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia são os seguintes:

34.1.1. Risco de Crédito

Risco de crédito é o risco de a Companhia incorrer em perdas decorrentes de um cliente ou de uma contraparte em um instrumento financeiro, decorrentes da falha destes em cumprir com suas obrigações contratuais.

O valor contábil dos ativos financeiros que representam a exposição máxima ao risco do crédito na data das Demonstrações Financeiras foi:

	Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	138.712	22.801
Aplicações Financeiras de Longo Prazo	5	-	7.782
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	563.583	606.851
Ativo Financeiro da Concessão	12	553.095	469.387
Total		1.255.390	1.106.821

O risco inerente às aplicações e investimentos que a Companhia possui é considerado baixo uma vez que são oriundos, conforme legislação vigente, de aplicações no Banco do Estado do Rio Grande do Sul.

A Companhia atua no mercado de distribuição de energia elétrica, atendendo a todos os clientes cativos na sua área de concessão conforme previsto nos contratos de concessão assinados com Poder Concedente, o risco de crédito se origina quando a Companhia incorre em perdas resultantes do não recebimento de valores faturados a seus consumidores. Para amenizar os riscos decorrentes do fornecimento de energia na distribuição, a Companhia tem o direito de interromper o fornecimento, caso o cliente deixe de realizar seus pagamentos.

No geral a Administração entende que não há risco de crédito significativo no qual a Companhia está exposta, considerando as características das contrapartes, níveis de concentração e relevância dos valores em relação ao faturamento.

I. Perdas por redução no valor recuperável – (Impairment)

A Companhia identificou evidências de perda por redução no valor recuperável nas contas a receber que já são reduzidas de provisão para crédito de liquidação duvidosa.

II. Garantias

A Companhia concedeu garantia quando da captação de recursos através do Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC, sendo que parte das contas a receber é repassada ao Fundo no momento do faturamento, até o limite da parcela mensal.

III. Derivativos

A Companhia não possui operações com derivativos.

34.1.2. Risco de Preço

As tarifas são reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e, anualmente, são reajustadas pelas variações dos custos não gerenciáveis (denominado Parcela A) e pela variação do IGP-M para custos gerenciáveis (denominado Parcela B). O Reajuste Tarifário Anual tem como objetivo restabelecer o poder de compra da receita obtida por meio das tarifas praticadas.

Outro mecanismo de atualização das tarifas é a Revisão Tarifária Periódica, realizada a cada quatro anos, que tem como principal objetivo, analisar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

34.1.3. Risco de Mercado

A quantidade de energia comprada para atendimento à Companhia está baseada na previsão de consumo para os próximos 5 anos. A legislação (Lei nº 10.848 de março de 2004 e Decreto nº 5.163 de julho de 2004) permite que a Companhia descontrate mensalmente a energia correspondente ao atendimento de consumidores livres, quando de sua saída. Também prevê a possibilidade de descontratação de energia



decorrente da entrada em operação de energia contratada anteriormente a 16 de março de 2004, anualmente por variação de mercado até 4% da energia contratada nos leilões de energia existente, duas vezes no ano através de cessões para outras distribuidoras em função de outros desvios de mercado, sem limites de montante de declaração. A Resolução Normativa nº 21/06 prevê alterações nas quotas-parte de Itaipu para cada Companhia, essas alterações podem gerar sobras ou déficits que também podem ser compensadas através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD.

Além do recurso de descontração, a Companhia tem cobertura tarifária para uma sobrecontratação de até 5% do seu requisito regulatório (mercado faturado acrescido das perdas regulatórias). Os compromissos assumidos com compra de energia estão elencados conforme quadro a seguir:

RECURSOS	MWh (*)	%
ITAIPU	1.930.092,90	22,0%
CONTRATOS BILATERAIS	33.811,31	0,4%
PROINFA	173.839,53	2,0%
CCEN - ELETRONUCLEAR	341.526,96	3,9%
CCGF	2.491.290,81	28,4%
CCEAR ENERGIA EXISTENTE HIDRICA	580.860,54	6,6%
CCEAR ENERGIA EXISTENTE TERMICA	438.121,65	5,0%
CCEAR ENERGIA NOVA HIDRICA	1.256.673,13	14,3%
CCEAR ENERGIA NOVA TERMICA	1.650.360,69	18,8%
CCEAR ENERGIA EÓLICAS	229.757,65	2,6%
CCEAR-C COMPRA - MCSD E.N.	4.120,44	0,0%
CONTRATOS DE COMPRA	9.130.455,62	104,2%
CCEAR-C VENDA - MCSD E.N.	12.065,86	0,1%
CONTRATAÇÃO LIQUIDA	9.118.389,76	104,1%
EXPOSIÇÃO(VENDA) DE CURTO-PRAZO I	357.587,04	4,1%
TOTAL ENERGIA COMPRADA	8.760.802,73	100,0%

(*) Não auditado

Os riscos existentes são:

Não atendimento a 100% do mercado – exposição voluntária ao mercado de curto prazo e sujeito a penalidades aplicadas pela ANEEL;

Repasse não integral da energia comprada acima do nível regulatório;

Variações drásticas de mercado que impliquem em subcontratação ou sobrecontratação decorrentes de crises econômicas;

Saída de consumidores livres especiais (com demanda superior a 500 KW, suprido por fontes renováveis) – não há na regulamentação vigente procedimentos a serem adotados pelas distribuidoras quando da saída destes consumidores para o mercado livre;

Grande volatilidade do preço da energia liquidada no curto prazo, para atender variações sazonais de demanda, provocada por variações climáticas que interferem na disponibilidade de geração hídrica em cada mês;

Despacho de geração térmica para substituir a falta eventual de geração hídrica, o que eleva os preços dos contratos por disponibilidade na proporção do custo do combustível utilizado nesta geração;

34.1.4. Risco da Taxa de Câmbio

Este risco decorre da possibilidade de perda por conta da variação cambial. O resultado das operações da Companhia é afetado pelo fator do risco cambial atrelado aos contratos de compra de energia de Itaipu e Empréstimos e Financiamentos, vinculados ao Dólar Americano e que não possuem dispositivos de proteção contra alterações na taxa de câmbio. As alterações cambiais provenientes dos contratos de

energia de Itaipu serão repassadas à tarifa por meio do mecanismo da Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A- CVA.

I. Análise de sensibilidade

O cenário base corresponde aos saldos contábeis existentes em 29/12/2017 cuja cotação do dólar corresponde a R\$3,3074 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio prevista na mediana das expectativas de mercado do Bacen para 29/09/2017, correspondente ao dólar a R\$3,1674. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de depreciação cambial de 25% e 50% em relação ao cenário provável, considerados como possível e remoto, respectivamente.

Itens	Cenário Base em 31/12/2017	Provável	25%	50%
Exposição US\$				
Empréstimos e Financiamentos	545.417	621.775	777.219	932.663
Fornecedores (Itaipu Binacional)	621.357	708.347	885.434	1.062.520
Passivo Líquido Exposto	1.166.774	1.330.122	1.662.653	1.995.184
Efeito Líquido da Variação Cambial			332.531	665.061

34.1.5. Risco de Liquidez

Risco de liquidez é o risco que a Companhia irá encontrar dificuldades em cumprir com as obrigações associadas com seus passivos financeiros. A Companhia se utiliza do monitoramento constante de seu fluxo de caixa, observando a política de caixa mínimo visando à necessidade de captação de recursos para assegurar a capacidade de pagamentos. A gestão das aplicações financeiras tem como foco instrumento de curtíssimo prazo, com liquidez diária.

A tabela a seguir demonstra os valores esperados de liquidação em cada faixa de tempo.

	Nota Explicativa	Valor Justo	Até 1 ano	1 - 2 anos	2 - 5 anos	Mais que 5 anos
Ativos Financeiros						
Caixa e equivalentes de caixa	5	138.712	138.712	-	-	-
Aplicações Financeiras	5	-	-	-	-	-
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	563.583	550.462	-	-	13.121
Ativo Financeiro da Concessão	12	553.095	-	-	-	553.095
		1.255.390	689.174	-	-	566.216
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos	19	1.744.099	174.593	229.407	580.826	759.273
Fornecedores	16	808.304	617.247	-	191.057	-
		2.552.403	791.840	229.407	771.883	759.273

34.1.6. Gestão de Capital

A Companhia visa uma estrutura de capital que seja coerente com o cenário macroeconômico e setorial e que também seja capaz de salvaguardar sua capacidade de continuidade a fim de que se mantenha a confiança do investidor e que seja possível a captação de novos financiamentos para garantir a execução de seus investimentos.

Por meio de uma estrutura de capital saudável é possível equilibrar o saldo de dívidas e de patrimônio e para manter ou ajustar a sua estrutura de capital, a Companhia tem a possibilidade de revisar a sua prática de pagamento de dividendos, de alongar o perfil de sua dívida bem como de alienar os ativos alheios à concessão.

Condizente com outras companhias do setor, a Companhia monitora a sua estrutura de capital por meio do endividamento do patrimônio líquido. Esse índice corresponde à dívida líquida expressa como percentual do capital próprio. A dívida líquida corresponde ao total de empréstimos (incluindo



empréstimos de curto e longo prazo), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital próprio corresponde ao patrimônio líquido.

	Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016
Endividamento			
Empréstimos e Financiamentos	19	592.194	454.772
Caixa e equivalentes de caixa	5	(138.712)	(22.801)
Dívida Líquida		<u>453.482</u>	<u>431.971</u>
Passivo a Descoberto		(1.106.201)	(1.236.010)
Endividamento do Patrimônio Líquido		<u>(0,41)</u>	<u>(0,35)</u>

34.1.7. Risco de Taxa de Juros

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta da flutuação da taxa de juros e também da variação dos índices atrelados a inflação, visto que seus empréstimos e financiamentos são vinculados a esses índices. Também há a possibilidade de redução na receita financeira relativa às aplicações financeiras. Estas taxas são constantemente monitoradas no sentido de se avaliar o impacto das mesmas no resultado da Companhia.

I. Análise de sensibilidade

As operações da Companhia são indexadas a taxas pré e pós-fixadas, sendo as taxas pós-fixadas, por CDI e IPCA. A Companhia desenvolveu a análise de sensibilidade com o objetivo de mensurar o impacto das taxas de juros pós-fixadas e de variações monetárias sobre os seus passivos financeiros expostos a tais riscos.

O cenário base corresponde aos saldos contábeis existentes em 30/09/2016 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação dos indicadores CDI e IPCA previstos na mediana das expectativas do Relatório Focus, do Bacen, de 30/09/2016. Para os cenários possível e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

	Nota Explicativa	Índices	Cenário Base em 31/12/2017	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos	19					
Eletrobras - RGR		Sem Risco	19.763	19.763	19.763	19.763
			19.763	19.763	19.763	19.763
Passivo Exposto			<u>(19.763)</u>	<u>(19.763)</u>	<u>(19.763)</u>	<u>(19.763)</u>
Efeito esperado no Resultado				-	-	-

Além da análise de sensibilidade em atendimento à Instrução CVM nº475/08, a Companhia avaliou os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido de seus passivos financeiros tendo em vista os riscos avaliados na data das Demonstrações Financeiras conforme sugerido no CPC 40 e IFRS7. Sendo assim, a administração de uma maneira geral, entende que os possíveis efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna do cenário projetado provável da tabela acima.

34.1.8. Valor justo

Os valores justos dos ativos e passivos financeiros, juntamente com os valores contábeis apresentados no balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2016, são os seguintes:



Assume-se que os instrumentos financeiros que a Companhia possui, exceto Empréstimos e Financiamentos estão registrados contabilmente com um valor próximo ao seu respectivo valor de mercado, em razão da sua natureza e prazo de realização.

Os diferentes níveis foram definidos como a seguir:

- I. Nível 1 - Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticos
- II. Nível 2 - Inputs, exceto preços cotados, incluídas no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços)
- III. Nível 3 - Premissas, para o ativo ou passivo, que não são baseadas em dados observáveis de mercado (inputs não observáveis).

A tabela abaixo apresenta instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo utilizando um método de avaliação e classificados conforme tabela a seguir:

	Valor contábil 31/12/2017	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
Aplicações Financeiras - SIAC/BANRISUL - Circulante.....	96.656	-	96.656	-
Ativo Financeiro da Concessão	553.095	-	-	553.095
		-	96.656	553.095
	Valor contábil 31/12/2016	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
Aplicações Financeiras - SIAC/BANRISUL - Circulante.....	2.244	-	2.244	-
Aplicações Financeiras - SIAC/BANRISUL - Não-Circulante.....	7.782	-	7.782	-
Ativo Financeiro da Concessão	469.387	-	-	469.387
		-	10.026	469.387

Nível 1 – O valor justo das Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata foi apurado e registrado levando-se em consideração as cotações de mercado ou informações de mercado que possibilitaram tal cálculo.

Nível 2 – O valor justo das aplicações financeiras vinculadas, aplicação SIAC/BANRISUL, uma vez que não possui mercado ativo, é avaliado utilizando metodologia de avaliação/apreçamento.

Nível 3 – O valor justo do Ativo Financeiro da Concessão foi apurado por meio de técnicas que usam variáveis que tenham efeito significativo no valor justo registrado, mas que não são baseadas em dados observáveis no mercado.

35. SEGUROS



A Companhia mantém coberturas de seguros compatíveis com os riscos das atividades desenvolvidas, que são consideradas suficientes pela Administração para salvaguardar os ativos e negócios de eventuais sinistros.

Os ativos com cobertura para incêndio, queda de raio, explosões e danos elétricos foram àqueles considerados essenciais, em que ocorrendo o sinistro, implicará a possibilidade de comprometer a garantia e a confiabilidade na continuidade da prestação de serviço. O seguro patrimonial contratado tem vigência de 11/04/2016 à 11/04/2017. O valor do ativo segurado é de R\$52.942 e o valor do prêmio é de R\$150.

36. EVENTOS SUBSEQUENTES

Parcelamento PIS/COFINS

A Concessionária efetivou, em março/18, parcelamento tributário junto à Secretaria da Receita Federal do Brasil – RFB, decorrentes de inadimplência das contribuições sociais PIS/COFINS correntes, vencidas nas competências de janeiro/2018 e fevereiro/2018. O valor da obrigação perfez a importância de R\$ 75.130, o montante parcelado será pago em 60 (sessenta) prestações mensais e consecutivas, no valor de R\$ 1.252 atualizadas mensalmente pela taxa SELIC.

PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO
Diretor Presidente

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ
Diretor

JULIO ELOI HOFER
Diretor

JORGE PAGLIOLI JOBIM
Diretor

ELISANGELA MOURA RODRIGUES
Contadora CRCRS 62384

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras

Aos Administradores e Acionistas
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Opinião

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

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

Base para opinião

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

Incerteza relevante relacionada com a continuidade operacional

Chamamos a atenção para a Nota 1.4 às demonstrações financeiras, que descreve que a Companhia tem apurado sucessivos prejuízos e apresentou passivo a descoberto e excesso de passivos sobre ativos circulantes no encerramento do exercício, nos montantes de R\$ 1.240.479 mil e R\$ 1.012.089 mil, respectivamente. Essa situação, entre outras descritas na Nota 1.4, indicam a existência de incerteza relevante que pode levantar dúvida significativa sobre sua continuidade operacional. O plano da administração para tratar essas condições está divulgado na Nota 1.3. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

Principais Assuntos de Auditoria

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

Determinamos que os assuntos descritos abaixo são os principais de auditoria a serem comunicados em nosso relatório.

Nossa auditoria para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017 foi planejada e executada considerando que as operações da Companhia não apresentaram modificações significativas em relação ao exercício anterior.

Nesse contexto, os Principais Assuntos de Auditoria, bem como nossa abordagem de auditoria, mantiveram-se substancialmente alinhados àqueles do exercício anterior.

Porque é um PAA

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Receitas não faturadas – Nota 27

A Companhia reconhece receitas de fornecimento de energia ainda não faturadas (“receitas não faturadas”) decorrentes do intervalo de tempo entre a data da última leitura de medição e a data do encerramento do exercício. Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia reconheceu R\$ 141.392 mil de receitas não faturadas.

A estimativa de receitas não faturadas foi considerada um principal assunto de auditoria tendo em vista que envolve estimativas complexas quanto ao volume de energia fornecida e atribuição desse volume para as diferentes classes de clientes, os quais possuem valores de tarifas específicos, a fim de mensurar o fornecimento não faturado.

Variações nessas premissas podem trazer impactos relevantes no que diz respeito ao reconhecimento das receitas dentro do período apropriado.

Nossos procedimentos incluíram, entre outros, a atualização do nosso entendimento sobre os controles internos da administração para determinação das receitas não faturadas, a avaliação da razoabilidade dos dados e premissas utilizados nas estimativas, recálculos dessas receitas, em base de testes, bem como a reconciliação com os registros contábeis.

Consideramos que os critérios e premissas adotados pela Administração para a determinação da receita não faturada são razoáveis em todos os aspectos relevantes no contexto das demonstrações financeiras.

Provisão para déficit atuarial em plano de previdência – Nota 20.6

A Companhia é patrocinadora de plano de previdência complementar na modalidade de benefício definido. Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia reconheceu provisão para déficit atuarial no montante de R\$ 126.239 mil, tendo a obrigação de benefício definido sido estimada pela administração com o auxílio de atuário independente. A provisão para déficit atuarial foi uma área de foco de auditoria em função da relevância dos valores envolvidos e por envolver estimativas baseadas em premissas complexas e subjetivas por parte da administração, tais como tábuas biométricas, projeções de aumento salarial e taxas de desconto. Variações nessas premissas podem trazer impactos relevantes no que diz respeito ao montante da provisão para déficit atuarial.

Com o auxílio dos nossos especialistas atuariais, avaliamos a metodologia utilizada pelos atuários independentes contratados pela Companhia; avaliamos a razoabilidade das principais premissas, tais como taxas de desconto, projeções de crescimento salarial e tábuas biométricas (mortalidade, entrada em invalidez e mortalidade de inválidos) utilizadas nos cálculos atuariais, a partir de comparações dessas premissas com benchmarks de mercado. Adicionalmente, efetuamos recálculo das provisões matemáticas do plano e o recálculo dos valores justos dos ativos do plano, identificando inconsistências e ajustes que foram discutidos com a administração da

Adicionalmente, a provisão para déficit atuarial foi reconhecida de forma proporcional à razão do percentual de responsabilidade da patrocinadora conforme estabelecido no Regulamento do Plano, respeitando a proporção de 50% de responsabilidade por parte da patrocinadora e 50% por parte dos participantes do plano. A patrocinadora, em conjunto com a gestora do Plano Único, a Fundação ELETROCEEE, vem buscando o equacionamento do déficit atuarial acumulado conforme estabelecido pelas normas da PREVIC – Superintendência Nacional de Previdência Complementar, considerando o regime de paridade estabelecido no regulamento do plano.

Companhia, que acatou e efetuou os ajustes necessários.

Também efetuamos a leitura do regulamento do plano para confirmar o percentual de responsabilidade da patrocinadora e obtivemos acesso às evidências que demonstram que as ações de equacionamento do déficit atuarial, definidas em plano, vem respeitando o regime de responsabilidade paritária entre a patrocinadora e os participantes.

Consideramos que as premissas utilizadas na determinação da provisão para déficit atuarial são razoáveis e que as informações divulgadas nas notas explicativas estão consistentes com a documentação fornecida pela administração.

Ativo financeiro indenizável – Nota 12

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia possuía registrado ativo financeiro de concessão no montante de R\$ 553.095 mil, que compreende valores a receber do Poder Concedente a título de indenização decorrente dos investimentos efetuados em infraestrutura que não serão completamente amortizados ao final do prazo da concessão. Esses recebíveis são mensurados com base no valor novo de reposição (VNR) em conexão com os processos de Revisão Tarifária Periódica, homologada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Anualmente, esses ativos são atualizados monetariamente e ajustados pela movimentação dos bens que integram a infraestrutura da concessão.

Consideramos esse um dos principais assuntos de auditoria, tendo em vista a relevância dos valores envolvidos e pelo fato de que existe julgamento por parte da administração quanto a definição de quais gastos são passíveis de capitalização como custo da infraestrutura refletindo diretamente na mensuração do ativo financeiro indenizável.

Nossos procedimentos, entre outros, incluíram a atualização do entendimento sobre os principais controles internos da administração para registro das adições, baixas e atualizações monetárias no período; inspeção de uma seleção de documentos que suportam as transações de adições e baixas ocorridas no período; discussão dos critérios de elegibilidade das adições e determinação da estimativa de glosas; revisão da atualização monetária dos valores envolvidos, da segregação dos mesmos entre ativo intangível e ativo financeiro e da reconciliação entre os saldos contábeis e as mais recentes bases homologadas pela ANEEL, além de testes de cálculo da amortização do ativo intangível.

Consideramos que os julgamentos e as estimativas da administração são razoáveis e que as divulgações efetuadas em notas explicativas são consistentes com as informações observadas.

Teste de redução ao valor recuperável de ativos da concessão – Nota 12.3

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia Nossos procedimentos de auditoria incluíram, possuía registrado como ativos da concessão o entre outros, o entendimento e avaliação da montante de R\$ 2.195.854 mil. As normas efetividade dos controles internos que suportam contábeis determinam que esses ativos sejam a avaliação de *impairment* dos ativos da submetidos a teste de recuperabilidade quando concessão. Com o apoio de nossos especialistas forem observados indicadores de *impairment*.

A determinação do valor recuperável envolve cálculos; confronto dos fluxos de caixa futuros julgamentos significativos em relação a utilizados com os planos de negócios aprovados estimativa dos fluxos de caixa futuros pela administração da Companhia; discussão descontados, que por sua vez consideram com a administração em relação à razoabilidade premissas e taxas de descontos afetadas por das principais premissas adotadas nas projeções condições macroeconômicas e de mercado, dos fluxos de caixa e/ou na determinação dos bem como por estimativas quanto ao valor valores justos de bens.

justo dos bens sob avaliação. Mudanças nas condições econômicas e de mercado podem impactar significativamente as premissas utilizadas pela administração.

de *corporate finance*, efetuamos a verificação do modelo de mensuração adotado e testes dos Consideramos que as contabilizações efetuadas e as divulgações nas notas explicativas são consistentes com documentos e informações obtidos em nossos procedimentos de auditoria.

Outros assuntos**Demonstração do Valor Adicionado**

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

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

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

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

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

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

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

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

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

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras

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

Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à

capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.


- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se essas demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

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, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

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

Porto Alegre, 22 de março de 2018


PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5
Adriano Machado
Contador CRC 1PRO42584/O-7



DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em atendimento a Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, 201 – Prédio “A2”, Porto Alegre-RS, inscrita no CNPJ sob nº 08.467.115/0001-00, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da CEEE D relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2017.

Porto Alegre, 22 de março de 2018.

PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO

Diretor Presidente

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ

Diretor

JULIO ELOI HOFER

Diretor

JORGE PAGLIOLI JOBIM

Diretor

ELISANGELA MOURA RODRIGUES

Contadora CRCRS 62384



DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA SOBRE O RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Em atendimento a Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, 201 – Prédio “A2”, Porto Alegre-RS, inscrita no CNPJ sob nº 08.467.115/0001-00, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no Relatório da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes relativamente às Demonstrações Financeiras da CEEE-D referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2017.

Porto Alegre, 22 de março de 2018.

PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO
Diretor Presidente

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ
Diretor

JULIO ELOI HOFER
Diretor

JORGE PAGLIOLI JOBIM
Diretor

ELISANGELA MOURA RODRIGUES
Contadora CRCRS 62384

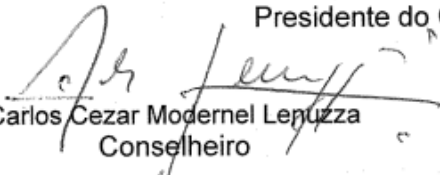
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, em cumprimento às disposições legais e estatutárias, tendo analisado no decorrer do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017, a gestão econômico-financeira da Empresa, bem como examinado o Relatório da Administração, as Demonstrações Financeiras, o Parecer dos Auditores Independentes, Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes, e as informações complementares da Administração, opinam no sentido de que os documentos referidos representam a situação patrimonial e financeira da Companhia, naquela data, estando, portanto, em condições de serem submetidos à deliberação dos acionistas.

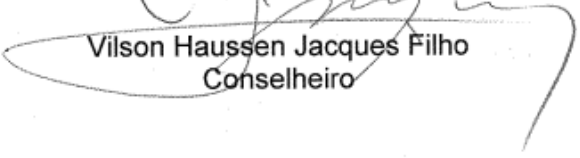
Porto Alegre, 22 de março de 2018.


Adriana Furlanetto
Presidente do Conselho Fiscal


Carlos Cezar Modernel Lenz
Conselheiro


Melissa Guagnini Heffmann
Conselheira


Cristiane Zinelle Ferreira Lohmann
Conselheira


Vilson Haussen Jacques Filho
Conselheiro

Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-PAR**MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

O Conselho de Administração, tendo examinado o Relatório da Administração, Manifestação sobre o Balanço Patrimonial, a Demonstração do Resultado do Exercício, a Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, a Demonstração do Fluxo de Caixa e as respectivas Notas Explicativas, referentes ao Exercício de 2017, encerrado em 31 de dezembro de 2017, documentos esses assinados pelos administradores responsáveis pela Empresa, considerando os pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, manifesta-se por unanimidade, pela aprovação dos referidos documentos e submete a matéria à apreciação dos Acionistas.

Porto Alegre, 22 de março de 2018.




Vera Inez Salgueiro Lermen,
Presidente do Conselho de Administração.



Paulo de Tarso Gaspar Pinheiro Machado




Vicente Paulo Mattos de Britto Pereira



Artur José de Lemos Junior



Ademir Baretta



Daniel Vargas de Farias

**Companhia Estadual de Energia
Elétrica Participações
CEEE - Par**



DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

DEZEMBRO 2017

**Conforme as Práticas Contábeis adotadas no Brasil e as Normas Internacionais de
Relatório Financeiro (IFRS)**

Exercícios findos em 31 de Dezembro de 2017 e 2016

Valores expressos em milhares de reais.

SUMÁRIO

Relatório de Administração	03
Balanço Patrimonial	06
Demonstração do Resultado	07
Demonstração do Resultado Abrangente	07
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido	08
Demonstração dos Fluxos de Caixa	09
Notas Explicativas	10
Relatórios	
Relatório dos Auditores Independentes	98
Declaração dos Diretores	105
Parecer do Conselho Fiscal	107
Manifestação do Conselho de Administração	108

SENHORES ACIONISTAS

A Administração da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-PAR, em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de Vossas Senhorias o Relatório de Administração (RA) e as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, acompanhadas dos pareceres dos Auditores Independentes, do Conselho Fiscal e da Manifestação do Conselho de Administração.

1. Mensagem da Administração

Seguindo nosso compromisso de transparência em todas as ações da gestão, apresentamos o Relatório de Administração 2017 da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações - CEEE Par.

Nossos esforços de gestão, que iniciaram em janeiro de 2015, quando assumimos a Diretoria das Empresas do Grupo CEEE, seguem surtindo efeito. Uma das principais evidências disso é a manutenção dos resultados positivos nos indicadores, em especial o EBITDA.

É com imensa satisfação que anunciamos que a CEEE-GT encerrou o exercício de 2017 com lucro líquido de R\$ 392,8 milhões. Em 2017, a Companhia alcançou o indicador de Disponibilidade de suas usinas de 94,14% para as usinas despachadas centralizadamente, resultado de esforços operacionais e de aplicação de recursos da ordem de R\$ 233,5 milhões. Isso permitiu a modernização e adequação das usinas existentes e também a melhoria na confiabilidade, qualidade, segurança e rentabilidade da produção de energia.

Na área de Transmissão, o foco foi na construção e ampliação de linhas de transmissão e de subestações. Foram concluídos 38 reforços e 56 melhorias nas instalações, o que permitiu um incremento na capacidade instalada em 416 MVA (megavolt-ampere). Esses investimentos refletiram um incremento significativo da Receita Anual Permitida (RAP) por parte da Aneel, já reconhecidos no início de 2018.

Além de seguir nessa direção na Transmissão, o foco da Empresa, na área de Geração, é seguir buscando aumentar a participação no mercado por meio da renovação e ampliação do parque gerador existente, bem como a participação em novos projetos das diversas fontes de energia, em especial as PCHs, elevando para 100 MW a capacidade de geração.

Na área da Distribuição em 2017 obtivemos desempenho positivo dos indicadores, em especial os presentes no Contrato de Concessão, sendo DECI e FECi que finalizaram o ano muito próximos ao limite estabelecido para o ano de 2018 (estipulado de forma decrescente). O DEC, em 2017, teve uma redução de 20,6% no tempo que, em média, cada cliente ficou efetivamente sem fornecimento de energia elétrica. Já o indicador FEC apresentou redução média de 16,3%, tanto no valor apurado como no percebido pelo cliente.

Um dos principais fatores que contribuíram para esses indicadores técnicos foi o investimento em expansão, renovação e melhoria das instalações de redes de distribuição, que ampliaram a capacidade de atendimento da demanda e aumentaram a confiabilidade e a qualidade no fornecimento de energia elétrica. Em 2017, o valor total investido foi de R\$ 211 milhões, que integram 14 novos empreendimentos de subestações e linhas de transmissão.

O resultado desses investimentos refletiu na percepção e satisfação do cliente. De acordo com o Índice Aneel de Satisfação do Cliente (IASC), a CEEE-D conquistou o 4º lugar entre todas as distribuidoras com mais de 400 mil unidades consumidoras. Além disso, Empresa foi considerada benchmarking em fidelidade do cliente, atingindo o índice de 88,20% de satisfação, confirme a Pesquisa da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica (Abradee).

Outro destaque é a recuperação de receita da CEEE Distribuição, aliada aos resultados do investimento através de um dos projetos prioritários da Empresa, que é o Programa Integrado de Combate à Perdas Globais, refletindo que as ações implementadas pela Gestão, estão gerando resultados positivos e sustentáveis obtidos através da sinergia profícua entre Gestão e Colaboradores.

2. Perfil da Empresa

A Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-PAR é a empresa controladora "holding" do Grupo CEEE que possui a controlada Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, e a controlada Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, oriundas do processo de reestruturação da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE ocorrido em 2006.

A CEEE-PAR tem por objeto, a participação em outras sociedades, como sócia ou acionista, bem como o desenvolvimento de atividades no setor energético, sob quaisquer de suas fontes, visando à exploração econômica e comercial de seu campo de atividade, mediante a construção e operação, dentre outros, de sistemas de geração, de transmissão, de distribuição, de comercialização de energia elétrica e de serviços correlatos.

O Estado do Rio Grande do Sul detém, obrigatoriamente, a propriedade de, no mínimo, 51% (cinquenta e um por cento) do capital votante da Companhia, bem como o poder direto de gestão e, somente poderá alienar, ceder, vincular, gravar ou dar em garantia qualquer de suas ações, observado o limite mínimo acima fixado, na forma, nos limites e para os fins dispostos na legislação estadual pertinente. Deverá também manter o controle acionário e o poder direto da gestão das controladas, conservando, no mínimo, 51% (cinquenta e um por cento) dos respectivos capitais sociais. Atualmente a participação do Estado na CEEE-Par é de 99,9% do capital social.

3. Resultado do Exercício

A Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par encerrou o exercício de 2017 com um lucro de R\$230.4 milhões. Este resultado deve-se exclusivamente ao resultado da equivalência patrimonial dos investimentos nas suas controladas, Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT com um resultado líquido de R\$392.8 milhões e Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D com resultado líquido de R\$(86.2) milhões. Para obtenção do montante registrado a título de resultado de equivalência patrimonial, foi aplicado o percentual de 65,92% no resultado das investidas, percentual este condizente com a participação da CEEE-Par em ambas as controladas, ajustando-se o valor inicialmente registrado nos investimentos.

No segmento de distribuição, a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D registrou prejuízo de R\$ (86.2) milhões no encerramento do exercício de 2017, diminuindo significativamente o resultado se comparado com o prejuízo de R\$(527,17) milhões no mesmo período de 2016 tendo um decréscimo percentual de 16,36%.

No segmento de geração e transmissão, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT encerrou o exercício de 2017 com lucro líquido de R\$ 392.8 milhões, frente aos R\$916.6 milhões do ano de 2016.

4. Auditores Independentes

A Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par informa que utiliza os serviços de Auditoria Independente da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes na elaboração de suas demonstrações financeiras, cujo contrato foi assinado em 10 de abril de 2013, no valor de R\$40,2 mil.

O prazo de execução dos serviços é de 12 (doze) meses, com uma carga mínima de 269 horas/ano, a contar da data de assinatura do instrumento, podendo haver renovações sucessivas, limitadas ao máximo de 60 meses.

O referido contrato foi aditado em 10 de abril de 2017, prorrogando o prazo contratual por mais 12 meses, onde é dado ao presente contrato o valor de R\$52,4 mil e carga horária mínima de 277 horas/ano.

A Auditoria Independente da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes possui contratos para a prestação de Serviços de Auditoria Externa com a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE – D (valor de R\$556,9 mil e uma carga de 2.947 horas/ano) e Companhia Estadual Geração e

Transmissão de Energia Elétrica Participações – CEEE – GT (valor de R\$566,4 mil e uma carga de 2.997 horas/ano), que são empresas controladas pela CEEE – Par.

A política na contratação de bens e serviços é elaborada através de licitação pública e quanto a contratação de serviços não relacionados à auditoria externa, junto ao auditor independente, fundamentam-se nos princípios de preservar a independência do auditor, quais sejam: a) o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho; b) o auditor não deve exercer funções gerenciais no seu cliente; e c) o auditor não deve promover os interesses de seu cliente.

Os Auditores Independentes declaram que a prestação de serviços não afeta a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de Auditoria Externa, baseados no item 1.2.10.6 m.2 da Resolução nº 1.034/05 do Conselho Federal de Contabilidade.

. PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO
Diretor Presidente

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ
Diretor

JULIO ELOI HOFER
Diretor



Balanco Patrimonial

(Valores expressos em milhares de reais)

Nota Explicativa	CONTROLOADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
ATIVO CIRCULANTE				
5 Caixa e Equivalentes de Caixa	68	-	424.114	60.455
10 Investimentos em Títulos do Governo	-	-	135.585	126.818
6 Consumidores, Concessionárias e Permissonárias	-	-	724.908	682.935
7 Tributos a Recuperar	-	-	86.508	45.487
8 Estoques	-	-	44.310	24.938
13 Ativo Financeiro da Concessão	-	-	98.583	62.005
14 Identização Rede Básica do Sistema Existente - RISE	-	-	224.471	-
11 Ativo Financeiro Setorial Líquido	-	-	161.526	1.492
Pagamentos Antecipados	-	-	1.333	-
9 Outros Créditos a Receber	140	-	363.147	224.053
	208	-	2.264.485	1.228.183
ATIVO NÃO CIRCULANTE				
6 Consumidores, Concessionárias e Permissonárias	-	-	13.121	10.390
7 Tributos a Recuperar	-	-	25.706	14.462
5 Aplicações Financeiras	-	-	9	1.751
12 Depósitos Judiciais	-	-	110.084	137.939
13 Ativo Financeiro da Concessão	-	-	1.465.710	1.011.948
16,3,7 Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	84.993	-	35.998	99.477
Identização Rede Básica do Sistema Existente - RISE	-	-	1.399.409	-
9 Outros Créditos a Receber	-	-	45.936	1.719.755
15 Bens e Direitos Destinados a Alienação e Renda	-	-	44.551	44.551
16 Investimentos	1.624.466	1.438.201	364.648	538.931
17 Imobilizado	-	-	950.534	629.003
18 Intangíveis	-	-	1.735.449	1.876.346
	1.709.459	1.438.201	6.191.155	6.040.593
PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
Capital Social	319.803	319.803	-	-
Reserva de Lucros	1.846.659	1.846.659	-	-
Reserva de Incentivos Fiscais	-	-	-	-
Recursos Destinados a Aumento de Capital	(591.928)	(592.893)	21.409	21.409
Outros Resultados Abrangentes	(869.422)	(950.145)	(869.422)	(950.146)
Prejuízos Acumulados	705.112	623.424	705.521	623.423
Participação dos não controladores	-	-	511.803	339.836
	705.112	623.424	1.238.324	965.259
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
	1.709.667	1.438.201	8.455.640	7.268.777
Passivo Circulante				
19 Fornecedores	-	-	879.568	549.412
Obrigações Trabalhistas	-	-	107.057	94.999
20 Obrigações Fiscais	19	-	555.078	395.597
21 Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	-	-	64.931	54.111
22 Provisão para Benefícios a Empregados	-	-	437.892	150.866
23 Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	-	-	83.327	91.090
24 Obrigações da Concessão	-	-	512.818	411.926
11 Passivo Financeiro Setorial Líquido	-	-	261.209	303.811
Outros Passivos	-	-	164.844	-
	19	-	2.900.880	2.214.656
Passivo Não Circulante				
19 Fornecedores	-	-	569.467	191.057
22 Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	-	-	938.798	708.484
23 Provisão para Benefícios a Empregados	-	-	1.495.910	1.820.038
21 Obrigações Fiscais	-	-	103.459	291.582
25 Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	-	-	282.737	316.464
16 Provisão para Desvalorização de Investimentos	1.004.536	814.777	-	-
24 Obrigações da Concessão	-	-	499.058	390.417
26 Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	-	-	331.619	279.944
Outros Passivos	-	-	95.388	92.876
	1.004.536	814.777	4.316.436	4.090.862
Patrimônio Líquido				
Capital Social	319.803	319.803	319.803	319.803
Reserva de Lucros	1.846.659	1.846.659	1.846.659	1.846.659
Reserva de Incentivos Fiscais	-	-	-	-
Recursos Destinados a Aumento de Capital	(591.928)	(592.893)	21.409	(592.893)
Outros Resultados Abrangentes	(869.422)	(950.145)	(869.422)	(950.146)
Prejuízos Acumulados	705.112	623.424	705.521	623.423
Participação dos não controladores	-	-	511.803	339.836
	705.112	623.424	1.238.324	965.259
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
	1.709.667	1.438.201	8.455.640	7.268.777

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Resultado

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	29	-	-	4.017.559	4.647.709
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA		-	-	(3.904.778)	(3.531.705)
Custo com Energia Elétrica	30	-	-	(2.678.730)	(2.017.497)
Custo de Operação	30	-	-	(1.226.048)	(1.514.208)
RESULTADO OPERACIONAL BRUTO		-	-	112.781	1.116.004
Despesas Operacionais	31	-	-	(461.932)	(594.540)
Outras Receitas	32	-	-	369.078	118.954
Outras Despesas	32	-	-	(31.541)	(72.048)
RESULTADO DO SERVIÇO		-	-	(11.614)	568.370
Resultado de Participações Societárias		(15.924)	261.441	71.845	79.785
Resultado Financeiro, Líquido	33	68	-	(289.505)	(1.853)
Resultado Operacional		(15.856)	261.441	(229.274)	646.302
RESULTADO ANTES DO IR E CS		(15.856)	261.441	(229.274)	646.302
Imposto de Renda Corrente	34	(10)	-	(24.684)	(2.618)
Imposto de Renda Diferido	34	-	-	208.808	(186.127)
Contribuição Social Corrente	34	(6)	-	(9.166)	(1.047)
Contribuição Social Diferida	34	-	-	75.170	(67.006)
Participação dos Não Controladores		-	-	(7.107)	(132.743)
LUCRO DO EXERCÍCIO		(15.872)	261.441	20.854	389.504
Atribuído a Sócios Não Controladores		-	-	(3.732)	(128.063)
Atribuído a Sócios da Empresa Controladora		(15.872)	261.441	(17.122)	(261.441)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Resultado Abrangente

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
LUCRO DO EXERCÍCIO		(15.872)	261.441	20.854	389.504
OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES		6.593	(298.190)	10.001	(452.352)
Varição líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	10	322	15.758	488	23.905
Venda de Títulos do Governo	10	-	5.957	-	9.036
Ganho/Perda Atuarial		5.562	(312.752)	8.438	(474.441)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos sobre Outros Resultados Abrangentes	10	709	(7.154)	1.075	(10.852)
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		(9.279)	(36.749)	30.855	(62.848)
Atribuído ao Acionista da Empresa Controladora		-	-	(9.279)	(36.749)
Atribuído aos Acionistas da Empresa Não Controladora		-	-	40.134	(26.099)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido (Valores expressos em milhares de reais)

	CONTROLADORA						
	Reserva de Lucros				Participação dos Não Controladores	Total	Total
	Capital Social	Reserva de Incentivos Fiscais	Recursos Destinados Aumento Capital	Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes		
SALDOS EM 31/12/2015	319.803	1.846.659	-	(1.220.191)	(288.153)	658.118	1.004.254
Prejuízo do Exercício	-	-	-	261.441	-	261.441	389.504
Aquisição de controle	-	-	-	-	-	-	-
Integralização de capital	-	-	-	-	-	-	18.738
Absorção de Reservas	-	-	-	-	-	-	-
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	-	-	-	-	21.717	21.717	32.952
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	-	-	-	-	(7.035)	(7.035)	(10.672)
Registro da Perda Atuarial	-	-	-	-	(313.740)	(313.740)	(474.441)
Ajuste de Avaliação Patrimonial	-	-	-	-	(299.058)	(299.058)	(452.161)
Realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	8.605	(8.605)	-	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização do custo atribuídos dos ativos	-	-	-	-	2.923	2.923	2.923
Total do ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	-	-	-	8.605	(5.682)	2.923	2.923
SALDOS EM 31/12/2016	319.803	1.846.659	-	(950.146)	(592.893)	623.424	963.259
Resultado do Exercício	-	-	-	15.872	-	15.872	187.169
Integralização de capital	-	-	-	-	-	-	139
Recursos Destinados ao Aumento de Capital	-	-	21.409	-	-	21.409	-
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	-	-	-	-	1.058	1.058	1.605
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	-	-	-	-	(28)	(28)	(42)
Registro do Ganho Atuarial	-	-	-	-	5.563	5.563	5.563
Ajuste de Avaliação Patrimonial	-	-	-	-	6.593	6.593	7.126
Realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	8.734	(8.734)	-	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização do custo atribuídos dos ativos	-	-	-	-	3.105	3.105	3.105
Total do ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	-	-	-	8.734	(5.629)	3.105	3.105
Coligadas e Controladas - Companhia Estadual de Distribuição	-	-	-	-	-	-	-
SALDOS EM 31/12/2017	319.803	1.846.659	21.409	(869.422)	(591.928)	726.521	1.216.916

Demonstração dos Fluxos de Caixa
(Valores expressos em milhares de reais)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Prejuízo do Exercício	15.924	261.441	304.193	(429.465)
Despesas (Receitas) que não afetam o Caixa				
Variações Monetárias e Cambiais dos Empréstimos de Longo Prazo	-	-	14.246	(96.383)
Variações Monetárias do Passivo Não Circulante	-	-	13.862	-
Depreciação e Amortização de Bens do Ativo Imobilizado e Intangíveis	-	-	148.872	155.414
Resultado de Equivalência Patrimonial	(15.924)	(261.441)	(71.844)	(78.248)
Constituição de Provisão para Passivos e Outras	-	-	94.918	305.566
Constituição de Provisão Ex-Autárquicos	-	-	-	-
Constituição de Provisão Para Créditos de Liquidação Duvidosa.....	-	-	97.342	39.453
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	-	-	(250.480)	252.308
Baixa de Ativo Imobilizado, Investimentos e Intangível	-	-	374.898	698.742
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBSE	-	-	(28.011)	-
Reversão da Perda do Ativo Recuperável	-	-	(299.248)	-
Variação dos Investimentos em Títulos do Governo	-	-	(11.629)	(14.091)
Outros	-	-	32.856	-
CAIXA GERADO NAS OPERAÇÕES	-	-	419.975	847.158
Variações no Ativo Circulante e Não Circulante	-	-	(7.331)	140.745
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	-	-	(145.146)	(40.363)
Tributos a Recuperar	-	-	(52.304)	2.549
Aplicações Financeiras de Longo Prazo	-	-	7.782	10.291
Estoques	-	-	(31.745)	(516)
Investimentos em Títulos do Governo	-	-	7.341	70.177
Depósitos Judiciais	-	-	27.855	2.949
Conta de Compensação dos Itens da Parcela A - CVA	-	-	(161.526)	113.371
Pagamentos Antecipados	-	-	159	-
Outros Créditos a Receber	-	-	548.710	(17.600)
Bens e Direitos Destinados à Alienação	-	-	(208.457)	(113)
Variações no Passivo Circulante e Não Circulante	-	-	101.604	170.031
Fornecedores	-	-	711.169	(121.800)
Obrigações Trabalhistas	-	-	12.064	13.556
Obrigações Fiscais	-	-	(40.573)	180.745
Provisão para Benefícios a Empregados	-	-	(136.515)	(170.642)
Obrigações da Concessão	-	-	209.533	329.201
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	-	-	55.688	7.061
Pagamento de Encargos de Dívidas	-	-	(30.735)	(30.145)
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias.....	-	-	(22.315)	-
Conta de Compensação dos Itens da Parcela A - CVA	-	-	(303.811)	-
Outros Passivos	-	-	(352.901)	(37.945)
CAIXA LÍQUIDO ATIVIDADES OPERACIONAIS	-	-	514.248	1.157.934
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO				
Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Investimentos	-	-	(407.472)	(926.953)
Aumento/Redução de Investimentos	-	-	(156.879)	-
Aquisição de Bens do Ativo Imobilizado	-	-	(369.258)	(424.288)
Aquisição de Ativo Intangível	-	-	(77.046)	(502.665)
Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Investimentos.....	-	-	195.711	-
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO				
Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Financiamentos	-	-	256.815	98.529
Incremento de Empréstimos e Financiamentos	-	-	301.686	152.516
Amortização do Principal de Empréstimos e Financiamentos	-	-	(74.800)	(53.987)
Integralização de Capital Social	-	-	92.728	-
Partes Relacionadas	-	-	(62.799)	-
REDUÇÃO (AUMENTO) DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	-	-	363.591	(53.838)
Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes de Caixa	-	-	60.455	114.293
Saldo Final de Caixa e Equivalentes de Caixa	-	-	424.046	60.455

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Notas Explicativas

às Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2017 e 2016
(valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par é uma sociedade anônima de capital fechado, organizada em conformidade com a autorização concedida pela Lei Estadual nº 12.593, de 13 de setembro de 2006, rege-se por estatuto, bem como pela legislação aplicável. O principal acionista da CEEE Participações é o Governo do Estado do Rio Grande do Sul que detém mais de 99,99% de suas ações.

A CEEE-Par tem por objeto a participação em outras sociedades, como sócia ou acionista, bem como o desenvolvimento de atividades no setor energético, sob quaisquer de suas fontes, visando à exploração econômica e comercial de seu campo de atividade, mediante a construção e operação, dentre outros, de sistemas de geração, de transmissão, de distribuição, de comercialização de energia elétrica e de serviços correlatos, como prestar serviços de consultoria dentro de sua área de atuação, no Brasil ou no exterior, exercer atividades relacionadas direta ou indiretamente com seu objeto social e utilizar a infraestrutura das suas controladas para a prestação de serviços, visando à produção de outras receitas.

As atividades da CEEE-Par serão desenvolvidas diretamente ou por intermédio de empresas controladas ou subsidiárias integrais especialmente constituídas para tais fins ou, ainda, por empresas das quais participa a CEEE-Par, suas controladas ou subsidiárias, mediante deliberação do seu Conselho de Administração.

A CEEE-Par poderá também, participar de consórcios ou de sociedades com empresas privadas ou públicas, constituídas para o fim de desenvolver atividades que guardem identidade com as definidas em seu objeto social.

Atualmente a CEEE-Par exerce suas atividades por intermédio de suas empresas controladas, atuando nos principais segmentos de negócio dentro do setor elétrico nacional. Na geração e na transmissão, sua atuação se dá através da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, assim como no segmento de distribuição, a CEEE-Par exerce suas atividades através da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D.

1.1. Das Concessões

A Companhia possui o direito de explorar indiretamente, as seguintes concessões e autorizações:

1.1.1 Concessão de Geração

Em 05 de abril de 2000 a Companhia firmou o Contrato de Concessão nº 025/2000 - ANEEL para exploração de geração de energia elétrica. O contrato regula a exploração dos potenciais de energia hidráulica por meio das centrais geradoras e das instalações de transmissão de interesse restrito às centrais geradoras.

Com o advento da Medida Provisória nº 579 de 11/09/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/13, estabeleceu-se um novo marco regulatório no Setor Elétrico Brasileiro possibilitando a renovação antecipada dos contratos de concessão de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, a partir de uma redução tarifária nos segmentos de geração e de transmissão.

A referida MP estabeleceu que toda energia gerada pelas usinas cujas concessões vencem até 2017, serão comercializadas em regime de cotas, por tarifas definidas pela ANEEL, que cobrirão somente os custos de operação e manutenção, encargos setoriais reduzidos, tributos e a remuneração do uso das redes de transmissão e distribuição.

Em atendimento à legislação, em 04/12/2012, a Companhia firmou com a União, o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 25/2000 - ANEEL, pelo prazo de 30 anos.

A Usina de Itaúba ainda não foi alcançada pelo conteúdo da Lei 12.783/13, uma vez que sua concessão tem previsão de término para 30/12/2021, já as demais usinas do parque gerador da CEEE-GT estão disponibilizando sua energia para o regime de cotas.

Foram prorrogadas as concessões das usinas listadas no quadro abaixo:

UHE	Potência Instalada (MW)	TEIF (%)	IP (%)	TOTAL [1-(1-TEIF)*(1-IP)]	RELAÇÃO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS		Atos			Termo Final da Concessão
					Nº de Unidades Geradoras	Localização (Rio/Município/UF)	Contrato de Concessão	1ª Prorrogação	2ª Prorrogação	
Jacuí	180	1,672	5,403	6,98	6	Rio Jacuí/Salto do Jacuí/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Passo Real	158	2,533	8,091	10,42	2	Rio Jacuí/ Salto do Jacuí/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 278, 11/08/99	-	31/12/2042
Canastra*	44,8	-	-	-	2	Rio Santa Maria/Canela/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Bugres*	19,2	-	-	-	2	Rio Santa Cruz/Canela/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Ernestina	4,96	-	-	-	1	Rio Jacuí/ Ernestina/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Capigui*	4,47	-	-	-	3	Rio Capigui/Passo Fundo/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Guarita*	1,76	-	-	-	1	Rio Guarita/Erval Seco/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Herval*	1,52	-	-	-	2	Rio Cadeia/Santa Maria do Herval/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Santa Rosa*	1,58	-	-	-	1	Rio Santa Rosa/Três de Maio/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Passo do Inferno*	1,49	-	-	-	1	Rio Santa Cruz/São Francisco de Paula/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Forquilha*	1,118	-	-	-	1	Rio Forquilha/Maximiliano de Almeida/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Ijuizinho*	1,118	-	-	-	1	Rio Ijuizinho/Eugênio de Castro/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042

* Usinas não despachadas centralizadamente.

A Usina de Toca, localizada no município de São Francisco de Paula, por ser menor que 1 mW, e estar enquadrada em uma legislação específica, não é objeto de renovação nas atuais condições e portanto deverá ser requerida a autorização ao poder concedente por ocasião do vencimento da atual concessão em 07/07/2015.

A CEEE-GT, conforme Despacho da ANEEL nº 259 de 21/07/1999 tem um registro da Pequena Central Hidrelétrica Ivaí, com potência instalada de 0,768 MW, localizada no rio Ivaí, município de Júlio de Castilhos.

Em 31 de outubro de 2012 o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria Ministerial nº 578, definindo as tarifas iniciais para as Usinas Hidrelétricas enquadradas no art. 1º da MP 579, com base no valor do Custo da Gestão dos Ativos de Geração – GAG.

Em 01/11/2012, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Fazenda, através da Portaria Interministerial nº 580, estabeleceram os valores de indenização para as usinas hidrelétricas. Assim, nos termos das Portarias publicadas pela União, ficou delineado que as usinas da CEEE-GT acobertadas pelo contrato de concessão nº 25/2000 não seriam indenizadas, sendo que, em paralelo, a Companhia protocolou junto ao Ministério de Minas e Energia ofício contendo algumas questões, em especial no que se refere à indenização dos investimentos ainda não depreciados inerentes as usinas renovadas. Vide nota explicativa nº 16.

1.1.1.1. Aspectos Regulatórios

a) Repactuação do Risco Hidrológico

As condições hidrológicas adversas ocorridas no último triênio, somada às decisões operativas e a outros fatores que influenciam no despacho da geração pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), afetaram financeiramente os agentes hidrelétricos participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que, ao não conseguirem entregar energia suficiente para honrar seus contratos, ficaram expostos ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) no Mercado de Curto Prazo (MCP).

A Companhia, com o objetivo de se proteger financeiramente dos valores a ela atribuídos a título de risco hidrológico, bem como do rateio dos valores proveniente de outros agentes protegidos judicialmente, ingressou com ação judicial e obteve decisão liminar, com efeitos a partir de março de 2015, limitando a redução, via Fator de Ajuste do MRE (GSF), a 5% da Garantia Física das usinas modeladas no perfil da CEEE-GT junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e que não foram objeto de renovação das Concessões prevista na Lei nº 12.783/2013.

A Lei nº 13.203, publicada em 9 de dezembro de 2015, e a Resolução Normativa ANEEL nº 684, publicada em 14 de dezembro de 2015, estabeleceram as condições para a repactuação do risco hidrológico suportados pelos agentes participantes do MRE, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015.

A referida regulamentação apresentou propostas distintas para a energia contratada no ano de 2015 no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL), porém ambas tinham como condição para a repactuação a retirada de qualquer ação judicial relativa ao tema, com resolução de mérito.

Devido à característica do portfólio de contratos de venda de energia em 2015, a Companhia teve quase que a totalidade de sua energia remetida à modalidade de repactuação no ACL, cuja proposta se caracteriza pela contratação de energia de reserva.

Em janeiro de 2016 a Administração decidiu por não aderir à proposta, mantendo a ação judicial em curso.

Em 2017, nos meses de abril e setembro, a Companhia teve decisões desfavoráveis em relação a sua liminar judicial, fato que culminou na reversão dos seus efeitos históricos em janeiro de 2018, a partir de deliberação do Conselho de Administração da CEEE.

Frente a esta cobrança a Companhia ingressou com requerimento administrativo na ANEEL, buscando um maior detalhamento do valor cobrado, bem como aguardar deliberação da Agência sobre eventual parcelamento dos débitos relativos à reversão de provimentos judiciais que limitavam a responsabilidade de geradores hidrelétricos no que toca ao ônus decorrente do GSF. Judicialmente a CEEE-GT conquistou mandado de segurança suspendendo a cobrança do respectivo débito e desonerando a Companhia de todos os eventuais ônus e sanções relacionados ao não aporte da garantia financeira e não pagamento do respectivo débito, até a apreciação definitiva na esfera administrativa acerca do requerimento administrativo apresentado pela Companhia.

1.1.2. Concessão de Transmissão

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT detém duas concessões para exploração dos serviços públicos de transmissão de energia elétrica.

1.1.2.1. Contrato de Concessão nº 055/2001 – ANEEL

Em 1º de outubro de 2001 a Companhia firmou o Contrato de Concessão nº 055/2001 - ANEEL para Transmissão de energia elétrica. Em razão da Medida Provisória nº 579 de 11/09/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013 e Decreto nº 7.805/2013, o contrato de concessão foi aditado em 04/12/2012, tendo sofrido alterações significativas. O Contrato de Concessão, já com as alterações realizadas, estabelece:

- I. quais os bens vinculados à Concessão e a obrigação de operar e manter a infraestrutura existente;
- II. as condições para a prestação do serviço;
- III. a garantia de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão;
- IV. a indenização, em caso de extinção da concessão, referente à parcela ainda não amortizada dos investimentos realizados pela Companhia na infraestrutura a serviço da concessão.

Em 01/11/2012, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Fazenda, através da Portaria Interministerial nº 580, estabeleceram os valores de indenização para as instalações integrantes das concessões de transmissão de energia elétrica enquadradas pela MP 579, ficando delineado o montante de R\$661.086 mil a preço de outubro de 2012, para indenização das instalações não depreciadas, posteriores a maio de 2000, relacionadas ao contrato de Concessão nº 055/2001. Essas instalações são usualmente denominadas RBNI. Vide nota explicativa nº 13.2.5.

Ainda, no que tange as instalações não depreciadas anteriores a maio de 2000, usualmente denominada RBSE, a Lei nº 12.783/2013 em seu artigo 15, § 2º autoriza o poder concedente a pagar, na forma de regulamento, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela

concessionária e reconhecidos pela ANEEL. A Companhia submeteu à ANEEL as informações para o cálculo dos ativos não depreciados em 29/04/2015 e conforme a REN nº 589/13 no artigo 6º, a ANEEL tem um prazo de 150 dias para validar as informações. Outras informações complementares estão disponíveis na nota explicativa nº 9.5.

Com a vigência da MP 579 (Lei 12.783/13), o prazo do Contrato de Concessão foi prorrogado por mais trinta anos e tem prazo de vigência até 31 de dezembro de 2042. O Contrato de Concessão também estabelece que a Receita Anual Permitida (nome dado à remuneração pela prestação do serviço de transmissão) será reajustada anualmente no mês de julho e revisada a cada cinco anos. Além dos critérios para reajuste e revisão da receita, previstos em contrato, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabelecerá em regulamentação específica regras e metodologia para cálculo dessa revisão.

1.1.2.2. Contrato de Concessão nº 080/2002 - ANEEL

Em 19 de dezembro de 2002 a Companhia firmou o Contrato de Concessão nº 080/2002 - ANEEL para Transmissão de Energia Elétrica. O Contrato de Concessão da LT 230kV UPME x Pelotas 3 estabelece:

- I. a obrigação de construir, operar e manter a infraestrutura a serviço da concessão;
- II. quais os serviços que o operador deve prestar e para quem os serviços devem ser prestados (área geográfica de atendimento e classe de consumidores);
- III. a garantia de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão;
- IV. indenização ao final do contrato de concessão referente à parcela ainda não amortizada dos investimentos realizados pela Companhia na infraestrutura a serviço da concessão.

O Contrato de Concessão tem prazo de vigência de 30 (trinta) anos, contados a partir da entrada em operação das instalações de transmissão, objeto do contrato, podendo ser renovado por igual período desde que requerida pela Companhia até 36 (trinta e seis) meses antes do término do contrato. A eventual prorrogação do Contrato de Concessão estará subordinada ao interesse público e à revisão das condições gerais do contrato.

O Contrato de Concessão também estabelece que as tarifas sejam reajustadas anualmente no mês de julho e revisadas nos casos de criação, alteração ou extinção de tributos ou encargos legais, quando comprovado seus impactos. Os critérios e metodologias para reajuste e revisão das tarifas de energia elétrica são definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em regulamentação específica.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em regulamentação específica.

1.1.3. Concessões de Distribuição

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D detém a concessão para exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica no território do Estado do Rio Grande do Sul, atendendo em 72 municípios, com cerca de 1,60 milhões de unidades consumidoras cativas, cujo Acordo de Concessão foi firmado em 25 de outubro de 1999 através do Contrato de Concessão nº 081/1999 - ANEEL, alterado pelo 1º Termo Aditivo, 2º Termo Aditivo e 3º Termo Aditivo, de 17 de outubro de 2005, 13 de abril de 2010 e 10 de dezembro de 2014, respectivamente, para distribuição de energia elétrica. O 4º Termo Aditivo de 09 de dezembro de 2015 prorrogou a concessão até 07 de julho de 2045, de acordo com o Despacho do Ministro de Minas e Energia de 9 de novembro de 2015, fundamentado na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, no Decreto nº 7.805, de 14 de setembro e no Decreto nº 8.461, de 02 de junho de 2015.

O contrato de concessão assinado com a União Federal confere liberdade na direção dos negócios, investimentos, pessoal e tecnologia. A Companhia obriga-se a adotar, na prestação do serviço, tecnologia adequada e a empregar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação dos serviços e a modicidade das tarifas.

A concessão para exploração do serviço de distribuição de energia elétrica se extingue:

- a) pelo advento do termo final do contrato;
- b) pela encampação do serviço;
- c) pela caducidade;
- d) pela rescisão;
- e) pela anulação decorrente de vício ou irregularidade constatados no procedimento ou no ato de sua outorga.

O contrato de concessão contém cláusulas específicas que garantem o direito à indenização no final da concessão do valor residual dos bens vinculados ao serviço e dos valores registrados na Conta de Compensação e Variação dos Itens da Parcela “A” – CVA e itens financeiros. Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles efetivamente utilizados na prestação do serviço.

1.1.3.1. Prorrogação da Concessão

Em 09 de dezembro de 2015 foi assinado o 4º Termo Aditivo prorrogando a concessão até 07 de julho de 2045. Tendo em vista o Decreto nº 8.461, de 02 de junho de 2015 e conforme cláusula décima oitava do 4º Termo Aditivo, a companhia deverá observar, pelo período de cinco anos contados de 1º de janeiro de 2016 um conjunto de condições estabelecidas nos Anexos II e III cujos critérios são a eficiência na prestação do serviço de distribuição e a eficiência na gestão econômica e financeira.

De acordo com o Anexo II do referido documento, o critério de eficiência na prestação do serviço de distribuição será monitorado por indicadores que consideram a frequência e a duração média das interrupções do serviço. Já os parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira, de acordo com o Anexo III do referido documento, foram definidos para os primeiros cinco anos a contar do início do ano civil subsequente ao de vigência do 4º Termo Aditivo. As definições e conceitos utilizados nos parâmetros econômicos e financeiros consideram as normas e procedimentos estabelecidos pela Contabilidade Regulatória, de acordo com o conteúdo do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL nº 605, de 11 de março de 2014.

O parâmetro mínimo de sustentabilidade econômica e financeira deve corresponder à seguinte condição:

- Geração Operacional de Caixa – Investimentos de Reposição – Juros da Dívida ≥ 0

Também devem ser observadas as seguintes inequações as quais devem ser alcançadas nos prazos estabelecidos e mantidas doravante a partir do sexto ano civil subsequente à celebração do 4º Termo Aditivo:

- I. LAJIDA ≥ 0 (até o término de 2017 e mantida em 2018, 2019 e 2020)
- II. [LAJIDA (-) QRR] ≥ 0 (até o término de 2018 e mantida 2019 e 2020)
- III. {Dívida líquida/ [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (0,8 * SELIC)$ (até o término 2019)
- IV. {Dívida líquida/ [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (1,11 * SELIC)$ (até o término 2020)

Conforme a subcláusula oitava do 4º Termo Aditivo, antes de instaurado processo administrativo pela ANEEL, em face de descumprimento das condições de prorrogação, a Companhia tem a possibilidade de apresentar plano de transferência societário, porém, conforme a subcláusula primeira da cláusula décima oitava, o descumprimento efetivo de uma das condições de prorrogação dispostas nos Anexos II e III por dois anos consecutivos ou de quaisquer das condições ao final do período de cinco anos, acarretará a extinção da concessão, respeitadas as disposições definidas no 4º Termo Aditivo, particularmente o direito de ampla defesa.

1.1.3.1. Tarifas

O Contrato de Concessão estabelece que as tarifas sejam reajustadas anualmente no mês de novembro e revisadas a cada 05 (cinco) anos. Os critérios e metodologias para reajuste e revisão das tarifas de energia elétrica são definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em regulamentação específica.

A receita requerida anual, que representa a receita necessária para as distribuidoras manterem o equilíbrio econômico-financeiro, é segregada em duas parcelas para fins de sua determinação:

Parcela A: compreende os custos “não gerenciáveis” das distribuidoras, ou seja, os custos cujo montante e variância estão fora do controle e influência da Companhia.

Parcela B: compreendem os custos “gerenciáveis”, que são os custos inerentes às operações de distribuição de energia, estando assim sujeitos ao controle ou influência das práticas de gestão adotadas pela Companhia. Inclui a remuneração do capital, depreciação dos ativos, custos operacionais e outras receitas.

Parcela A	Parcela B
Custo de aquisição de Energia	Custos Operacionais
Custo com Transporte de Energia	+
Encargos Setoriais:	Cota de depreciação
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;	+
Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;	Remuneração do Investimento
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH;	-
Encargos de Serviços do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER;	
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;	
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE;	Outras Receitas
Contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS	

A ANEEL estabelece uma tarifa diferente para cada distribuidora em função das peculiaridades de cada concessão. A tarifa visa assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade. Os custos e investimentos repassados às tarifas são calculados pelo órgão regulador, e podem ser maiores ou menores do que os custos praticados pelas empresas.

Outros fatores que fazem variar a fatura de energia são as características de contratação de fornecimento. Os consumidores cativos residenciais e os de baixa renda – aqueles que só podem ser atendidos por uma distribuidora – têm uma tarifa única em sua concessionária.

As variações também ocorrem de acordo com o nível de tensão em que os consumidores são atendidos, que é a tensão disponibilizada no sistema elétrico da concessionária e que varia entre valores inferiores a 2,3 kV (como as tensões de 110 e 220 volts) e valores superiores a 2,3 kV. Essa variação divide os consumidores nos grupos A (superiores a 2,3 kV, por exemplo, as indústrias e grandes comércios) e B (inferiores a 2,3 kV – no qual se incluem os consumidores de baixa renda, residenciais, comércios, etc.). Os consumidores do grupo A têm tarifas definidas para energia e uso de rede, para horários de ponta e fora de ponta. Os consumidores livres possuem características diferentes, pois podem contratar energia de outros fornecedores, em condições especiais.

1.1.3.2. Distribuição - Revisão Tarifária Periódica

A ANEEL, através da Resolução Homologatória Nº 2.361/2017, aprovou os valores do Reajuste Tarifário Anual da CEEE-D. As tarifas de aplicação homologadas estarão vigentes entre 22 de dezembro de 2017 e 21 de novembro de 2018.

O efeito médio do reajuste tarifário para os consumidores da Companhia foi de 30,62%, sendo 29,29% para baixa tensão em média - abaixo de 2,3 kV (Ex.: residenciais) e 33,54% para alta tensão em média – de 2,3 a 230 kV (Ex.: industriais). Esse reajuste pode ser explicado, principalmente, pelo efeito da retirada dos componentes financeiros do processo anterior, contribuindo com 16,38%, seguido da variação de 12,28% na Parcela A, que contribuiu com 9,37% e pelo efeito dos componentes financeiros do processo atual, que apresentou participação de 5,31% no efeito médio ao consumidor. Em contrapartida, a parcela B reduziu sua participação no efeito médio ao consumidor em -0,43%.

O Reajuste Tarifário Anual de 2017, também atualizou o valor da Parcela B da CEEE-D. A Parcela B compreende as despesas com a prestação do serviço de distribuição de energia e se refere a custos inerentes à atividade de distribuição, que estão sujeitos ao controle e influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária e, por definição, são repassados por meio de valores regulatórios. A parcela B foi atualizada de R\$739.971.111,87 para R\$726.595.389,06, uma redução de -1,81%

1.1.3.3. Bandeiras Tarifárias

A Resolução Normativa nº 547/2013 implantou o mecanismo de aplicação das Bandeiras Tarifárias com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015. Esse mecanismo é capaz de refletir o custo real das condições de geração de energia elétrica no país, principalmente relacionado à geração térmica, ESS de segurança energética, risco hidrológico e exposição involuntária das distribuidoras de energia elétrica.

Quando a bandeira está verde, as condições hidrológicas para geração de energia são favoráveis e não há qualquer acréscimo nas faturas; já quando a bandeira passa a ser amarela ou vermelha há uma cobrança adicional proporcional ao consumo. Nos meses de janeiro e fevereiro de 2015 o valor acrescido pelas bandeiras amarela e vermelha foram inicialmente definidos em R\$1,50 e R\$3,00, a cada 100 kWh; a partir de 2 de março, os valores foram atualizados para R\$2,50 e R\$5,50, a cada 100 kWh. Após 1º de setembro de 2015, a bandeira tarifária vermelha foi reduzida de R\$5,50 para R\$4,50, a cada 100 kWh. Em 1º de fevereiro de 2016, a bandeira vermelha passou a ter dois patamares, R\$3,00 e R\$4,50, aplicados a cada 100 kWh consumidos, ao passo que a bandeira amarela teve seu valor reduzido, passando de R\$2,50 para R\$1,50, aplicados a cada 100 kWh, conforme Resolução Homologatória nº 2.016/2016.

Em 24/10/2017, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu pela instauração da Audiência Pública - AP nº 61/2017 com objetivo de obter subsídios para a revisão da metodologia das Bandeiras Tarifárias e que a proposta apresentada nessa AP fosse aplicada, em caráter extraordinário, a partir de novembro de 2017. O acionamento das bandeiras tarifárias, definido para todo o Sistema Interligado Nacional, passou a ser baseado na seguinte variável de acionamento:

$$PLD_{\text{gatilho}} = \min \left[PLD_{\text{max}}, \max \left[PLD_{\text{min}}, \frac{\text{ValorBandeira}}{\left(1 - \frac{GH_{\text{pmo}}}{GF_{\text{sazo}}}\right)} \right] \right]$$

Sendo:

GH_{pmo} : previsão de geração hidráulica total do MRE, sinalizada pelo Programa Mensal da Operação (PMO);
 GF_{sazo} : volume médio de garantia física sazonalizada pelos agentes de geração, segundo os preceitos da Resolução nº 584/2013;
 PLD_{max} : PLD máximo definido pela ANEEL;
 PLD_{min} : PLD mínimo definido pela ANEEL;

Os valores foram definidos por:

- Bandeira Verde: não há acréscimo;
- Bandeira Amarela: R\$1,00 aplicado para cada 100 kWh;
- Bandeira Vermelha – Patamar 1: R\$3,00 aplicado para cada 100 kWh;
- Bandeira Vermelha – Patamar 2: R\$5,00 aplicado para cada 100 kWh;

Por meio do Decreto nº 8.401/2015, foi criada a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT com o objetivo de administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias instituídas pela ANEEL. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE foi designada para manutenção da CCRBT, e os valores a serem repassados ou compensados são homologados mensalmente pela ANEEL, por meio da emissão de nota técnica. O mecanismo das Bandeiras Tarifárias tem como objetivo preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. As variações de custos remanescentes são registradas na CVA para inclusão no próximo processo tarifário.

1.2. Gestão Financeira e Plano de Ajuste Estrutural

O biênio 2015-16 foi marcado pelo desaquecimento da economia brasileira e gaúcha, gerando retração do consumo e produção, indisponibilidade de linhas de financiamento e desemprego. A principal causa da crise foi o esgotamento do modelo de crescimento econômico baseado na expansão do consumo e de crédito abundante. Apesar da adoção de políticas anticíclicas, o Governo viu a recessão avançar ao longo de 2016, com reflexo no risco Brasil, prejudicando e encarecendo o acesso ao capital de terceiros pelas empresas, não sendo diferente para o segmento de energia elétrica.

Afora a questão macroeconômica há que se destacar igualmente o desequilíbrio pelo qual vem passando o próprio setor elétrico, especialmente após os efeitos da MP 579.

Para o enfrentamento desse contexto recessivo e de crise no setor elétrico, foram tomadas medidas de ajuste financeiro desde 2015, as quais buscaram a recuperação da Companhia, combatida por vários anos de resultados negativos.

Podem ser destacadas as seguintes ações tomadas para garantir a melhoria do desempenho econômico-financeiro da CEEE-D:

- a) Comitê de Racionalização de Gastos - criado no primeiro trimestre de 2015, com objetivo essencial de dar fluidez, priorização e assertividade nos gastos com investimento e custeio, buscando atingir o máximo de economicidade e eficiência.
- b) Reprogramação Orçamentária – Busca do estabelecimento de orçamento realista e tempestivo, exigindo que os projetos de investimento tivessem aderência a realidade financeira das empresas. Dentre as ações iniciais, houve a suspensão dos recursos administrados através do Sistema de Planejamento e Controle Financeiro (PCF), aplicação de premissas reais para a política de investimentos na elaboração do Plano Plurianual de 2016-2019.
- c) Manutenção do Adimplemento das Obrigações Fiscais e Regulatórias – Repactuação de débitos junto à Receita Federal do Brasil (PIS/COFINS), Estadual (ICMS) e Eletrobrás (parcelas CDE e Itaipu), permitindo a regularização de débitos. Desde 2015, houve a regularização de débitos na ordem de R\$ 1,6 bilhão.
- d) Manutenção do atual Plano de Desligamento Incentivado – PDI - Manutenção da política de incentivo àqueles empregados que conquistem as carências para aposentadoria e se desliguem de forma espontânea.
- e) Equalização dos Custos Judiciais - Trabalho de identificação de nichos de litígios institucionalizados em setores da área de concessão, passíveis de realizar trabalhos combinado entre a área jurídica e técnica de atendimento ao consumidor. Tal esforço permite programar ações pró-ativas e antecipadas de forma a mitigar novas ações cíveis e indenizatórias, bem como reduzir o valor de eventuais condenações.
- f) Novas Captações Financeiras - Apesar de todo o esforço em racionalizar os gastos da empresa, buscando seu equilíbrio, vislumbra-se a captação junto a agentes financeiros públicos ou privados (nacionais ou internacionais), através de operações estruturadas e lastreadas em recebíveis, como é praxe de mercado. Foi criada uma divisão que vem se especializando na negociação com organismos financeiros e bancos privados.
- g) Aceleração do processo de apropriação dos ativos – Esforço cooperativo da área financeira com as áreas fins da distribuição, geração e transmissão, visando à unitização plena das obras já concluídas, possibilitando o retorno regulatório de tais investimentos. O montante relativo às unitizações incluídas neste processo, no biênio 2015-2016, foi de R\$ 684,9 milhões na CEEE-D.
- h) Política financeira de investimentos – Foi concentrado a realização de investimentos em subestações (SE's Dom Feliciano, Morro Redondo, Rincão, Pelotas e Pelotas 5) que entraram no processo de avaliação da base de remuneração de ativos até de maio de 2016.
- i) Negociação para pagamento de contas de energia em atraso junto ao Governo do Estado, totalizando no ingresso de caixa de R\$ 24,4 milhões em 26/10/2016.

- j) Gestão junto à ANEEL para exclusão da rubrica dos custos com ex-autárquicos na aferição do EBITDA regulatório da CEEE-D. Isso representa uma desoneração da métrica de cálculo na ordem de R\$ 70 milhões.
- k) Desligamento de pessoal – Foi realizada a adequação da estrutura de pessoal do Grupo CEEE, onde em abril/2016 foram desligados compulsoriamente 124 funcionários na CEEE-D e no caso da CEEE-GT, 57 funcionários, refletindo na redução do custo e despesa operacional da empresa.

A concessão de distribuição merece especial atenção devido ao déficit estrutural da empresa. Em que pese à adoção de esforços na redução dos custos operacionais gerenciáveis, na reprogramação do perfil de endividamento tributário e na busca da melhoria do desempenho da receita operacional, especialmente à luz da 4ª Revisão Tarifária Periódica - RTP da Concessionária, ocorrida em novembro de 2016, a recessão econômica provocou significativa retração da receita de venda de energia.

Observou-se uma queda acentuada no consumo do mercado cativo, saindo de um patamar positivo de 3,6% a.a. em 2014, caindo -5,8% em 2015, -6,9% em 2016 e com tendência de queda em 2017 na área da distribuidora, bem como a migração de consumidores para o mercado livre.

Adicionalmente, a retração do consumo de energia e o fenômeno da migração dos clientes do mercado cativo para o mercado livre assolam os resultados econômicos e o caixa das Distribuidoras em face da problemática sobrecontratação de energia. Esta última deve-se aos seguintes fatores: i) a recessão da economia conjugada com a elevação das tarifas de energia elétrica, que provocou acentuada queda no consumo de energia; ii) por sua vez, esses fatores incentivaram a migração de consumidores para o ambiente de contratação livre; iii) adicionalmente, a quantidade recebida em cotas de garantia física à distribuidora foi superior ao montante de reposicionamento (energia correspondente aos contratos em encerramento no ano).

Ainda ao final de 2016, houve a revisão tarifária periódica da CEEE-D relativa ao 4º ciclo, culminando na Resolução Homologatória nº 2.171, de 16 de novembro de 2016, onde as tarifas da Concessionária ficaram reajustadas em -16,28%, correspondente ao efeito tarifário médio a ser percebidos pelos consumidores. Apesar do efeito tarifário negativo, no que tange a parcela B, todo o volume de investimento realizado ao longo do último ciclo passa a elevar em aproximadamente 20% (R\$ 120 milhões) a receita inerente a cobertura dos custos operacionais, anuidades, depreciação e remuneração do capital. Mesmo enfrentando as severas dificuldades, o alto volume de investimentos, conforme apurado na Revisão Tarifária Ordinária, (corte da aferição da base de remuneração pelo Regulador em maio/2016), sempre duas vezes o valor do investimento mínimo QRR.

Merece relevo o fato da CEEE-D, mesmo sem geração de caixa positiva, investir no incremento robusto de sua planta elétrica, aliando política seletiva de uso dos recursos próprios para investimentos e os dos financiamentos obtidos junto ao BID/AFD.

Mesmo com avanços amplamente reconhecidos pelos consumidores e pela ANEEL, a crise do setor elétrico, combinada à recessão econômica e o reajuste tarifário negativo, têm afetado negativamente a geração de caixa da CEEE-D ao longo de 2017.

Parte desta redução explica-se pelo próprio Reposicionamento Tarifário negativo em -16,28%, homologado através da Resolução Homologatória ANEEL nº 2.171, aliado ao impacto da republicação das Tarifas de Energia, através da Resolução Homologatória Nº 2.214, de 28 de março de 2017, visando à revisão do Encargo de Energia de Reserva – EER (Angra III), reduzindo as tarifas em (-7,5%) a partir de 1º/04/2017, com efeito médio para o consumidor de - 19,39%.

Do ponto de vista do endividamento, a gestão financeira buscou reestruturar dívidas setoriais e tributárias, aproveitando os programas de renegociação existentes. Em 2016, realizou a adesão ao REFAZ 2015 no plano estadual e obteve os parcelamentos de encargos setoriais de CDE junto à Eletrobras e renegociou a dívida com Itaípu.

Em fevereiro de 2017, novamente, aderiu-se ao REFAZ 2017, sendo renegociados R\$ 245,8 milhões em impostos em atraso.

Já em maio de 2017, houve a adesão ao Programa de Regularização Tributária – PRT, o qual foi disciplinado no plano administrativo pela Instrução Normativa RFB nº 1.687/17 e pela Portaria PGFN nº 152/17. O PRT permite a liquidação de débitos federais vencidos até 30 de novembro de 2016, oferecendo grande oportunidade ao contribuinte de adimplir entre 80% e 76% da dívida com créditos de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL, sendo que a adesão poderá ser feita no máximo até 31 de maio de 2017. O inciso II do artigo 2º da IN RFB nº 1.687/17 permitiu ao contribuinte oferecer o pagamento em espécie de no mínimo 24% da dívida consolidada em 24 prestações mensais e liquidação do restante com a utilização de créditos fiscais de IRPJ/CSLL, sendo que, esses créditos são os existentes em 31 de dezembro de 2015 (conforme artigo 10º da IN RFB nº 1.687/17).

No mês de agosto de 2017, houve a migração do parcelamento firmado nos termos da Lei nº 12.996/14 e do parcelamento ordinário existente, para o Programa Especial de Regularização Tributária – PERT, nos termos da MP nº 783/2017 e na Instrução Normativa RFB nº 1.711/17. O PERT permite a liquidação de 80% dos débitos federais com créditos de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL e restante em 5 prestações mensais.

Com a adesão ao PRT e ao PERT a Distribuidora obteve um ganho de R\$ 322,6 milhões, no entanto, em contrapartida aos benefícios auferidos com os novos programas de parcelamento das dívidas de PIS e COFINS, a CEEE-D terá que manter a adimplências desses impostos sob pena de perder todos os benefícios obtidos com a renegociação dessas dívidas.

1.2.1. Plano de Ajuste Estrutural

A Administração da Companhia instituiu um Plano de Ajuste Estrutural com o propósito de efetuar um diagnóstico da situação econômico-financeira da Companhia partindo de uma análise de sustentabilidade econômico-financeira da Companhia. O referido Plano teve suas diretrizes aprovadas pela Diretoria no dia 27 de novembro de 2015, e foi apresentado ao Conselho de Administração em 14 de dezembro de 2015, destacando o cenário recente do setor elétrico nacional e as condições estabelecidas nos termos aditivos aos contratos de concessão das empresas do Grupo CEEE, especialmente os impactos incidentes do 4º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão 081-1999 da CEEE-D, contemplando os critérios de eficiência, racionalidade e modicidade tarifária.

A partir desse diagnóstico, o Plano de Ajuste Estrutural estabelece diretrizes, ações e metas, mediante a busca da eficiência da qualidade do serviço prestado, da eficiência da gestão econômico-financeira e da racionalidade operacional e econômica nos termos propostos pelo Decreto nº 8.461/2015 e condicionantes expressas no termo aditivo ao contrato de concessão.

O Plano tem como eixo central o completo alinhamento ao modelo de regulação preconizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, com incremento de receita a partir da assertividade dos investimentos e adequação dos custos e despesas operacionais aos limites da tarifa. Uma série de ações descritas no Plano de Ajuste Estrutural foi realizada, especialmente àquelas que se referem às tratativas para alongamento do mútuo firmado com a CEEE-GT a repactuação dos débitos setoriais e de tributos federais, a criação do Comitê de Racionalização de Gastos, a reprogramação orçamentária e o Plano de Resultados.

Somam-se, ainda, as ações já em andamento para a reestruturação das dívidas contratuais, buscando-se carências e prazos mais longos de amortizações, invertendo a lógica de endividamento de curto prazo, perseguindo uma redução significativa nas despesas financeiras e a melhoria considerável do desempenho de caixa.

Dentre as ações do Plano de Ajuste, é necessário salientar também aquelas que buscam a redução do custo operacional, tais como a manutenção do Plano de Desligamento Incentivado – PDI, a implantação do novo sistema ERP (Enterprise Resource Planning) que juntos viabilizam a reestruturação organizacional, buscando equilibrar a relação do quanti-qualitativo de pessoal e melhorar a capacidade de atendimento dos serviços, com ganhos de produtividade e redução de despesa de pessoal.

1.3. Continuidade Operacional

A Companhia apresentou passivo a descoberto e excesso de passivos sobre os ativos circulantes no encerramento do período no montante de R\$1.106.201 e R\$ 951.102, respectivamente.

No intuito de enfrentar tal resultado a Administração da Companhia instituiu o Programa de Ajuste Estrutural (PAE), visando à reestruturação de dívidas, parcelamento de impostos e encargos setoriais, elevação das receitas e redução dos custos e despesas operacionais. Com isso, pretende elevar a geração de caixa de forma a equalizar os ativos e os passivos.

Os resultados desta política e os esforços empreendidos na continuidade operacional estão nitidamente expressos na redução dos custos e despesas operacionais, na repactuação do mútuo existente entre a CEEE-D e a CEEE-GT, havendo quitação parcial do mesmo, ainda no exercício de 2017 e na expressiva melhoria dos indicadores técnicos da Companhia (DEC/FEC).

Em 2017 os enfrentamentos de desafios também se vislumbraram no cenário macroeconômico com a retração do consumo de energia e o fenômeno de migração dos clientes do mercado cativo para o mercado livre, que somados, assolam os resultados econômicos e o caixa das Distribuidoras em face da sobrecontratação de energia.

Estas situações conduzem a reflexos decisivos na geração de caixa operacional no período (EBITDA) e, conseqüentemente, prejudicam os planos de investimentos de expansão e modernização dos serviços concedidos, além de provocar inadimplência com outras obrigações.

As demonstrações financeiras foram preparadas no pressuposto da continuidade das operações, já externados pela Companhia por ocasião da renovação da Concessão, firmada em dezembro de 2015, prorrogando-a por mais 30 anos.

2. ATIVIDADES NÃO VINCULADAS À CONCESSÃO

2.1. Geração e Transmissão

A Companhia possui uma estação de piscicultura no município de Tio Hugo, cujo objetivo é a produção de alevinos e peixes a serem soltos nos reservatórios visando à manutenção e preservação da ictiofauna existente nos mesmos. Estas atividades não são relevantes para operação da Companhia.

2.2. Distribuição

A Companhia possui quatro hortos florestais localizados nos municípios de Alegrete, Candiota, Triunfo e Charqueadas. A produção de postes de madeira preservada é consumida na construção e/ou manutenção de redes elétricas. Em 2012 foi iniciado o processo de discussão pela Companhia sobre a manutenção das atividades florestais que contribuem para a produção de postes. Em 2013 após a conclusão do trabalho, a Administração decidiu pela alienação das florestas.

3. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

3.1. Base de Preparação e Apresentação das Demonstrações Financeiras

As Demonstrações Financeiras foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e as normas internacionais de relatório financeiro *International Financial Reporting Standards* - 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.

As Demonstrações Financeiras compreendem:

- a) *Demonstrações Financeiras Individuais*

As demonstrações financeiras individuais da Controladora foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC). Pelo fato de que as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicadas nas demonstrações financeiras individuais, a partir de 2014, não diferem do IFRS aplicável às demonstrações financeiras separadas, uma vez que ele passou a permitir a aplicação do método de equivalência patrimonial em controladas, coligadas e *joint ventures* nas demonstrações separadas, elas também estão em conformidade com as normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards* - IFRS, emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB. Essas demonstrações individuais são divulgadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas.

b) Demonstrações Financeiras Consolidadas

As Demonstrações Financeiras Consolidadas, identificadas como “Consolidado”, estão apresentadas, simultaneamente, de acordo com as normas internacionais de contabilidade - *International Financial Reporting Standards* - IFRS emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB, e com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas práticas brasileiras incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugadas com os pronunciamentos, interpretações e orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM. E, quando aplicável, as regulamentações da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

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

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), individual e consolidada, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações contábeis.

3.1.2. Autorização e Emissão das Demonstrações Financeiras

A Administração da Companhia autorizou a emissão das Demonstrações Financeiras em 22/03/2018.

3.1.3. Base de Mensuração

3.1.3.1. Geração e Transmissão

As Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas foram elaboradas com base no custo histórico com exceção dos instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado, reconhecido no balanço patrimonial.

3.1.3.2. Moeda de Apresentação e Moeda Funcional

As Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas são apresentadas em Reais (R\$) que é a moeda funcional da Companhia. Todas as informações financeiras foram arredondadas para o milhar de real mais próximo, exceto quando indicado de outra forma. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores, logo os valores em milhares apresentados quando somados podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

3.1.3.3. Lucro Líquido por Ação

Não há diferença entre o lucro líquido por ação – básico e diluído – em virtude de não ter ocorrido emissão de ações com efeitos diluidores nos exercícios apresentados.

3.1.3.2. Distribuição

As Demonstrações Financeiras foram elaboradas com base no custo histórico com exceção dos instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado, reconhecido no balanço patrimonial.

3.13.2.1. Base de Mensuração

As Demonstrações Financeiras foram elaboradas com base no custo histórico com exceção dos instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado, reconhecido no balanço patrimonial.

3.1.3.2.2. Moeda de Apresentação e Moeda Funcional

As Demonstrações Financeiras são apresentadas em Reais (R\$) que é a moeda funcional da Companhia. Todas as informações financeiras foram arredondadas para o milhar de real mais próximo, exceto quando indicado de outra forma. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores, logo os valores em milhares apresentados quando somados podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

3.1.3.2.3. Apuração do Resultado

As receitas e despesas são reconhecidas pelo regime contábil de competência de cada exercício apresentado. O faturamento de energia elétrica da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica para todos os consumidores é efetuado mensalmente de acordo com o calendário de leitura do consumo. A receita não faturada, correspondente ao período decorrido entre a data da última leitura e o encerramento do mês, é estimada e reconhecida como receita no mês em que a energia foi consumida.

As receitas e despesas de juros são reconhecidas pelo método da taxa efetiva de juros na rubrica de receitas/despesas financeiras.

3.1.3.2.4. Lucro Líquido por Ação

Não há diferença entre o lucro líquido por ação – básico e diluído – em virtude de não ter ocorrido emissão de ações com efeitos diluidores nos exercícios apresentados.

3.2. Uso de Estimativas

3.2.1. Geração e Transmissão

A preparação das Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a Administração realize estimativas para determinação e registro de certos ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações sobre suas Informações Trimestrais. Tais estimativas são feitas com base no princípio da continuidade e na experiência da Administração, e são suportadas pela melhor informação disponível na data da apresentação das demonstrações financeiras. As estimativas são revisadas quando novas informações se tornam disponíveis ou quando as situações em que estavam baseadas se alterem. As estimativas podem vir a divergir para com o resultado real.

Os ativos intangíveis que são adquiridos pela Companhia e que têm vidas úteis finitas são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. Incluem basicamente softwares e direitos desta natureza.

A Amortização é calculada sobre o custo de um ativo, ou outro valor substituto do custo, deduzido do valor residual. A amortização é reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para os ativos intangíveis.

Transações e venda de energia elétrica na CCEE

A Companhia registra as compras e vendas efetuadas através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE de acordo com as informações disponibilizadas pela própria entidade. Nos meses em que as informações não são disponibilizadas em tempo hábil a Companhia estima o valor utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

Provisões para créditos de liquidação duvidosa

A Companhia registra provisão sobre contas a receber que a administração entende terem incerteza quanto ao seu recebimento. Está constituída por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Concessionárias e Permissionárias.

Passivos contingentes

As provisões para passivos contingentes, quando aplicável, são constituídas para os riscos com expectativa de perda provável, com base na avaliação da Administração e dos assessores jurídicos internos e externos da Companhia. Os valores provisionados são registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos das referidas contingências. Riscos contingentes com expectativa de perda possível são divulgados pela Administração, não sendo constituída provisão. Essa avaliação é suportada pelo julgamento da administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da administração e dos assessores jurídicos, bem como outros aspectos aplicáveis.

Planos de aposentadoria e benefícios pós-emprego

As obrigações atuariais registradas são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes com base na expectativa de vida do participante, idade média de aposentadoria e inflação. Contudo, os resultados reais futuros dos benefícios podem ser diferentes daqueles existentes e registrados contabilmente.

Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

Periodicamente a Companhia revisa as estimativas de lucro tributável, base para a análise de realização de ativos fiscais diferidos líquidos, considerando um estudo técnico de viabilidade. Entretanto, o lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas pela Administração quando da definição da necessidade de registrar ou não o montante do ativo fiscal diferido.

Ativo Financeiro da Concessão

O valor do Ativo Financeiro representa o valor dos serviços de construção e melhorias, que será recebido através da Receita Anual Permitida e compreendem o preço de aquisição dos materiais e serviços (acrescido de impostos não recuperáveis sobre a compra, depois de deduzidos os descontos comerciais e abatimentos) e quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar a infraestrutura a serviço da concessão no local e condição necessária para este ser capaz de funcionar da forma determinada no Contrato de Concessão, líquidos de amortização e acrescidos de atualização.

A amortização do Ativo Financeiro do contrato de concessão é estimada com base em premissa adotada pela Administração para segregar da Receita Anual Permitida o valor determinado para cobrir a remuneração e a reintegração dos investimentos realizados. A atualização do Ativo Financeiro é calculada com base na taxa interna de retorno (TIR), através do fluxo de caixa projetado ao longo do período da concessão.

Instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo

A Administração da Companhia utiliza como referência os preços de fechamento apurados na data de apresentação das Demonstrações Financeiras. A Administração da Companhia entende que os métodos utilizados são adequados para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros.

Vida útil do ativo imobilizado

A Administração da Companhia utiliza os critérios definidos na Resolução ANEEL 367, de 02 de junho de 2009, na determinação da vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado, limitado ao prazo de concessão.

3.2.2. Distribuição

A preparação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a Administração realize estimativas para determinação e registro de certos ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações sobre suas demonstrações financeiras. Tais estimativas são feitas com base no princípio da continuidade e na experiência da Administração, e são suportadas pela melhor informação disponível na data da apresentação das demonstrações financeiras. As estimativas são revisadas quando novas informações se tornam disponíveis ou quando as situações em que estavam baseadas se alterem. As estimativas podem vir a divergir para com o resultado real. As principais estimativas se referem às seguintes questões:

Ativo e Passivo financeiro setorial

A partir da adoção do IFRS, as variações entre os valores recebidos nas tarifas e os valores efetivamente desembolsados pela Companhia (anteriormente denominados ativos e passivos regulatórios) deixaram de ser diferidos e passaram a ser contabilizados no resultado, o que, na opinião dos Diretores, gera volatilidade nos resultados da Companhia. A partir de 31 de dezembro de 2014 a Companhia passou a registrar os ativos e passivos financeiros setoriais em suas demonstrações contábeis societárias com base na OCPC 08, que tornou obrigatório o reconhecimento prospectivo de determinados ativos ou passivos financeiros setoriais pelas distribuidoras de energia elétrica. Com o advento do aditivo dos contratos de concessão (no caso da Companhia, foi assinado o Terceiro Aditivo ao Contrato de Concessão em 10 de dezembro de 2014) o CPC entende não mais haver incerteza significativa que seja impeditiva para o reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais como valores efetivamente a receber ou a pagar. O reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais tem a finalidade de neutralizar os impactos econômicos no resultado em função da diferença entre os itens não gerenciáveis, denominados de “Parcela A” ou outros componentes financeiros, e os efetivamente contemplados na tarifa, a cada reajuste/revisão tarifária. Os diretores da Companhia entendem que o reconhecimento destes ativos e passivos financeiros setoriais está adequado aos negócios da Companhia.

Vida útil do ativo intangível

Os ativos intangíveis são amortizados de forma linear pelo prazo correspondente ao direito de cobrar os consumidores pelo uso do ativo da concessão que o gerou (vida útil regulatória dos ativos) ou pelo prazo do contrato de concessão, dos dois, o menor.

Os diretores afirmam que, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015, a Companhia utilizou as vidas úteis regulatórias definidas na Resolução ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015.

Transações e venda de energia elétrica na CCEE

A Companhia registra as compras e vendas efetuadas através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE de acordo com as informações disponibilizadas pela própria entidade. Nos meses em que as informações não são disponibilizadas em tempo hábil a Companhia estima o valor utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

Provisões para créditos de liquidação duvidosa

A Companhia registra provisão sobre contas a receber que a administração entende terem incerteza quanto ao seu recebimento. Está constituída por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Concessionárias e Permissionárias.

Passivos contingentes

As provisões para passivos contingentes, quando aplicável, são constituídas para os riscos com expectativa de perda provável, com base na avaliação da Administração e dos assessores jurídicos internos e externos da Companhia. Os valores provisionados são registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos das referidas contingências. Riscos contingentes com expectativa de perda possível são divulgados pela Administração, não sendo constituída provisão. Essa avaliação é suportada pelo julgamento da administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da administração e dos assessores jurídicos, bem como outros aspectos aplicáveis.

Planos de aposentadoria e benefícios pós-emprego

As obrigações atuariais registradas são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes com base na expectativa de vida do participante, idade média de aposentadoria e inflação. Contudo, os resultados reais futuros dos benefícios podem ser diferentes daqueles existentes e registrados contabilmente.

Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

Periodicamente a Companhia revisa as estimativas de lucro tributável, base para a análise de realização de ativos fiscais diferidos líquidos, considerando um estudo técnico de viabilidade. Entretanto, o lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas pela administração quando da definição da necessidade de registrar ou não o montante do ativo fiscal diferido.

Ativo Financeiro da Concessão

O ativo financeiro representa a parcela estimada dos investimentos realizados que não serão amortizados até o final da concessão, ou seja, não serão recuperados via tarifa durante o período da concessão. Sobre esse ativo a Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. É importante ressaltar que este não é um ativo financeiro como os demais ativos comparáveis e disponíveis no mercado, mas um ativo que é derivado e intrinsecamente vinculado à infraestrutura existente da Companhia, cujo fluxo de caixa é suscetível a variações decorrentes de mudanças no ambiente regulatório. A Revisão Tarifária da Companhia ocorre a cada 5 anos, e somente nessa data a Base de Remuneração é homologada pela ANEEL através do VNR depreciado. Nos períodos entre as datas de Revisão Tarifária, a Administração atualiza o ativo financeiro mantendo-o a valor justo, utilizando o critério determinado pela ANEEL para atualização da Base de Remuneração entre os períodos de revisão, ou seja, aplica o IGP-M como fator de atualização do valor justo da Base de Remuneração. Cabe lembrar que o critério definido pela ANEEL atribui valor à infraestrutura do concessionário, ou seja, atribui valor ao ativo imobilizado, sendo o valor do ativo financeiro uma representação da parcela desse ativo imobilizado que não deve estar amortizado ao final do prazo da concessão. Portanto, esse ativo financeiro é intrinsecamente vinculado à infraestrutura, a qual por sua vez tem seus critérios de avaliação definidos pela ANEEL. Esses critérios podem ser modificados pela ANEEL tempestivamente.

Instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo

A Administração da Companhia utiliza como referência os preços de fechamento apurados na data de apresentação das Demonstrações Financeiras. A Administração da Companhia entende que os métodos utilizados são adequados para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros.

Receita de Fornecimento e uso da rede não faturada

A receita de venda inclui somente os ingressos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela entidade. Uma receita não é reconhecida se houver uma incerteza significativa sobre a sua realização. A estimativa da receita não faturada (os serviços prestados entre a data da leitura e o encerramento de cada mês) é efetuada mensalmente com a finalidade de adequar o faturamento ao período de competência. Os diretores entendem que a forma como a Companhia reconhece sua receita está de acordo com as práticas contábeis e é adequada aos seus negócios.

3.3. Procedimento de Consolidação

As Demonstrações Financeiras Consolidadas contemplam as informações da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par e das suas controladas a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, sediadas no Brasil, cujas práticas contábeis estão consistentes com as adotadas pela CEEE-Par.

Empresas Controladas	% de Participação	
	31/12/2017	31/12/2016
1 – Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	65,92%	65,92%
2 – Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D	65,92%	65,92%

A consolidação das contas patrimoniais e de resultado ocorre pela soma dos saldos dos ativos, passivos, receitas e despesas, de acordo com as suas naturezas, ajustados pelas eliminações das transações realizadas com as empresas consolidadas.

A participação do acionista não controlador no patrimônio líquido e no lucro líquido da controlada, consolidada integralmente, está apresentada de forma segregada no balanço patrimonial e na demonstração de resultado consolidado, respectivamente, nas linhas denominadas “Participação de acionista não controlador” e “Lucro atribuído ao acionista não controlador”.

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS PELA COMPANHIA E SUAS CONTROLADAS

As principais políticas contábeis descritas a seguir, foram aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nas Demonstrações Financeiras. São elas:

4.1. Ativos e Passivos Financeiros

4.1.1. Reconhecimento e Mensuração

A Companhia reconhece os instrumentos financeiros nas suas Demonstrações Financeiras somente quando ela se tornar parte das disposições contratuais do instrumento ou na data em que tiveram origem.

A Companhia desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando riscos ou benefícios ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação são transferidos.

4.1.2. Classificação

A Companhia classifica os ativos e passivos financeiros sob as seguintes categorias:

- I. Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos determináveis que não estão cotados em mercado ativo. Estes ativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, os empréstimos e recebíveis são medidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.
- II. Mantidos até o vencimento são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis com vencimentos definidos para os quais a Companhia tem a intenção positiva e a capacidade de manter até o vencimento. Os investimentos mantidos até o vencimento são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis. Após seu reconhecimento inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são mensurados pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.
- III. Mensurados ao valor justo por meio do resultado são instrumentos financeiros mantidos para negociação. Um ativo financeiro é classificado nessa categoria se foi adquirido, principalmente, para fins de venda a curto prazo. Ativos financeiros registrados pelo seu valor justo por meio do resultado são medidos pelo seu valor justo e mudanças no valor justo destes ativos, são reconhecidas no resultado do exercício.

- IV. Disponíveis para venda são ativos financeiros não derivativos, que são designados nessa categoria ou que não se classificam em nenhuma das categorias acima. Os ativos financeiros disponíveis para venda são registrados inicialmente pelo seu valor justo acrescido de qualquer custo de transação diretamente atribuível. Após o reconhecimento inicial, eles são medidos pelo valor justo e as mudanças, que não sejam perdas por redução ao valor recuperável, são reconhecidas em outros resultados abrangentes e apresentadas dentro do patrimônio líquido. Quando há a realização do ativo pela venda, o resultado acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado.

4.2. Caixa e Equivalentes de Caixa

Incluem os saldos de caixa, contas bancárias e investimentos de curto prazo com liquidez imediata e com baixo risco de variação no seu valor de mercado. As disponibilidades estão demonstradas pelo custo acrescido dos juros auferidos, por não apresentarem diferença significativa em relação ao seu valor de mercado.

Os investimentos que, a partir da data de sua aquisição, têm prazo de vencimento igual ou menor que três meses são registrados como equivalentes de caixa.

4.3. Aplicações Financeiras de Curto e Longo Prazo

As aplicações e certificados de depósitos bancários com vencimento superior a três meses a partir da data de sua aquisição são classificados na rubrica aplicações financeiras de curto prazo e os com prazo de vencimento superior a doze meses, que estão ao valor de custo ou de emissão, atualizado conforme disposições legais ou contratuais estão classificadas como aplicações financeiras de longo prazo.

4.4. Títulos Disponíveis para a Venda

Estão classificados como disponíveis para venda e são mensurados pelo seu valor justo. Os juros e correção monetária, contratados, são reconhecidos no resultado quando incorridos. As variações decorrentes de alterações no valor justo desses investimentos são reconhecidos em conta específica do patrimônio líquido, quando incorridas. Os ganhos e perdas registrados no patrimônio líquido são transferidos para o resultado no momento em que essas aplicações são realizadas em caixa ou quando há evidência de perda na sua realização.

4.5. Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

4.5.1. Geração e Transmissão

Incluem os valores vencidos e a vencer referentes a suprimento de energia elétrica e encargos de uso da rede até a data das Demonstrações Financeiras, para Concessionárias e Permissionárias, apuradas pelo regime de competência, bem como as vendas de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, conforme informações disponibilizadas pela referida Câmara.

4.5.2. Distribuição

Incluem o fornecimento de energia elétrica faturada e a faturar a consumidores finais, encargo de uso do sistema, serviços prestados, acréscimos moratórios e o suprimento de energia elétrica a outras concessionárias conforme montantes disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

4.6. Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

4.6.1. Geração e Transmissão

Está constituída por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Concessionárias e Permissionárias.

Refere-se aos recebíveis faturados, até o encerramento das Demonstrações Financeiras, contabilizado com base no regime contábil de competência.

4.6.2. Distribuição

Baseia-se em critérios específicos do setor elétrico no que diz respeito à antiguidade de vencimento das faturas, além de efetuar a análise criteriosa onde contempla fatores como: existência de garantias reais do não recebimento, histórico de inadimplência dos consumidores, parcelamentos de débitos vigentes, devedores em

situação de concordata ou análise de valores que estão sob discussão judicial. A provisão é constituída por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Consumidores, Concessionárias e Permissionárias.

4.7. Redução ao Valor Recuperável de Ativos (*impairment*)

4.7.1. Ativos Financeiros

A Companhia avalia, anualmente, se existem evidências que possam indicar deterioração ou perda do valor recuperável dos seus Ativos Financeiros. Sendo tais evidências identificadas, o valor recuperável dos ativos é estimado e se o valor contábil exceder o valor recuperável, o valor contábil do 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.

4.7.2. Ativos Não Financeiros

A Companhia avalia, anualmente, se existem evidências que possam indicar deterioração ou perda do valor recuperável dos seus Ativos Não Financeiros. Sendo tais evidências identificadas, o valor recuperável dos ativos é estimado e se o valor contábil exceder o valor recuperável, é constituída provisão para desvalorização, ajustando o valor contábil ao valor recuperável. Essas perdas serão lançadas ao resultado do exercício quando identificadas.

O valor contábil de um ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor líquido de venda. Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto antes dos impostos que reflita o custo médio ponderado de capital para a indústria em que opera a unidade geradora de caixa. O valor líquido de venda é determinado, sempre que possível, com base em contrato de venda firme em uma transação em bases comutativas, entre partes conhecedoras e interessadas, ajustado por despesas atribuíveis à venda do ativo, ou, quando não há contrato de venda firme, com base no preço de mercado de um mercado ativo, ou no preço da transação mais recente com ativos semelhantes.

4.8. Ajuste a Valor Presente

Os ativos e passivos de longo prazo, bem como os de curto prazo, caso relevante, são ajustados a valor presente. Os principais efeitos apurados estão relacionados com a rubrica “Consumidores”. As taxas de descontos utilizadas refletem as taxas para riscos e prazos semelhantes às praticadas pelo mercado.

4.9. Estoques

4.9.1. Geração e Transmissão

Os estoques são avaliados pelo seu custo médio de aquisição, deduzido dos impostos recuperáveis e de perda estimada para ajustá-lo ao valor realizável líquido, quando este for menor que seu custo de aquisição.

Periodicamente a Companhia avalia seus itens de estoque quanto à sua obsolescência ou possível redução de valor. A quantia de qualquer redução dos estoques para o valor realizável líquido e todas as perdas de estoques, são reconhecidas como despesa do período em que a redução ou a perda ocorrerem.

4.9.2. Distribuição

Os materiais em estoque classificados no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e administrativos) e aqueles utilizados na prestação dos serviços de construção e melhorias (depósito de obra) estão registrados ao custo médio de aquisição, deduzidos dos impostos recuperáveis e de perda estimada para ajustá-lo a valor realizável líquido quando este for menor que seu custo de aquisição. Periodicamente a Companhia avalia seus itens de estoque quanto à sua obsolescência ou possível redução de valor. A quantia de qualquer redução dos estoques para o valor realizável líquido e todas as perdas de estoque é reconhecida como despesa do período em que a redução ou a perda ocorreram.

4.10. Ativo e Passivo Financeiro Setorial – Distribuição

O reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios tem a finalidade de neutralizar os impactos econômicos no resultado em função dos aumentos dos custos não gerenciáveis, denominados de “Parcela A”, ocorridos entre o período do reajuste tarifário anual.

4.11. Subvenção e Assistência Governamental

As subvenções governamentais, se recebidas, serão reconhecidas como receita ao longo do período, confrontadas com as despesas que pretende compensar em uma base sistemática.

4.12. Bens e Direitos Destinados à Alienação e Propriedades para Investimento

Os bens e direitos destinados à alienação são classificados como *mantidos para venda* caso o seu valor contábil seja recuperado principalmente por meio de uma transação de venda e não através do uso contínuo. Essa condição é atendida somente quando a venda é provável e o ativo não circulante estiver disponível para venda imediata em sua condição atual. Os ativos não circulantes classificados como destinados à venda são mensurados pelo menor valor entre o contábil anteriormente registrado e o valor justo menos o custo de venda. As propriedades para investimentos representam os bens não utilizados no objetivo da Concessão, mantidos para valorização ou renda.

4.13. Contrato de Concessão

4.13. 1. Geração e Transmissão - Contrato de Concessão (Ativo Intangível e Financeiro)

O valor do Ativo Financeiro representa o valor dos serviços de construção e melhorias, que será recebido através da Receita Anual Permitida e compreendem o preço de aquisição dos materiais e serviços (acrescido de impostos não recuperáveis sobre a compra, depois de deduzidos os descontos comerciais e abatimentos) e quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar a infraestrutura a serviço da concessão no local e condição necessária para este ser capaz de funcionar da forma determinada no Contrato de Concessão, líquidos de amortização e acrescidos de atualização.

A amortização do Ativo Financeiro do contrato de concessão é estimada com base em premissa adotada pela Administração para segregar da Receita Anual Permitida o valor determinado para cobrir a remuneração e a reintegração dos investimentos realizados. A atualização do Ativo Financeiro é calculada com base na taxa interna de retorno (TIR), através do fluxo de caixa projetado ao longo do período da concessão.

O Contrato de Concessão estabelece que a Receita Anual Permitida – RAP, nome dado à remuneração pela prestação do serviço de transmissão, será reajustada anualmente no mês de julho e revisada a cada cinco anos. Além dos critérios para reajuste e revisão da receita, previstos em contrato, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabelecerá em regulamentação específica regras e metodologia para cálculo dessa revisão.

4.13. 2. Distribuição - (Ativo Intangível e Financeiro)

O Contrato de Concessão é reconhecido como ativo intangível e ativo financeiro. O valor do ativo intangível do contrato de concessão representa o valor dos serviços de construção e melhorias que será recebido através da cobrança dos usuários via tarifa de energia elétrica. O custo dos serviços de construção e melhorias compreende o preço de aquisição dos materiais e serviços (acrescido de impostos não recuperáveis sobre a compra, depois de deduzidos os descontos comerciais e abatimentos) e quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar a infraestrutura à serviço da concessão no local e condições necessários para este ser capaz de funcionar da forma determinada no Contrato de Concessão.

O ativo financeiro refere-se ao valor dos serviços de construção e melhorias realizados e previstos no Contrato de Concessão e que será recebido através de indenização ao final da concessão, por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente, decorrente da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 - Contratos de Concessão e a Orientação Técnica OCPC 05 - Contratos de Concessão. Até a edição da Medida Provisória Nº 579/2012, convertida na Lei Nº 12.783/2013, o Ativo Financeiro foi reconhecido pelo valor residual dos bens individuais ao final da concessão não amortizado e o valor somente era alterado por meio de adições, baixas e transferências, ao longo do prazo de concessão. A MP Nº 579/2012 trouxe o entendimento de que o Valor Novo de Reposição – VNR deverá ser utilizado pelo

Poder Concedente para o pagamento de indenização dos ativos não amortizados de distribuição no vencimento da concessão. Consequentemente a Companhia ajustou o saldo do seu ativo financeiro de indenização com base no valor novo de reposição depreciado, utilizando a Base de Remuneração Regulatória aprovada na Revisão Tarifária de outubro de 2012, através da Nota Técnica ANEEL Nº 371 de 11 de novembro de 2016.

4.14. Investimentos – Geração e Transmissão

4.14.1. Investimentos em controladas

Os investimentos em controladas são aqueles cujas atividades operacionais e financeiras são conduzidas pela Companhia através de seus direitos de voto e quando a Companhia está exposta ou tem direito aos retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade e tem a capacidade de interferir nesses retornos devido ao poder que exerce sobre a entidade. Esses investimentos são avaliados pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras da controladora, e consolidados integralmente na Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE GT para fins de apresentação das demonstrações financeiras consolidadas.

4.14.2. Investimentos em coligadas

Uma coligada é uma entidade sobre a qual a Companhia possui influência significativa e que não se configura como uma controlada nem uma participação em um empreendimento sob controle comum (*joint venture*). A influência significativa supostamente ocorre quando a Companhia, direta ou indiretamente, mantém entre 20 e 50 por cento do capital votante de outra entidade e/ou tem o poder de participar nas decisões sobre as políticas financeiras e operacionais da investida, sem exercer controle individual ou conjunto sobre essas políticas.

Os investimentos em coligadas são contabilizados por meio do método de equivalência patrimonial e são reconhecidos inicialmente pelo custo e em seguida ajustados para fins de reconhecimento da participação da Companhia no lucro ou prejuízo e outros resultados abrangentes da coligada.

Quando a parcela de participação da Companhia nos prejuízos de uma companhia investida cujo patrimônio líquido tenha sido contabilizado exceda a sua participação acionária nessa companhia registrada por equivalência patrimonial, o valor contábil daquela participação acionária, incluindo quaisquer investimentos de longo prazo, é reduzido a zero.

4.14.3. Ágio pago por expectativa de rentabilidade futura em participações em Coligadas - goodwill

O ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*) deve estar contido no saldo contábil do investimento a ser apresentado no balanço da entidade investidora, registrado dentro do subgrupo investimento no ativo não circulante, sendo testado anualmente (ou com mais frequência caso existam evidências para tal) frente ao valor recuperável.

4.15. Imobilizado

Os itens do imobilizado são mensurados pelo custo histórico de aquisição ou construção, deduzido de depreciação acumulada e perdas de redução ao valor recuperável (*impairment*) acumulada. O custo inclui gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. O custo de ativos construídos pela própria entidade inclui o custo de materiais e mão de obra direta, quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e condições necessárias para que esses sejam capazes de operar da forma pretendida pela administração, os custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estão localizados e custos de empréstimos.

O custo de reposição de um componente do imobilizado é reconhecido no valor contábil do item, caso seja provável que os benefícios econômicos incorporados dentro do componente irão fluir para a Companhia e que o seu custo pode ser medido de forma confiável. O valor contábil do componente que tenha sido repostado por outro é baixado. Os custos de manutenção no dia-a-dia do imobilizado são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

A depreciação é reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, para cada parte de um item do imobilizado, já que esse

método é aceito, como o que mais perto reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo.

4.16. Intangível

4.16.1. Intangível - Geração e Transmissão

Os ativos intangíveis que são adquiridos pela Companhia e que têm vidas úteis finitas são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. Incluem basicamente softwares e direitos desta natureza.

Os gastos subsequentes são capitalizados somente quando eles aumentam os futuros benefícios econômicos incorporados no ativo específico aos quais se relacionam. Todos os outros gastos são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

A Amortização é calculada sobre o custo de um ativo, ou outro valor substituto do custo, deduzido do valor residual. A amortização é reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para os ativos intangíveis, que não ágio, a partir da data em que estes estão disponíveis para uso.

4.16.2. Intangível - Distribuição

Incluem o direito de cobrar os usuários dos serviços pela construção e melhorias realizadas na infraestrutura à serviço da concessão de distribuição de energia elétrica. A amortização reflete as taxas de depreciação regulatória aplicadas aos bens individuais, que é a forma como a Concessionária recupera estes investimentos através da tarifa de energia elétrica e é reconhecida na rubrica de custo de operação e despesas operacionais.

A amortização do ativo intangível dos contratos de concessão é calculada pela taxa de depreciação regulatória dos bens individuais. A amortização é reconhecida na rubrica de custo de operação e despesas operacionais. As taxas de depreciação regulatória dos principais bens à serviço da concessão são as seguintes:

Taxas de depreciação dos itens mais relevantes do Ativo Não-Circulante	Taxa anual
Condutor (Tensão=>69kv)	2,70%
Condutor (Tensão<69kv)	3,57%
Edificação	3,33%
Equipamento Geral	6,25%
Estrutura (Poste)	3,57%
Estrutura (Torre)	2,70%
Medidor	7,69%
Transformador Distribuição	4,00%
Transformador de Força	2,86%
Veículos	14,29%

Os outros ativos intangíveis que são adquiridos e que têm suas vidas úteis finitas são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada. Incluem basicamente softwares e direitos desta natureza.

4.18. Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

4.18. 1. Transmissão e Geração - Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, e dos Municípios, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de transmissão. Ao final da concessão o valor das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro da Concessão.

4.18. 2. Distribuição - Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

Representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como às doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e às subvenções destinadas a investimento no serviço público de energia elétrica, na atividade de distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão. Essas obrigações estão registradas em grupo específico no passivo não circulante e estão sendo apresentadas como dedução do ativo financeiro e ativo intangível da concessão, dadas suas características de aporte financeiro com fins específicos de financiamentos para obras da infraestrutura a serviço da concessão.

4.19. Arrendamento Mercantil

Os arrendamentos mercantis são segregados entre os operacionais e os financeiros. Quando o arrendamento é classificado como financeiro, ou seja, seus riscos e benefícios são transferidos para Companhia, este é reconhecido como um ativo e mensurado inicialmente pelo seu valor justo ou pelo valor presente dos pagamentos mínimos, entre eles o menor, e depreciados normalmente. O passivo subjacente é amortizado utilizando a taxa efetiva de juros.

4.20. Valor Justo

- I. Ativos intangíveis: são recebidos como remuneração pela prestação de serviços de construção em um contrato de concessão de serviços: é estimado pela referência ao valor justo dos serviços de construção prestados. A Companhia não reconhece nenhuma margem de lucro sobre essas receitas, porque o modelo de concessão: (i) não se destina a gerar lucros a partir da construção de infraestrutura, mas a partir da prestação de serviços, (ii) a forma como a Companhia gerencia as construções baseia-se fortemente em serviços terceirizados e (iii) não há previsão de margens dessas operações nos planos de negócios da Companhia. A Administração assim acredita que os ganhos dessas operações são irrelevantes e, portanto, nenhum valor sobre os custos efetivos foram considerados como uma parte das receitas. Desta forma as receitas e os custos de construção são apresentados nas demonstrações financeiras pelos mesmos montantes.
- II. Outros Ativos e Passivos Financeiros: o valor justo de ativos e passivos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado, investimentos mantidos até o vencimento e ativos financeiros disponíveis para venda é apurado por referência aos seus preços de fechamento na data de apresentação das demonstrações financeiras. O valor justo de investimentos mantidos até o vencimento é apurado somente para fins de divulgação.
- III. Passivos Financeiros Não Destinados à Negociação: é calculado baseando-se no valor presente do principal e fluxos de caixa futuros, descontados pela taxa de mercado dos juros apurados na data de apresentação das demonstrações financeiras.
- IV. Empréstimos, Recebíveis e Outros Créditos: é estimado como o valor presente de fluxos de caixa futuros, descontado pela taxa de mercado dos juros apurados na data de apresentação. A Companhia entende que os valores contábeis na data de transição dos recebíveis de contratos de concessão de serviços representam a melhor estimativa do seu valor justo. Esse valor justo é determinado para fins de divulgação.

4.21. Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

Estão atualizados pela variação monetária e/ou cambial, juros e encargos financeiros, determinados em cada contrato, incorridos até a data de encerramento do balanço. Os custos de transação estão deduzidos dos empréstimos e financiamentos correspondentes. Esses ajustes são apropriados ao resultado pela taxa efetiva de juros do período em despesas financeiras, exceto pela parte apropriada ao custo do ativo intangível em curso.

4.22. Provisões para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias.

Provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente, legal ou não formalizada, como resultado de um evento passado, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável sendo provável uma saída de recursos. O montante da provisão reconhecida é a melhor estimativa da Administração e dos assessores legais, baseados em pareceres jurídicos sobre os processos existentes e do desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço. Quando a provisão envolve uma grande população, a obrigação é estimada ponderando todos os possíveis desfechos pelas suas probabilidades associadas. Para uma obrigação única, a mensuração se baseia no desfecho mais provável.

4.23. Outros Ativos e Passivos

Os outros ativos e passivos circulantes e não circulantes, que estão sujeitos à variação monetária ou cambial por força de legislação ou cláusulas contratuais, estão atualizados com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores na data das Demonstrações Financeiras, os demais estão

apresentados pelos valores incorridos na data de formação sendo os ativos reduzidos de provisão para perda e/ou ajuste a valor presente quando aplicável.

4.24. Imposto de Renda e Contribuição Social

Os impostos e contribuições correntes e diferidos são determinados com base nas alíquotas vigentes na data do balanço e, que devem ser aplicadas quando forem realizados ou quando forem liquidados.

A administração avalia, periodicamente, as posições assumidas pelo Grupo nas apurações de impostos sobre a renda com relação às situações em que a regulamentação fiscal aplicável dá margem a interpretações; e estabelece provisões, quando apropriado, com base nos valores estimados de pagamento às autoridades fiscais.

Os impostos e contribuições diferidos passivos são reconhecidos sobre as diferenças temporárias entre as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas demonstrações financeiras.

Impostos e contribuições diferidos ativos são reconhecidos na extensão em que seja provável que o lucro futuro tributável esteja disponível para ser utilizado na compensação das diferenças temporárias, com base em projeções de resultados futuros elaboradas e fundamentadas em premissas internas e em cenários econômicos futuros que podem, portanto, sofrer alterações.

O imposto de renda e a contribuição social corrente são apresentados líquidos, por entidade contribuinte, no passivo quando houver montantes a pagar, ou no ativo quando os montantes antecipadamente pagos excedem o total devido na data do relatório. Os impostos de renda diferidos ativos e passivos são apresentados pelo líquido no balanço quando há o direito legal e a intenção de compensá-los quando da apuração dos tributos correntes, em geral relacionado com a mesma entidade legal e mesma autoridade fiscal. Dessa forma, impostos diferidos ativos e passivos em diferentes entidades ou em diferentes países, em geral são apresentados em separado, e não pelo líquido.

4.25. Provisão para Benefícios a Empregados

As obrigações futuras, estimadas anualmente com base na avaliação atuarial elaborada por atuário independente, são registradas para cobrir os gastos com os planos de previdência complementar dos empregados, assim como de complementação de aposentadoria incentivada e dos empregados aposentados denominados ex-autárquicos.

A avaliação atuarial é elaborada com base em premissas e projeções de taxas de juros, inflação, aumentos dos benefícios, expectativa de vida, etc. As premissas utilizadas na avaliação atuarial são revisadas e atualizadas ao final de cada exercício ou quando ocorrerem eventos relevantes que requeiram uma nova avaliação.

O valor presente das obrigações de benefício definido é estabelecido separadamente para cada plano, utilizando o método do crédito unitário projetado e o ativo ou passivo do plano de benefício definido reconhecido nas demonstrações contábeis corresponde ao valor presente da obrigação pelo benefício definido (utilizando uma taxa de desconto com base em títulos de longo prazo do Governo Federal), menos o valor justo dos ativos do plano, quando houver.

A Companhia possui dois planos administrados por uma entidade fechada de previdência complementar (Fundação CEEE de Seguridade Social – ELETROCEEE) e os ativos destes planos não estão disponíveis à Companhia ou aos seus credores.

A partir do exercício de 2013, como consequência da aplicação do Pronunciamento Técnico CPC 33(R1) recepcionado pela Deliberação CVM nº 695 de 13/12/2012, os ganhos ou perdas atuariais são reconhecidos integralmente como ativos ou passivos atuariais no mesmo exercício em que ocorrem tendo como contrapartida o patrimônio líquido da Companhia.

4.26. Registro de Compra e Venda de Energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

As compras (custo de energia comprada) e as vendas (receita de suprimento) são registradas pelo regime de competência de acordo com as informações divulgadas pela CCEE, entidade responsável pela apuração das operações de compra e venda de energia. Nos meses em que essas informações não são disponibilizadas em tempo hábil pela CCEE, os valores são estimados pela Administração das Controladas, utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

4.27. Reconhecimento da Receita

4.27.1. Receita da Geração

A receita do segmento de Geração é reconhecida mensalmente pelo faturamento dos contratos firmados tanto em ambiente regulado como em ambiente livre, os quais são pactuados através de leilões de energia e prevêem o fornecimento de uma determinada quantidade de energia em megawatt-hora por um determinado período de tempo, geralmente por vários períodos de um ano. Os valores a serem faturados mensalmente são pré-estabelecidos nos contratos, sendo que no ambiente regulado, as variações de demanda e fornecimento são acompanhadas e ajustadas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Já no ambiente livre, as oscilações ocorridas nas quantidades de energia demandadas ou fornecidas são acordadas entre as partes do contrato, considerando os devidos ajustes no faturamento mensal. Conforme a Medida Provisória 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2012, Resolução Homologatória ANEEL nº 1408/2012 e Resolução Homologatória ANEEL nº 1410/2012, a receita do segmento de Geração é reconhecida por cotas de energia das usinas com concessão renovadas, através de RAG – Receita Anual de Geração.

4.27.2. Receita da Transmissão

No segmento de Transmissão o reconhecimento da receita é efetuado mediante critério de rateio realizado, mensalmente, pelo Operador Nacional do Sistema- ONS. Este rateio considera as instalações de todas as Transmissoras como um grande condomínio, onde os ativos (instalações) são remunerados através do número de acessantes à rede básica (RBSE) e às demais instalações da transmissão (DITs). O faturamento também é influenciado pelo cálculo da Receita Anual Permitida – RAP, homologada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para as instalações autorizadas e ou licitadas que se encontram em operação pela CEEE GT. A RAP tem como princípio, recuperar o capital investido pela Companhia na construção das instalações, bem como cobrir os seus custos de operação e manutenção.

4.27.3. Receita de Fornecimento da Distribuição

O reconhecimento da receita de fornecimento dá-se pelo faturamento mensal, conforme quantidades medidas de energia fornecida e preços homologados, com os respectivos impostos que compõem o cálculo do preço da tarifa.

4.27.4. Receita não Faturada da Distribuição

O valor refere-se ao fornecimento de energia elétrica e de uso de rede de distribuição não faturados, calculados em base de estimativas, referente ao período posterior a medição mensal e até o último dia do mês.

4.27.5. Receita de Construção

As Controladas reconhecem a receita de construção referente aos serviços de construções e melhorias previstos no contrato de concessão com base no estágio de conclusão das obras realizadas. O estágio de conclusão é avaliado pela referência do levantamento dos trabalhos realizados, ou quando não puder ser medido de maneira confiável, até o limite dos custos reconhecidos na condição de que os custos incorridos possam ser recuperados.

4.27.6. Receita Financeira

A receita financeira referente à atualização dos recebíveis de contratos de concessão é reconhecida com base no método da taxa efetiva de juros. Refere-se também a receita de atualização das Notas do Tesouro Nacional NTN-B's.

4.28. Despesa Financeira

Contempla encargos de dívidas, variações monetárias de empréstimos e financiamentos, atualização monetária de autos de infração e outras despesas financeiras. O custo dos empréstimos, quando não capitalizados são reconhecidos no resultado com base no método da taxa efetiva de juros.

4.29. Distribuição de Dividendos

Os dividendos são registrados quando aprovados pela Assembleia Geral de Acionistas. O Estatuto Social prevê o pagamento de, no mínimo, 50% do lucro anual da Companhia. Portanto, no encerramento do exercício, quando aplicável, é constituída provisão para pagamento de dividendo mínimo no passivo e o que exceder ao

dividendo mínimo obrigatório em conta específica dentro do Patrimônio Líquido, de acordo com o estabelecido no CPC 25 e ICPC 08.

4.30. Transações com Partes Relacionadas

As operações com partes relacionadas têm regras específicas para cada tipo de transação e são realizadas em condições e prazos firmados entre as partes. Os detalhes dessas operações estão descritos na nota explicativa nº 34.

4.31. Informações por Segmento

As informações por segmentos operacionais evidenciam as atividades de negócio dos quais podem obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes do mesmo Grupo, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pela Administração da Companhia.

A Controlada CEEE-GT, considerando a natureza de suas operações, conclui que possui os segmentos de geração e transmissão de energia elétrica.

4.32. Questões Ambientais

A Companhia capitaliza gastos referentes a demandas ambientais correspondentes aos estudos de impacto do meio ambiente, exigidos pelos órgãos públicos competentes, para obtenção das licenças que permitirão a construção e instalação de novos empreendimentos, além daqueles referentes as compensações que devem ser realizados para executar o projeto, visando reparar, atenuar ou evitar danos ao meio ambiente onde será realizado o empreendimento. Os gastos relacionados a questões ambientais posteriores a entrada em operação do empreendimento são registrados como resultado do exercício em que ocorreram.

Os projetos para construção e instalação de novos empreendimentos são identificados e monitorados pelos órgãos ambientais fiscalizadores, tais como Instituto Brasileiro do Meio Ambiente – IBAMA, Fundação Estadual de Proteção Ambiental - FEPAM, Secretaria Municipal do Meio Ambiente – SEMA e ONGs.

4.33. Demonstração do Resultado

A Demonstração do Resultado encontra-se apresentada pela natureza das receitas e despesas operacionais.

4.31. Novas normas e interpretações ainda sem impacto

Novas instruções e pronunciamentos passam a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2018, sendo que a Companhia não realizou sua adoção no âmbito das demonstrações financeiras aqui apresentadas e não planeja adotá-las de forma antecipada. Entretanto, realizou diagnóstico para identificar o reflexo desta adoção nas suas demonstrações financeiras para o exercício de 2018, sendo abordados no estudo os seguintes instrumentos normativos:

4.31.1 IFRS 9 Financial Instruments (CPC 48 Instrumentos Financeiros)

Este normativo traz uma nova abordagem sobre a classificação, reconhecimento, mensuração e provisão para perdas esperadas em ativos e passivos financeiros. Anteriormente, esta abordagem era tratada no CPC38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração.

Em uma avaliação sobre a forma de reconhecimento e provisão para perdas de seus ativos financeiros, a Companhia não encontrou impactos quanto à aplicação do novo pronunciamento técnico e demonstra a seguir o detalhamento desta análise.

a.) Da redução ao valor recuperável (*impairment*) de ativos financeiros e contratuais

O novo pronunciamento traz um modelo de reconhecimento de perdas que toma como base qualquer perspectiva de aumento no risco de crédito em fluxo de caixa esperado desde o seu reconhecimento inicial, deixando para traz o antigo modelo de reconhecimento por perdas incorridas. Este novo modelo estabelece que as perdas serão mensuradas reconhecidas a partir da seguinte análise da administração:

- a) Perdas de crédito esperadas para 12 meses, ou seja, sinalização de perdas de crédito que resultam em eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data base; e
- b) Perdas de crédito esperadas para a vida inteira do ativo financeiro ou contratual, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro.

b.) Ativos financeiros e contratuais

A Companhia, a partir da análise de conteúdo dos seus contratos, assim como no seu histórico de inadimplência, entende que não haverá impactos relevantes pelo reconhecimento de perdas a partir de janeiro de 2018. As carteiras de contratos avaliados são as seguintes:

c.) Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST)

A Companhia avaliou as características desta carteira de contratos e conclui que, devido a existência de constituição de garantias, o risco de crédito que possa prejudicar o fluxo de caixa esperado para a essa carteira é praticamente nulo. A Companhia também construiu uma matriz histórica sobre a inadimplência para o período de dezembro de 2016 até dezembro de 2017 e constatou que o índice médio de atrasos no pagamento das faturas é irrelevante, não justificando qualquer registro de perdas por risco de crédito. Desta forma, a Companhia entende que não haverá impactos pela adoção da nova norma em suas demonstrações financeiras a partir de janeiro de 2018.

d.) Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT)

A Companhia também construiu uma matriz histórica sobre a inadimplência para o período de dezembro de 2016 até dezembro de 2017 e constatou que o índice médio de atrasos no pagamento das faturas é irrelevante, não justificando qualquer registro de perdas por risco de crédito. Desta forma, a Companhia entende que não haverá impactos pela adoção da nova norma em suas demonstrações financeiras a partir de janeiro de 2018.

e.) Contratos de operação e manutenção (O&M)

A Companhia construiu uma matriz histórica sobre a inadimplência para o período de dezembro de 2016 até dezembro de 2017 e constatou que o índice médio de atrasos no pagamento das faturas é irrelevante, não justificando qualquer registro de perdas por risco de crédito. Desta forma, a Companhia entende que não haverá impactos pela adoção da nova norma em suas demonstrações financeiras a partir de janeiro de 2018.

f.) Contratos de Compra de Energia em Ambiente Regulado (CCAR) e Ambiente Livre (CCAL)

A Companhia avaliou as características desta carteira de contratos e conclui que, devido a existência de constituição de garantias, o risco de crédito que possa prejudicar o fluxo de caixa esperado para a essa carteira é praticamente nulo. A Companhia também construiu uma matriz histórica sobre a inadimplência para o período de dezembro de 2016 até dezembro de 2017 e constatou que o índice médio de atrasos no pagamento das faturas é irrelevante, não justificando qualquer registro de perdas por risco de crédito. Desta forma, a Companhia entende que não haverá impactos pela adoção da nova norma em suas demonstrações financeiras a partir de janeiro de 2018.

g.) Outros ativos financeiros

A Companhia também realiza teste de valor recuperável em outros ativos financeiros, como aqueles relacionados ao contrato de concessão, a fim de garantir que o valor apresentado nessa demonstração financeira reflita o seu valor justo, devidamente testado quanto à sua recuperabilidade, por meio de um fluxo de caixa descontado a valor presente, estando em linha com as determinações do Pronunciamento Técnico CPC 01.

h.) Passivos financeiros

O novo pronunciamento técnico CPC 48 também contempla os passivos financeiros, mantendo em grande parte as orientações contidas na norma anterior, IAS 39 / CPC 38, os quais revelam:

Um ativo ou passivo financeiro mensurado ao valor justo por meio do resultado deve satisfazer as seguintes condições:

(a) é classificado como mantido para negociação. Um ativo ou passivo financeiro é classificado como mantido para negociação se é:

- (i) adquirido ou originado principalmente com a finalidade de venda ou de recompra no curto prazo;
- (ii) parte de uma carteira de instrumentos financeiros identificados que são gerenciados em conjunto e para os quais existe evidência de padrão recente de realização de lucros a curto prazo; ou
- (iii) derivativo (exceto no caso de derivativo que é um contrato de garantia financeira ou instrumento de hedge designado pela entidade e efetivo tratado nos itens 47 a 58).

(b) é designado pela entidade, no reconhecimento inicial, como mensurado ao valor justo por meio do resultado. A entidade pode utilizar essa designação para ativos que contêm derivativos embutidos ou quando a utilização resultar na divulgação de informação contábil mais relevante, em função de:

- (i) eliminar ou reduzir significativamente inconsistências de mensuração ou reconhecimento que ocorreriam em virtude da avaliação de ativos e passivos ou do reconhecimento de seus ganhos e perdas em bases diferentes;
- (ii) o valor justo, para um grupo de ativos financeiros, passivos financeiros ou ambos, ser utilizado como base para gerenciamento e avaliação de performance - conforme estratégia de investimento ou gerenciamento de risco de mercado documentada - e como base para envio de informações para a alta administração. Os investimentos em títulos patrimoniais que não possuem cotação de preço em mercado ativo, e cujo valor justo não pode ser confiavelmente mensurado, não devem ser registrados pelo valor justo por meio do resultado.

A Companhia possui passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado para seus contratos de empréstimos e financiamentos e não contrata operações de hedge para mitigação do risco cambial.

Divulgações

O Pronunciamento CPC48 demandará adequações nas novas divulgações, assim como no ambiente de controle interno no que se refere à geração das informações pelos sistemas de informática para mensuração dos valores, principalmente, em se tratando do reconhecimento dos riscos de crédito esperados nos fluxos de caixa para os ativos contratuais. A Companhia, através de seu diagnóstico de adoção da nova norma, identificou todas as informações necessárias para revelar o impacto esperado para janeiro de 2018, entretanto, continua a realizar aprimoramentos para elevar seu grau de sucesso quanto aos índices das premissas estabelecidas.

Transição

Aplicando a dispensa que lhe permite, a Companhia não irá reapresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros. As diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção da Norma IFRS 9 / CPC 48, serão reconhecidas nos lucros/prejuízos acumulados e reservas a partir de 1º de janeiro de 2018, data de vigência inicial da Norma.

4.31.2. IFRS 15 Revenue from Contracts with Customers (CPC 47 Receita de Contratos com Clientes).

A nova Norma IFRS 15 / CPC 47 tem como princípio básico determinar quando uma receita deve ser reconhecida e como deve ser mensurada. Esta nova abordagem traz também a exigência do reconhecimento de receita pelo valor líquido das obrigações de desempenho que a entidade assumi ao longo do contrato. O

CPC 47 substitui as atuais normas para o reconhecimento de receitas, incluindo o CPC 30 (IAS 18), Receitas, CPC 17 (IAS 11) Contratos de Construção e a CPC 30 Interpretação A, Programas de Fidelidade com o Cliente (IFRIC 13).

Este pronunciamento especifica a contabilização de contrato individual com o cliente. Contudo, como expediente prático, a entidade pode aplicar este pronunciamento a uma carteira de contratos (ou de obrigações de desempenho) com características similares, se essa entidade, razoavelmente, esperar que os efeitos sobre as demonstrações contábeis da aplicação deste pronunciamento à carteira não difiram, significativamente, da aplicação deste pronunciamento aos contratos (ou obrigações de desempenho) individuais dentro dessa carteira. Ao contabilizar a carteira, a entidade deve utilizar estimativas e premissas que reflitam o tamanho e a composição da carteira.

Contrato é um acordo entre duas ou mais partes que cria direitos e obrigações exigíveis. A exigibilidade dos direitos e obrigações em contrato é matéria legal. Contratos podem ser escritos, verbais ou sugeridos pelas práticas usuais de negócios da entidade. A entidade deve considerar essas práticas e processos ao determinar se e quando um acordo com o cliente cria direitos e obrigações exigíveis.

A Companhia realizou estudo sobre as características de todas as suas carteiras de contratos com a finalidade de identificar qualquer impacto em suas demonstrações financeiras, a partir de janeiro de 2018, produzidos pela adoção da nova Norma IFRS15 / CPC47.

Apresenta-se a seguir o resultado desta análise mediante avaliação das cinco etapas que devem ser atendidas para o reconhecimento da receita, segundo a nova Norma, sendo elas: Identificar o contrato com o cliente; Identificar as obrigações de desempenho do contrato; Determinar o preço da transação; Alocar o preço da transação; e Reconhecer a receita quando (ou à medida que) a obrigação de desempenho é satisfeita / alcançada.

a.) Contratos Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão – CPST

Contrato identificado entre as partes; obrigação de desempenho é a disponibilização das instalações; preço fixo mediante RAP anual homologada pela ANEEL; e a receita é reconhecida ao longo do tempo mediante satisfação da obrigação de desempenho.

b.) Contratos Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT

Contrato identificado entre as partes; obrigação de desempenho é a disponibilização das instalações para acesso ao SIN; preço fixo mediante valor contratual; e a receita é reconhecida ao longo do tempo mediante satisfação da obrigação de desempenho.

c.) Contratos de Operação e Manutenção - O&M

Contrato identificado entre as partes; obrigação de desempenho é a conclusão da prestação do serviço; preço fixo mediante valor contratual; e a receita é reconhecida ao longo do tempo mediante satisfação da obrigação de desempenho.

d.) Contratos de Venda de Energia – CCAR e CCAL

Contrato identificado entre as partes; obrigação de desempenho é a entrega da energia; preço fixo mediante valor contratual; e a receita é reconhecida ao longo do tempo mediante satisfação da obrigação de desempenho.

Divulgações

O Pronunciamento CPC47 demandará adequações nas novas divulgações, assim como no ambiente de controle interno no que se refere à geração das informações pelos sistemas de informática para mensuração dos valores. A Companhia, através de seu diagnóstico de adoção da nova norma, identificou todas as informações necessárias para revelar o impacto esperado para janeiro de 2018.

Transição

Aplicando a dispensa que lhe permite, a Companhia não irá reapresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros. As diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção da Norma IFRS 15 / CPC 47, serão reconhecidas nos lucros/prejuízos acumulados e reservas a partir de 1º de janeiro de 2018, data de vigência inicial da Norma.

5. CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

Os saldos compõem-se de:

		CONSOLIDADO	
	Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE			
Numerário Disponível		47.038	25.613
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata - SIAC/BANRISUL	34	377.076	34.842
Total de Caixa e Equivalentes de Caixa		424.114	60.455
NÃO CIRCULANTE			
Aplicações Financeiras de Longo Prazo - SIAC/BANRISUL	34	-	7.782
Fundo Bradesco Empresas		9	9
Total de Aplicações Financeiras de Longo Prazo		9	7.791

5.1. Numerário Disponível

O valor de R\$47.038 (R\$25.613 em 31 de dezembro de 2016) refere-se a recursos depositados em instituições bancárias.

5.2 Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata

O valor de R\$377.076 (R\$34.842 em 31 de dezembro de 2016) refere-se ao valor aplicado no Sistema Integrado de Administração de Caixa - SIAC/BANRISUL instituído pelo Decreto Estadual nº 33.959, de 31 de maio de 1991, remunerado pela taxa SELIC OVER, com liquidez imediata.

5.3. Aplicações Financeiras de Longo Prazo

O valor de R\$7.782 em 31 de dezembro de 2016 no ativo não circulante refere-se ao principal e à remuneração de valores aplicados no Sistema Integrado de Administração de Caixa - SIAC/BANRISUL, instituído pelo Decreto Estadual nº 33.959, de 31 de maio de 1991 remunerado pela taxa SELIC, sem liquidez imediata, visto que dependem de dotação orçamentária por parte do Governo do Estado do Rio Grande do Sul, aplicações vinculadas a garantias de compra de energia e as relativas à captação de empréstimo, bem como Quotas Subordinadas do FIDC.

6. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS.

Os saldos compõem-se de:

	Nota Explicativa	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE						
Consumidores	6.1	261.346	112.540	422.262	796.148	638.002
Suprimento de Energia		23.097	-	-	23.097	23.905
Encargo de Uso da Rede		89.762	-	-	89.762	40.296
Permissionárias		363	-	-	363	1.061
Parcelamentos	6.2	29.557	97.374	88.590	215.521	164.004
Energia de Curto Prazo - CCEE		73.367	-	-	73.367	59.491
Títulos de Crédito a Receber		463	-	-	463	458
Provisão Créditos Liquidação Duvidosa	6.3		(99.205)	(374.607)	(473.812)	(244.282)
		477.955	110.709	136.245	724.908	682.935
NÃO CIRCULANTE						
Parcelamentos	6.2	13.121	-	-	13.121	10.390
		13.121	-	-	13.121	10.390

6.1. Consumidores

	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	31/12/2017	31/12/2016
Residencial	171.179	64.494	164.397	400.070	281.278
Industrial	8.573	8.178	42.075	58.826	52.983
Comercial Serviços e Outras Atividades	45.602	25.610	82.214	153.426	137.139
Rural	8.626	4.890	13.540	27.056	23.201
Poder Público	11.213	5.288	26.989	43.490	39.133
Iluminação Pública	6.639	3.886	92.974	103.499	93.567
Serviço Público	9.514	194	73	9.781	10.701
Total	261.346	112.540	422.262	796.148	638.002

6.2. Parcelamentos

O montante de R\$215.521 (R\$164.004 em 31 de dezembro de 2016) no ativo circulante e R\$13.121 (R\$10.390 em 31 de dezembro de 2016) no ativo não circulante refere-se a parcelamentos com consumidores, com prefeituras municipais, com o Governo do Estado do Rio Grande do Sul e com a FAMURS – Federação das Associações de Municípios do Estado do Rio Grande do Sul.

6.3. Energia de Curto Prazo – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

O valor de R\$73.367 (R\$59.491 em 31 de dezembro de 2016) refere-se à energia vendida no mercado e curto prazo, conforme informações divulgadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

6.4. Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

Os valores referem-se à provisão de recebíveis relativos a valores de concessionárias, permissionárias diversas e consumidores livres vencidos há mais de três meses.

Os saldos compõem-se de:

CONSUMIDORES POR CLASSE	Saldo 31/12/2016	Adições	Exclusões	Saldo 31/12/2017
Residencial	108.743	55.654	(10.795)	153.602
Industrial	5.085	31.443	-	36.528
Comercial Serviços e Outras Atividades	6.608	67.740	-	74.348
Rural	2.219	8.660	-	10.879
Poder Público, Iluminação Pública e Serviço Público	79.219	14.726	-	93.945
Títulos de Créditos a Receber e Parcelamentos	47.010	57.501	-	104.511
Total	238.268	235.724	-	473.812

7. TRIBUTOS A RECUPERAR

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE		
PIS/COFINS a Compensar	9.752	3.425
ICMS a Compensar	742	8.881
IRPJ e CSLL a Compensar	48.609	29.550
INSS a Compensar	1.155	358
Outros Créditos a Compensar	4.711	3.273
Total	64.970	45.487
NÃO CIRCULANTE		
ICMS a Compensar	25.589	13.756
PIS/COFINS a Compensar	2	2
INSS a Compensar	61	651
IRPJ e CSLL a Compensar	1	1
IRRF a Compensar	49	49
Outros Créditos a Compensar	4	3
Total	25.706	14.462

A expectativa de realização dos valores registrados no não circulante é de 04 (quatro) anos conforme dispositivo legal estabelecido na Lei Complementar nº 87/96 que permite a constituição e respectiva fruição deste crédito tributário.

8. ESTOQUES

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Estoque de Operação	44.792	25.420
(-) Provisão para Perdas	(482)	(482)
Total	44.310	24.938

Os saldos de estoques referem-se a materiais destinados à manutenção das operações, em processo de classificação, resíduos e sucatas e destinados à alienação, todos valorados a preço médio e deduzidos das provisões para perdas.

9. OUTROS CRÉDITOS A RECEBER

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	Nota Explicativa	CONSOLIDADO	
		31/12/2017	31/12/2016
Programa RELUZ	9.1	1.028	1.028
Programa de Eficiência Energética - PEE	9.2	16.644	5.340
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	9.3	15.776	12.760
Adiantamento a Fornecedores/Empregados		5.633	7.429
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9.4	5.877	11.262
Aluguel de Postes/Serviços Prestados		19.137	11.125
Cedência de Funcionários	34	270	352
Custos a Reembolsar	9.5	-	18.757
Dividendos a Receber	9.6	20.886	22.124
Subvenção CDE - PLT		1.833	1.833
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.971/2015		-	19.048
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2171/2016	9.7	207.066	103.855
Serviço Próprio	9.8	23.137	-
Outros Devedores		34.736	9.141
Total		352.022	224.053
NÃO CIRCULANTE			
Rede Básica do Sistema Existente - RBSE	9.8	-	1.689.166
Títulos de Crédito a Receber		17	17
Depósitos Recursais - INSS e ISS		1.871	1.895
Outros Devedores		44.048	28.677
Total		45.936	1.719.755

9.1. Programa RELUZ

O valor de R\$1.028 (R\$1.028 em 31 de dezembro de 2016) refere-se ao Programa Nacional de Iluminação Pública Eficiente – RELUZ, a serem reembolsados pelas Prefeituras, que tem como objetivo promover a modernização e melhoria da eficiência energética do sistema de iluminação pública nos municípios, por meio da substituição dos equipamentos atuais por tecnologias mais eficientes, visando combater o desperdício de energia elétrica.

9.2. Programa de Eficiência Energética – PEE

O valor de R\$16.644 (R\$5.340 em 31 de dezembro de 2016) refere-se à aplicação dos recursos provenientes dos Programas de Eficiência Energética, que visam demonstrar à sociedade a importância e a viabilidade econômica de ações de combate ao desperdício de energia elétrica.

9.3. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

O valor de R\$15.776 (R\$12.760 em 31 de dezembro de 2016) refere-se a projetos de Pesquisa e Desenvolvimento destinados à capacitação e desenvolvimento tecnológico da Companhia, visando à geração de novos processos ou produtos, ou o aprimoramento de suas características.

9.4. Subvenção à Receita Baixa Renda – Tarifa Social

O valor de R\$5.877 (R\$11.262 em 31 de dezembro de 2016) refere-se ao resultado gerado entre os aumentos e reduções de receita decorrentes da classificação dos consumidores residenciais na subclasse baixa renda, conforme Resolução Normativa nº 472 de 24 de janeiro de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

9.5. Custos a Reembolsar

O valor de R\$20.601 (R\$18.757 em 31 de dezembro de 2016) refere-se, principalmente, aos contratos de prestação de serviços de operação e manutenção com as investidas Povo Novo e TESB.

9.6. Dividendos a Receber

O valor de R\$20.886 (R\$22.143 em 31 de dezembro de 2016) refere-se a dividendos declarados pelas investidas, compostos da seguinte forma: Ceran R\$8.132, Chapecoense R\$5.785, Etau R\$147, Complexo Eólico Povo Novo R\$17, Enerfin R\$3.973 e Enercan R\$2.832.

9.7. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.361/2017

Valor referente à CDE, a ser repassado pela Eletrobras à CEEE-D, no período de competência de dezembro de 2017 a outubro de 2018, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme previsto no art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. (Vide nota explicativa nº 24).

9.6. Serviço Próprio

O valor de R\$ 23.137 refere-se aos gastos de pessoal, material, serviços de terceiros e outros, relativos aos serviços próprios em curso apurados pelo sistema de Ordem de Serviço – ODS, que serão transferidos na conclusão das ODS para as contas de Gastos Operacionais, nas subcontas adequadas.

10. INVESTIMENTOS EM TÍTULOS DO GOVERNO

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE		
Investimentos em Títulos do Governo	135.585	126.818
	<u>135.585</u>	<u>126.818</u>

10.1 Descrição

O saldo de R\$135.585 (R\$126.818 em 31 de dezembro de 2016) refere-se à liquidação judicial do processo Nº 2006.71.00.047783-2 – Conta de Resultados a Compensar – CRC, originado da ação ordinária nº 93.00.02153-2, cuja decisão favorável do Superior Tribunal de Justiça – STJ (RESP nº 435.948-RS) proferida em 2005, transitou em julgado no ano de 2009 junto ao Supremo Tribunal Federal – STF.

Em 26 de janeiro de 2012 a Companhia, por intermédio de suas controladas, firmou um Termo de Acordo com a União, homologado judicialmente em 31 de janeiro de 2012, liquidando uma lide que perdurou aproximadamente 20 anos. O acordo foi firmado junto a Advocacia Geral da União - AGU, com autorização do Ministério de Minas e Energia - MME e do Ministério da Fazenda, assim como, com a efetiva participação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, da Secretaria do Tesouro Nacional – STN, da Receita Federal do Brasil – RFB, da Procuradoria Geral da Fazenda Nacional – PGFN e da Eletrobras.

Nesse contexto as Controladas obtiveram um valor a receber de R\$3.023.261 inerente à Conta de Resultados a Compensar – CRC, apurado na data base de 27 de dezembro de 2011, sendo que desse montante foram compensados de forma direta com a União, débitos fiscais da Companhia junto a Receita Federal do Brasil –

RFB no montante de R\$116.426. Assim, no tocante aos créditos da CRC, o valor R\$2.906.835 na data base de 31 de dezembro de 2011, foram pagos pela União em três parcelas (tranches), mediante a emissão de Notas do Tesouro Nacional, Série B – NTN-B, com as seguintes características:

- I. Data-base: 15 de julho de 2000;
- II. Valor Nominal na data-base: R\$ 1.000,00 (Um mil reais);
- III. Modalidade: nominativa e negociável;
- IV. Atualização do valor nominal: IPCA do mês anterior;
- V. Juros remuneratórios: 6% a.a
- VI. Pagamento do principal e juros:
 - Principal – em parcela única na data de vencimento do título;
 - Juros – semestralmente, no dia 15 dos meses de maio e novembro, com ajuste do prazo no primeiro período de fluência.

Em 09/02/2012 e 18/12/2012 a Secretaria do Tesouro Nacional transferiu a primeira e a segunda tranche para a Companhia no valor de R\$1.382.252 e de R\$989.044, correspondentes a 614.819 e 344.692 NTN-B, respectivamente. Em 17/12/2013, a terceira e última tranche foi transferida.

10.2 Classificação

Em 31 de dezembro de 2011, as Controladas haviam classificado o direito de recebimento dos títulos como “Ativos Financeiros mantidos até o vencimento” levando em consideração a data de conversão do crédito em Notas do Tesouro Nacional - série B "NTN-B".

O Termo de Acordo, estabeleceu a transferência dos títulos em três tranches, sendo a primeira em até 10 (dez) dias úteis após a homologação do acordo, o que ocorreu em 09 de fevereiro de 2012, a segunda e a terceira tranches em 18/12/2012 e 17/12/2013, respectivamente. No entanto, o recebimento por parte das Controladas da segunda e terceira tranche estava condicionado à quitação de débitos relativos a encargos setoriais junto ao órgão regulador, débitos intrasetoriais e financiamentos perante a Eletrobrás, no prazo de 60 dias após a emissão da primeira tranche. Em abril de 2012 as Controladas efetivaram a liquidação dos débitos nos prazos estabelecidos no Termo de Acordo, atendendo a cláusula condicionante para transferência das NTN-Bs nas datas previstas, reclassificando o ativo financeiro para a categoria de disponível para venda.

As Controladas consideraram as seguintes características, nas quais não é possível identificar uma categoria específica de instrumento financeiro, exceto Ativo financeiro disponível para venda:

- A intenção de vender os títulos nos prazos estabelecidos nos termos do acordo, sendo Dezembro de 2012 e de 2013, portanto não foram adquiridos para a finalidade de venda em curto prazo, bem como existe restrição de uso desses recursos, devendo os mesmos serem utilizados para investimentos em ativos da concessão.
- As NTN-Bs possuem fluxos de caixa determináveis com vencimentos definidos, mas as Controladas não possuem a intenção e a capacidade financeira de mantê-los até os vencimentos nos anos de 2017, 2035 e 2045.
- As NTN-Bs estão cotadas em mercado ativo.

10.3 Formas de atualização das NTN-BS

Considerando a categoria de instrumentos financeiros na qual foram classificadas as NTN-Bs, após o reconhecimento inicial, os títulos são medidos pelo valor justo e as mudanças, que não sejam perdas por redução ao valor recuperável, são reconhecidas em outros resultados abrangentes e apresentadas dentro do patrimônio líquido. Quando há a realização do ativo pela venda, o saldo acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado do exercício. Adicionalmente, os juros calculados usando o método dos juros efetivos são reconhecidos no resultado.

Os juros efetivos das NTN-Bs classificadas na conta de aplicações financeiras de curto prazo são calculados com base no valor nominal atualizados pelos termos contratuais (IPCA do mês anterior e Juros remuneratórios: 6% a.a calculados pró-rata-die).

O saldo de CRC a receber está indexado ao futuro recebimento de NTN-Bs conforme termos do acordo firmado, desta forma, está atualizado com base no valor nominal das NTN-Bs atualizados pelos termos contratuais (IPCA do mês anterior). A Concessionária tem direito aos juros remuneratórios de 6% a.a., a partir da efetiva transferência da titularidade.

O valor justo da totalidade dos valores a receber está calculado com o preço unitário divulgado pelo mercado secundário apurado pela Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais (Anbima).

10.4 Movimentação

O valor justo e os juros efetivos das NTN-B's estão reconhecidos contabilmente conforme segue:

	Ativo	Passivo e Patrimônio Líquido		Resultado	
	Investimentos em Títulos do Governo	Impostos diferidos	Outros resultados abrangentes	Receita financeira	Impostos
Posição em 31/12/2016	126.819	6.598	(4.830)	-	-
Atualização pela taxa efetiva	11.629	-	-	11.629	-
Valorização do valor justo	4.479	-	1.075	-	-
Juros Recebidos	(7.342)	-	-	-	-
Efeito tributário	-	2.276	488	-	(1.899)
Posição em 31/12/2017	135.585	8.874	(3.267)	11.629	(1.899)

11. ATIVO / PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL LÍQUIDO

O montante de R\$161.526 R\$(303.811) em 31 de dezembro de 2016 refere-se aos ativos e passivos financeiros decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados (Parcela A e outros componentes financeiros) que são incluídos na tarifa no início do ciclo tarifário, e aqueles que são efetivamente pagos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber sempre que os custos homologados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente pagos, ou uma obrigação quando os custos homologados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente pagos. Esses valores serão efetivamente liquidados por ocasião do próximo reajuste tarifário. Segue abaixo a composição do saldo do ativo financeiro setorial líquido:

	Saldo em 31/12/2016	Constituição	Amortização	Atualização Monetária	Saldo em 31/12/2017
CVA Ativa	44.435	827.463	(525.281)	21.158	367.775
Energia Elétrica Comprada	19.339	747.708	(460.201)	16.297	323.143
Transporte Itaipu	1.217	22.755	(10.971)	228	13.229
Tarifa de Uso Sistema de Transmissão Rede Básica	2.147	56.525	(28.908)	1.430	31.194
Quota CDE	7.468	-	(9.657)	2.189	-
Proinfa	14.264	475	(15.544)	1.014	209
Demais Ativos Financeiros Setoriais	18.863	258.544	(125.339)	1.551	153.619
Neutralidade da Parcela A	12.878	71.995	(64.973)	1.551	21.451
Outros Componentes Financeiros	-	154.427	(50.158)	-	104.269
CVA 2016 Amortizar	-	26.773	(4.223)	-	22.550
Quotas de Custeio e Energia - Proinfa	5.985	5.349	(5.985)	-	5.349
Total do Ativo	63.298	1.086.007	(650.620)	22.709	521.394
CVA Passiva	(288.868)	(622.776)	796.696	(23.071)	(138.019)
Energia Elétrica Comprada	(122.033)	(313.533)	451.811	(16.245)	-
Tarifa de Uso Sistema de Transmissão Rede Básica	(63)	-	424	(361)	-
Quota CDE	(91.607)	(28.732)	99.207	4.963	(16.169)
Quota ESS	(75.165)	(280.511)	245.254	(11.428)	(121.850)
Demais Passivos Financeiros Setoriais	(78.242)	(254.508)	111.758	(857)	(221.849)
Neutralidade da Parcela A	(8.049)	(51.573)	53.440	(857)	(7.039)
Outros Componentes Financeiros	(70.193)	(202.935)	58.318	-	(214.810)
Ultrapassagem Demanda	(3.960)	(8.165)	314	-	(11.811)
Excedente Reativos	(8.229)	(16.172)	-	-	(24.401)
Demais Componentes Financeiros	(58.004)	(178.598)	58.004	-	(178.598)
Total do Passivo	(367.110)	(877.284)	908.454	(23.928)	(359.868)
Ativo/(Passivo) Financeiro Setorial Líquido	(303.812)	208.723	257.834	(1.219)	161.526

12. DEPÓSITOS JUDICIAIS

O valor de R\$110.084 (R\$137.939 em 31 de dezembro de 2016) refere-se a depósitos judiciais de processos de natureza trabalhista e cível que não possuem perda provável. Os demais depósitos judiciais estão apresentados de forma dedutiva, retificando os saldos das Provisões para Contingências Passivas a que se referem. (Vide nota explicativa nº 25).

13. ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Composição dos saldos do Ativo Financeiro da Concessão de Distribuição e Transmissão:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	1.011.198	542.561
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D	553.095	469.387
Total	1.564.293	1.011.948
<hr/>		
	31/12/2017	31/12/2016
Circulante	98.583	62.005
Não Circulante	1.465.710	949.943
Total	1.564.293	1.011.948

13.1. Ativo Financeiro – Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEEGT

Composição dos saldos do Ativo Financeiro da Concessão de Transmissão:

	31/12/2017	31/12/2016
Circulante	98.583	62.005
Não Circulante	912.615	542.561
Total	1.011.198	604.566

A Administração entende que o acordo de concessão atende as condições para aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão, que orienta os concessionários sobre a forma de contabilização de concessões de serviços públicos a entidades privadas.

Foram considerados como ao alcance da ICPC 01 somente aqueles ativos exclusivamente a serviço da concessão sob os quais a Companhia obtém remuneração do capital investido.

Com base no Contrato de Concessão nº 080/2002, no Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 055/2001 e no Segundo termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 025/2000, a Administração entende que a aplicação do modelo “financeiro” é o que melhor representa o negócio de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, considerando que a infra-estrutura construída é recuperada por meio da RAP (Receita Anual Permitida), a qual contempla os seguintes valores:

- I. receita para cobrir os custos de operação e manutenção (O&M) da infra-estrutura vinculada aos contratos de concessão; e
- II. receita para amortização do capital investido na infra-estrutura a serviço da concessão. Esta parcela de receita é definida mediante a metodologia do WACC (*weighted average cost of capital*), a qual estabelece a remuneração mínima para o investimento realizado.

No caso de extinção da concessão, os bens reversíveis e classificados no ativo financeiro, ainda não amortizados pela RAP, serão indenizados pelo poder concedente ou por outro órgão por ele delegado para tal atribuição.

Em 31 de Dezembro de 2017, o valor de R\$ 789.313 é composto por R\$44.342, referente aos bens vinculados ao Contrato de Concessão nº 080/2002, por R\$698.902, referente ao Contrato de Concessão nº 055/2001 e

R\$46.069 refere-se ao Contrato de Concessão nº 025/2000. [r1]O registro é demonstrado por seu valor líquido, deduzido da perda por valor recuperável para aquelas obras que não possuem Resolução Autorizativa emitida pela ANEEL, uma vez que ainda não há homologação de receita para indenização destes investimentos em andamento.

13.1.1. Movimento do Ativo Financeiro da Concessão

	CONSOLIDADO				Total
	Contrato 055/2001	Contrato 080/2002	Contrato 025/2000	Contrato 001/2011 TESB	
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	282.437	47.256	35.622	247.896	613.211
(+) Receita de Construção (Adições).....	116.425	-	11.309	6.845	134.579
(+) Receita Financeira.....	62.440	13.076	3.403	12.167	91.086
(-) Baixas.....	(1.468)	-	(9)	-	(1.477)
(+) Reversão da Perda de Valor recuperável.....	299.248	-	-	(44.085)	255.163
(-) Amortização do período.....	(59.843)	(16.327)	(4.256)	(1.117)	(81.543)
(-) Outros.....	(337)	337	-	179	179
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	698.902	44.342	46.069	221.885	1.011.198
Em 31 de Dezembro de 2017 - Circulante	68.451	16.936	3.754	9.442	98.583
Em 31 de Dezembro de 2017 - Não Circulante	630.451	27.406	42.315	212.443	912.615

Em 2017 a Companhia reverteu provisão para perda do valor recuperável do Contrato de Concessão nº 055/2001, no valor de R\$ 299.248, com impacto no resultado do período. Os ativos do Contrato de Concessão nº 055/2001 alcançados pela Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão, classificados como Ativo Financeiro, não fizeram parte do escopo dos bens indenizados pela União por ocasião da renovação em 2012, por este motivo houve a constituição da Provisão para Perda. Porém, estes ativos possuem, com Receita Anual Permitida – RAP anual de R\$ 84.553, definida pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.258/2017, de 27 de junho de 2017, contemplando a remuneração do capital e o custo e operação e manutenção das novas instalações e melhorias que entraram em operação após a renovação da concessão. Não havendo necessidade da manutenção da Provisão.

A Receita Anual Permitida – RAP prevista na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.258/2017 de 27 de junho de 2017 para os ativos do Contrato de Concessão nº 080/2002, classificados como Ativo Financeiro, é de R\$2324.847742.

Os ativos do Contrato de Concessão nº 025/2000 alcançados pela Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão, classificados como Ativo Financeiro, tem sua receita anual de R\$ 70.821 definida pela ~~pela~~ Resolução Homologatória ANEEL nº 2.265/2017, de 04 de julho de 2017, contemplando o valor de R\$ 3.754 de receita adicional para a remuneração do capital e investimentos em melhorias que entraram em operação após a renovação da concessão.

De acordo com os Artigos 63º e 64º do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na transmissão de energia são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 691/2015, regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando ainda que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, para aplicação na referida concessão.

13.1.2. Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

A partir de 01/01/2007, as obrigações vinculadas passaram a ser controladas conforme determina o Despacho ANEEL nº 3.073, de 28/12/2006, e Ofícios Circulares ANEEL nº 236, nº 296 e nº 1.314, de 08/02/2007, 15/02/2007 e 27/06/2007, respectivamente. As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de Transmissão.

Ao final da concessão o valor das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro indenizável, sendo esta a prática adotada por esta Companhia quando da apuração do valor dos bens vinculados ao Contrato de Concessão Nº 055/2001 alcançados pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. (Vide nota explicativa nº 1.1.2.1).^[r2]

13.1.3. Valor Recuperável dos Ativos da Concessão

Os ativos da concessão são examinados periodicamente para verificar se existem indícios de que estejam registrados contabilmente por um valor superior àquele passível de ser recuperado por uso ou por venda.

Para fins de análise do valor de recuperação dos ativos, são observadas todas as alterações adversas ao ambiente empresarial ou regulatório, assim como o seu desempenho, considerando as seguintes particularidades do setor de energia elétrica:

- I. As atividades desenvolvidas são suportadas por um contrato de concessão que tem como objetivo, dentre outros, assegurar o equilíbrio econômico e financeiro da Concessão;
- II. As tarifas devem cobrir os custos necessários ao desenvolvimento das atividades, desde que assegurado o adequado nível de eficiência e a acuracidade das informações contábeis e financeiras;
- III. Custos extraordinários e relevantes e eventuais desajustes econômicos serão objeto de revisão tarifária;
- IV. O contrato de concessão ou permissão é de longo prazo, o que viabiliza melhor planejamento das atividades;
- V. As taxas de depreciação estão em conformidade com o que determina o órgão regulador, levando em consideração a vida útil econômica e estimada dos bens;
- VI. Ao término da concessão, os bens retornarão à União, sendo a Companhia devidamente indenizada pelo valor residual desses bens, determinado conforme normas específicas estabelecidas pela legislação aplicável.

13.2. Ativo Financeiro – Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

A Administração entende que o acordo de concessão atende as condições para aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão, que orienta a Companhia sobre a forma de contabilização de concessões de serviços públicos a entidades privadas.

Foram considerados como ao alcance da ICPC 01 somente aqueles ativos exclusivamente a serviço da concessão e contemplados na Base de Remuneração Regulatória da Companhia. Os ativos administrativos e de apoio em geral, sobre os quais a Companhia não recebe remuneração e que são considerados como integrantes do contexto regulatório para fins de Revisão ou Reajuste Tarifário permanecem como ativo imobilizado ou intangível.

Com base na análise do Contrato de Concessão, a Administração entende que a indenização devida pelo Poder Concedente ao final da concessão representa um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro, e que a aplicação do modelo “bifurcado” é o que melhor representa o negócio de Distribuição de Energia Elétrica, abrangendo:

- a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão que deve ser classificada como ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e
- a parcela remanescente à determinação do ativo financeiro a amortizar no período da concessão, que deve ser classificada como ativo intangível em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, pelo consumo de energia pelos consumidores.

A partir da Medida Provisória nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/13, a Companhia confirmou o entendimento de que o Valor Novo de Reposição – VNR deverá ser utilizado pelo Poder

Concedente para o pagamento de indenização dos ativos não amortizados de distribuição. O saldo do seu ativo financeiro com base no valor novo de reposição depreciado foi ajustado utilizando-se a Base de Remuneração Regulatória – BRR, aprovada na Revisão Tarifária de 2016 através da Nota Técnica ANEEL nº 371 de 11/11/2016.

Tendo em vista o 4º Termo aditivo do contrato de concessão 081/1999 de 09 de dezembro de 2015 que prorrogou a concessão até 07 de julho de 2045 e considerando as normas estabelecidas no ICPC 01, foi adotado o procedimento de bifurcação pelo prazo de 360 meses, sendo que os valores a serem depreciados até o término do referido prazo foram apropriados no Ativo Intangível da Concessão e o montante excedente classificado no Ativo Financeiro da Concessão sujeito a posterior indenização.

A movimentação dos bens do Ativo Financeiro da concessão, está demonstrada a seguir:

	Ativo Financeiro 31/12/2017	Ativo Financeiro 31/12/2016
Saldo inicial	469.387	472.579
Adições	118.574	227.441
Atualização	4.522	3.591
Baixas	(7)	-
Transferências	(39.302)	-
Amortização	-	-
Outros	(79)	(234.224)
Saldo final	553.095	469.387

13.2.1. Bens vinculados à concessão

De acordo com os artigos 63º e 64º do Decreto nº 41.019, de 26/02/1957, os bens e instalações utilizados na distribuição e comercialização, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 691/2015 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do serviço público de energia elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

13.2.2. Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

A partir de 01/01/2007, as obrigações vinculadas passaram a ser controladas conforme determina o Despacho ANEEL nº 3.073, de 28/12/2006, e Ofícios Circulares ANEEL nº 236, nº 296 e nº 1.314, de 08/02/2007, 15/02/2007 e 27/06/2007, respectivamente. As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

As obrigações especiais estão sendo amortizadas às mesmas taxas de amortização dos bens que compõem a infraestrutura a partir do segundo ciclo de revisão tarifária periódica (outubro de 2008).

Ao final da concessão o valor residual das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro indenizável.

13.2.3 Valor Recuperável do Ativo da Concessão

Em 31 de dezembro de 2017, o valor dos Ativos Vinculados à Concessão totaliza R\$ 2.195.854 (em 31 de dezembro de 2016 R\$ 2.207.958). Os ativos da concessão são examinados periodicamente para verificar se existem indicações de que eles estejam registrados contabilmente por um valor superior àquele passível de ser recuperado por uso ou por venda.

Para fins de análise do valor de recuperação dos ativos, são observadas todas as alterações adversas ao ambiente empresarial ou regulatório, assim como o seu desempenho, considerando as seguintes particularidades do setor de energia elétrica:

- I) As atividades desenvolvidas são suportadas por um contrato de concessão que tem como objetivo, dentre outros, assegurar o equilíbrio econômico e financeiro da concessão.
- II) As tarifas devem cobrir os custos necessários ao desenvolvimento das atividades, desde que assegurado o adequado nível de eficiência e a acuracidade das informações contábeis e financeiras.
- III) Custos extraordinários e relevantes e eventuais desajustes econômicos serão objeto de revisão tarifária.
- IV) O contrato de concessão ou permissão é de longo prazo, o que viabiliza melhor planejamento das atividades.
- V) As taxas de depreciação estão em conformidade com o que determina o órgão regulador, levando em consideração a vida útil econômica e estimada dos bens.
- VI) Ao término da concessão, os bens retornarão à União, sendo a Companhia devidamente ressarcida pelo valor desses bens, determinado conforme normas específicas estabelecidas pela legislação aplicável.

A Companhia apurou, ao final do exercício, o valor recuperável de seus ativos e concluiu que não existem perdas a serem reconhecidas tendo em vista os seguintes elementos: as ações do Plano de Ajuste Estrutural e os investimentos prudentes que estão sendo realizados de modo a incrementar a Base de Remuneração Regulatória.

14. Rede Básica do Sistema Existente – RBSE

CONSOLIDADO		
	31/12/2017	31/12/2016
Circulante	224.471	-
Não Circulante	1.399.409	1.689.166
	<u>1.623.880</u>	<u>1.689.166</u>

O Montante de R\$1.623.880 (R\$ 1.689.166 em 31 de dezembro de 2016) refere-se à parcela dos ativos de transmissão não depreciados e existentes em 31 de maio de 2000 pertencentes à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE, os quais conforme previsão da Lei Nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, em seu §2º, art. 15º, são passíveis de indenização pela União.

Na sequência deste processo de indenização dos ativos vinculados à RBSE, a ANEEL divulgou a Resolução Normativa nº 589, de 10 de dezembro de 2013, definindo os critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição (VNR) das instalações de transmissão, para fins de indenização. Nesse sentido, considerando os comandos da Resolução ANEEL, a CEEE-GT, em 27 de dezembro de 2013, enviou ao órgão regulador o cronograma para realização do laudo de avaliação que valoraria estes ativos considerando o critério de valor novo de reposição.

Foi concluído em 23 de março de 2015 o Relatório de Avaliação Patrimonial para Indenização da Rede Básica da CEEE-GT, elaborado pela Consultoria American Appraisal. O referido relatório foi entregue na Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em 29 de abril de 2015. Conforme a REN nº 589/13 no artigo 6º, a ANEEL tinha um prazo de 150 dias para validar as informações, sendo 30 dias contados a partir da data de protocolo para manifestar o aceite do laudo de avaliação enviado pela companhia e mais 120 dias a partir do aceite para validação das informações com consequente aferição do valor indenizável.

Finalmente, conforme Despacho Nº 1.643 emitido pela ANEEL em 16 de junho de 2016, a CEEE-GT obteve como montante homologado de indenização pertinente aos ativos não totalmente depreciados e existentes em 31 de maio de 2000, o valor de R\$836.283, na data base de 31 de dezembro de 2012. Sendo que o valor bruto dos bens para fins de indenização (Valor Novo de Reposição - VNR) totalizou R\$ 2.741.278, conforme processo nº 48500.000805/2014-52.

Dentro deste contexto, foi emitida em 20 de abril de 2016 a Portaria Nº 120 MME, a qual estabeleceu que os valores homologados pela ANEEL a título dos ativos não depreciados em 31 de maio de 2000, passem a compor a Base de Remuneração Regulatória das transmissoras, sendo o custo de capital destes adicionados às suas Receitas Anuais Permitidas – RAP.

Também determinou a Portaria, que o custo de capital destes ativos será reconhecido a partir do processo tarifário de 2017, passando pelo reajuste e revisão conforme as regras previstas nos contratos de concessão, e deverá incorporar a RAP a partir do referido processo, pelo prazo de oito anos.

Além disso, a Portaria Nº 120 MME determinou que o custo de capital não incorporado desde as prorrogações das concessões até a revisão tarifária, deve ser atualizado e remunerado pelo custo de capital próprio, real, do segmento de transmissão, definido pela ANEEL.

Desta maneira, o montante final de R\$1.623.880(R\$ 1.689.166 em 31 de dezembro de 2016) é composto pelo valor homologado para fins de indenização, pertinente aos bens da Rede Básica Sistema Existente – RBSE, adicionado do custo de capital (remuneração e depreciação) atualizado até o período de Dezembro de 2016, sendo este remunerado pelo custo de capital próprio do segmento, cálculo este efetuado na melhor estimativa da administração considerando os dados e informações disponíveis.

15. BENS E DIREITOS DESTINADOS À ALIENAÇÃO E RENDA

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Bens de Uso Futuro e Bens de Renda	59.939	59.939
(-) Amortização Acumulada	(15.388)	(15.388)
	<u>44.551</u>	<u>44.551</u>

15.1 – Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

15.1.1. Ativo Não Circulante Mantido para Venda

Refere-se ao custo dos terrenos e edificações que se encontram sem utilização e que serão alienados conforme planos da Companhia. Contempla também as florestas de propriedade da Companhia no montante de R\$38.996, que antes eram classificadas como Ativo Biológico, atendendo aos pré-requisitos do CPC 29/IAS 41.

15.1.2. Bens de Uso Futuro e Bens de Renda

Refere-se a imóveis e bens destinados à futura utilização pela Companhia no serviço concedido e a bens mantidos para obtenção de renda.

15.2. – Geração e Transmissão

Os bens e direitos da controlada CEEEGT destinados a alienação são classificados, como *mantidos para venda*, caso o seu valor contábil seja recuperado principalmente por meio de uma transação de venda e não através do uso contínuo. Essa condição é atendida somente quando a venda é provável e o ativo não circulante estiver disponível para venda imediata em sua condição

16. INVESTIMENTOS

16.1 Controladas

Refere-se à participação da CEEE-Par na Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT e na Companhia de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D, com o percentual de 65,92% no capital social de cada Controlada.

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT é uma empresa de economia mista, responsável pelo serviço público de energia elétrica, integrada pelas áreas de Geração e Transmissão, originada do processo de reestruturação societária da Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul - CEEE, concluído em novembro de 2006.

Já a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D é uma empresa organizada em conformidade com a autorização concedida pela Lei Estadual nº 12.593, de 13 de setembro de 2006 e foi constituída a partir da cisão da Companhia Estadual de Energia Elétrica, conforme Assembléia Geral Extraordinária realizada em 27 de novembro de 2006 (Ata nº 170), que consignou, nos termos do artigo 229, § 2º, da Lei 6.404/76, tendo sido observadas todas as formalidades legais para tanto, a constituição formal da CEEE-D, a qual somente iniciou as atividades previstas no seu objeto social a partir do dia 1º de dezembro de 2006. Esta mesma AGE aprovou o tratamento das variações patrimoniais previstos na Proposta e Justificação de Cisão de que os resultados e as variações patrimoniais que sejam atribuídas à atividade de distribuição de

energia elétrica entre o Balanço Base de Cisão (30 de setembro de 2006) e a data de 30 de novembro de 2006 foram registrados na CEEE-D.

16.1.1. Saldos de Controladas

	CONTROLADORA	
	31/12/2017	31/12/2016
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D	(1.004.536)	(814.777)
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	1.624.466	1.438.201
	<u>619.930</u>	<u>623.424</u>

16.2. Principais Informações de Controladas

	CEEE-D		CEEE-GT		TOTAL	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Ativo Circulante	1.213.797	840.916	1.072.322	404.517		
Ativo Não Circulante	2.608.238	2.619.648	3.653.877	3.776.221		
Passivo Circulante	2.225.886	1.881.665	696.816	350.242		
Passivo Não Circulante	2.836.627	2.814.909	1.550.769	1.631.229		
Patrimônio líquido	(1.240.478)	(1.236.010)	2.464.299	2.181.733		
Resultado do exercício	(87.529)	(527.179)	395.080	923.782		
% de participação	65,92%	65,92%	65,92%	65,92%		
Saldo do investimento no início do período	814.777	318.785	1.438.201	976.905	2.252.978	1.295.690
Realização dos tributos diferidos sobre avaliação patrimonial na investida	-	-	3.189	3.710	3.189	3.710
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda na investida	-	-	1.058	20.928	1.057	20.927
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes na investida	-	-	(28)	(7.035)	(27)	(7.034)
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital - AFAC	59.464	-	(85.227)	-	84.993	
Registro do Ganho/Perda Atuarial	1.274	148.475	6.837	(165.265)	8.111	(16.790)
Resultado de equivalência patrimonial	129.021	347.517	260.437	608.958	389.458	956.475
Saldo do investimento no final do período	<u>1.004.536</u>	<u>814.777</u>	<u>1.624.466</u>	<u>1.438.201</u>	<u>2.629.003</u>	<u>2.252.978</u>

16.3. Investimentos CEEE-GT

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Circulante	361.979	536.239
Não Circulante	2.669	2.692
	<u>364.648</u>	<u>538.931</u>

16.3.1. Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Método de Equivalência Patrimonial da Controlada CEEE-GT

Os investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial da CEEE-GT estão classificados nos seguintes seguimentos de negócio:

Hídrico	Transmissão	Eólico
CERAN	TESB	Ventos de Curupira
Jaguari	FOTE	Ventos de Povo Novo
Chapecoense	TSLE	Ventos de Vera Cruz
ENERCAN	TPAE	Palmares
	Etau	Ventos da Lagoa
		Ventos do Litoral
		Ventos do Sul
		Ventos dos Índios

Os saldos compõem-se de participação no capital das seguintes empresas:

	31/12/2017		31/12/2016	
	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)
Controladas				
TESB.....	255.475	90,40%	255.475	90,40%
Ventos de Curupira.....	39.768	99,99%	10	99,99%
Ventos de Povo Novo.....	14.108	99,99%	10	99,99%
Ventos de Vera Cruz.....	38.581	99,99%	10	99,99%
Coligadas				
FOTE.....	54.870	49,00%	23.215	49,00%
TSLE.....	379.681	49,00%	280.000	49,00%
Ceran.....	510.000	30,00%	510.000	30,00%
TPAE.....	20.350	20,00%	20.350	20,00%
Jaguari.....	17.680	10,50%	17.680	10,50%
Etau.....	34.895	10,00%	34.895	10,00%
Palmares.....	114.116	10,00%	114.116	10,00%
Ventos da Lagoa.....	88.701	10,00%	88.701	10,00%
Ventos do Litoral.....	102.901	10,00%	102.901	10,00%
Ventos do Sul.....	140.964	10,00%	140.964	10,00%
Ventos dos Índios.....	63.641	10,00%	63.641	10,00%
Chapcoense.....	714.509	9,00%	714.509	9,00%
Enercan.....	200.787	6,51%	388.787	6,51%

16.3.2. Controladas da CEEE-GT

16.3.2.1. Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, juntamente com a Procable Energia e Telecomunicações S.A. e a Zhejiang United Engineering CO Ltda, constituíram uma sociedade limitada, sob a denominação Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB.

A Sociedade tem como objeto social a exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, prestando mediante a construção, a montagem, a operação e a manutenção das instalações de transmissão das seguintes Linhas e Subestações pelo prazo de 30 anos.

Em 2014 a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu através da Resolução Autorizativa nº 4.495 de 21 de janeiro a transferência do Controle Acionário da TESB para CEEE-GT. A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é 90,4% do capital social subscrito.

16.3.2.2. Complexo Eólico Povo Novo

O complexo Eólico Povo Novo está localizado no município de Rio Grande – RS sendo formado por 3 Centrais Geradoras Eólicas (CGE), totalizando a potência instalada de 55MW.

Em 05 de fevereiro de 2014 a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL publicou Despacho nº 276 habilitando as vencedoras do Leilão nº 09/2013 referente a empreendimentos de energia eólica. A CEEE GT participa de 3 consórcios vencedores relativo ao Complexo Eólico Povo Novo:

- Consórcio Curupira formado pela CGE Curupira Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Curupira cuja potência instalada é de 25MW;
- Consórcio Povo Novo formado pela CGE Povo Novo Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Povo Novo cuja potência instalada é de 7,5MW;
- Consórcio Fazenda Vera Cruz formado pela CGE Fazenda Vera Cruz Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Vera Cruz cuja potência instalada é de 22,5MW;

Em 26 de fevereiro de 2014 foram constituídas a Ventos de Povo Novo S.A, Ventos de Curupira S.A e Ventos de Vera Cruz S.A cujo capital social subscrito em cada empresa foi de R\$10 representado por 10.000 (dez mil) ações ordinárias nominativas. Os principais grupos do ativo, passivo e resultado das controladas em 31 de dezembro de 2016, conforme demonstrados a seguir, são reconhecidos nas demonstrações contábeis consolidadas da CEEE-GT.

No exercício de 2017 foram integralizados os adiantamentos para futuro aumento de capital, nos montantes de R\$ 14,1 milhões na Central Geradora Eólica de Ventos de Povo Novo, R\$ 39,7 milhões na Central Geradora Eólica de Ventos de Curupira e R\$ 38,5 milhões na Central Geradora Eólica de Ventos de Vera Cruz.

Ademais, salienta-se que a Companhia divulgou em 13 de dezembro de 2017, Fato Relevante acerca da autorização para contratação de consultoria especializada, pela Diretoria Colegiada, para realizar a modelagem de eventual desinvestimento nas geradoras do Complexo Eólico Povo Novo.

16.3.3 Impairment

Para o exercício de 2016 a companhia estimou o valor recuperável dos seus investimentos nas controladas TESB e Complexo Eólico Povo Novo, com base no valor em uso, sendo este mensurado com base no valor presente dos fluxos de caixas futuros estimados.

Os fluxos de caixa foram projetados com base no resultado operacional e projeções dos empreendimentos até o término das concessões.

A controlada TESB registrou em suas demonstrações um Impairment de R\$ 84,2 milhões, e a adicionalmente controladora CEEE-GT contabilizou R\$ 9,1 milhões em provisão para perda de valor recuperável.

Já no empreendimento Complexo Eólico Povo Novo foi estimado R\$ 104,1 milhões com perda de valor recuperável no empreendimento, sendo todo montante contabilizado na controladora CEEE-GT.

O valor total de Impairment apurado nas empresas controladas foi de R\$ 113,2 milhões, sendo ainda R\$ 84,2 milhões contabilizados na controlada TESB, refletindo no cálculo da equivalência patrimonial da CEEE-GT.

16.4. Coligadas

16.4.1. Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A - FOTE

Em novembro de 2013, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, juntamente com a Eletrosul Centrais Elétricas S.A, constituíram uma sociedade anônima fechada, sob a denominação Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A – FOTE, com a seguinte composição acionária: Eletrosul – 51% e CEEE-GT – 49%.

A Sociedade tem como objetivo a construção, projeto, implantação, operação, manutenção e exploração sob o regime de autorização ou concessão, de instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Interligado Nacional e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio das seguintes Linhas e Subestações:

- LOTE I – Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A;
- LT 230 kV Santo Ângelo – Maçambará;
- LT Pinhalzinho - Foz do Chapecó, C1;
- LT Pinhalzinho - Foz do Chapecó, C2;
- SE 230/138 kV Pinhalzinho, 3 x 150 MVA; e
- SE 230/138 kV Santa Maria 3, 2 x 83 MVA (novo pátio)

16.4.2. Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A - TSLE

Em junho de 2012 a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE GT e a ELETROSUL Centrais Elétricas S.A constituíram uma sociedade anônima fechada, sob a denominação Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A com a seguinte composição acionária: Eletrosul – 51% e CEEE-GT – 49%.

A Sociedade tem como objetivo a construção, projeto, implantação, operação, manutenção e exploração sob o regime de autorização ou concessão, de instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Interligado Nacional e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio das seguintes Linhas e Subestações:

- LT Nova Santa Rita, com extensão aproximada de 281Km, com origem na SE Nova Santa Rita e término na SE Campo Novo;

- LT Povo Novo - Marmeleiro, com extensão aproximada de 154Km, com origem na SE Povo Novo e término na SE Marmeleiro;
- LT Marmeleiro – Santa Vitória do Palmar, com extensão aproximada de 52Km, com origem na SE Marmeleiro e término na SE Santa Vitória do Palmar;
- SE 525/230 kV Povo Novo;
- SE 525kV Marmeleiro;
- SE 525/138 kV Santa Vitória do Palmar; e
- Instalações de Transmissão de Rede Básica na SE Povo Novo.

16.4.3. Companhia Energética Rio das Antas – CERAN

Refere-se à participação de 30% na Companhia Energética Rio das Antas - CERAN, para implantação e exploração dos empreendimentos hidrelétricos nas usinas Castro Alves, Monte Claro e 14 de Julho, todas localizadas no Estado do Rio Grande do Sul, cuja potência instalada corresponde a 360 MW.

A UHE Monte Claro iniciou a operação comercial de fornecimento de energia em 29 de dezembro de 2004 com a primeira unidade geradora e em 29 de novembro de 2006 com a segunda unidade geradora. A UHE Castro Alves iniciou a operação comercial em 04 de março de 2008 com a primeira unidade geradora, em 02 de abril de 2008 com a segunda unidade geradora e em 06 de junho de 2008 com a terceira unidade geradora. A UHE 14 de Julho iniciou a operação comercial em 25 de dezembro de 2008 com a primeira unidade geradora e em 12 de março de 2009 com a terceira unidade geradora.

16.4.4. Transmissora Porto Alegrense Ltda - TPAE

Em junho de 2009, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT juntamente com a Procable Energia e Telecomunicações S.A constituíram a Sociedade de Propósito Específico denominada Transmissora Porto Alegrense de Energia Ltda - TPAE com a seguinte composição acionária: Procable – 80% e CEEE-GT – 20%.

Transmissora Porto Alegrense de Energia Ltda - TPAE venceu o Leilão da ANEEL – processo nº 48500.000368/2009-18 para a exploração da Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica, mediante construção, montagem, operação e manutenção da Linha de Transmissão Subterrânea em 230kV Porto Alegre 9 - Porto Alegre 4.

Conforme memorando de entendimentos firmado entre as partes, a CEEE-GT seria responsável pela operação e manutenção do empreendimento, pelas licenças ambientais, e pelas revisões de acompanhamento técnico e de fiscalização da obra e a Procable seria responsável pela preparação do projeto básico e executivo do empreendimento, construção, fornecimento de materiais, obras civis, instalações, testes e realização de comissionamento. A CEEE-GT e a Procable, em conjunto, são responsáveis pela estruturação e contratação do financiamento para implantação do empreendimento.

A TPAE iniciou sua operação comercial em 21 de novembro de 2013.

16.4.5 Jaguari Energética S.A

Refere-se à participação da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT na Jaguari Energética S.A, para a construção da PCH Furnas do Segredo, localizada no rio Jaguari, no Estado do Rio Grande do Sul, cujo início das operações ocorreu em setembro de 2005.

Em 30 de agosto de 2004, a participação da Companhia reduziu de 30% para 14,19% de acordo com a Resolução de Diretoria nº 2.124, isto porque o Acordo de Quotistas estabelecia que o acionista Guascor financiaria o capital próprio da Companhia caso a sociedade obtivesse um financiamento mínimo de 80%, o qual não foi aprovado pelo BNDES, que financiou 55,2% do projeto.

Em novembro de 2006, conforme Resolução de Diretoria nº 486, a Companhia não manifestou interesse em acompanhar os aportes deliberados pelos demais acionistas da empresa, reduzindo a participação para 10,5%.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

A investida foi ressaltada no relatório de seus auditores independentes por não registrar em suas Demonstrações Financeiras, o cálculo da depreciação dos ativos imobilizados conforme taxa prevista na legislação fiscal brasileira, em desacordo com o CPC 27, que determina que a depreciação deve ser calculada conforme a vida útil estimada dos bens

16.4.6. Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A – ETAU

Em 18 de dezembro de 2002, a Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A – ETAU, firmou Contrato de Concessão nº 82/2002 – ANEEL, tendo por objeto a concessão do serviço público de energia elétrica referente à linha de transmissão Campos Novos/Santa Marta de 230 kV, bem como das subestações de Lagoa Vermelha 2 - RS, Barra Grande - SC e das entradas de linhas e instalações associadas a estas. A construção da linha de transmissão foi iniciada ao longo do exercício de 2002 e foi concluída em 1º de setembro de 2005. A Companhia tem participação de 10% na ETAU.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

16.4.7. Parques Eólicos Palmares S.A

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Parques Eólicos Palmares S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$13.563 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2016 R\$890.

A empresa é composta por três parques eólicos situados no município de Palmares do Sul/RS: Parque Eólico Fazenda Rosário, Parque Eólico Fazenda Rosário 2 e Parque Eólico Fazenda Rosário 3 com capacidade total de geração de 50MW. O Parque Eólico Fazenda Rosário e o Parque Eólico Fazenda Rosário 3 entraram em operação em 30 de junho de 2011, e o Parque Eólico Fazenda Rosário 2 iniciou a fase de teste em 6 de setembro de 2012.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

16.4.8. Ventos da Lagoa Energia S.A

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos da Lagoa Energia S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$10.531 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2016 R\$687.

A empresa é composta por dois parques eólicos situados no município de Osório/RS: Parque Eólico Sangradouro 2 e Parque Eólico Sangradouro 3 com capacidade total de geração de 50MW. O Parque Eólico Sangradouro 2 entrou em operação em 14 de setembro de 2012 e o Parque Eólico Sangradouro 3 em 22 de maio de 2012.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

16.4.9. Ventos do Litoral Energia S.A

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos do Litoral Energia S.A, para a entrada da CEEE-GT nestas sociedade

no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$11.516 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2016 R\$507.

A empresa é composta por dois parques eólicos situados no município de Osório/RS: Parque Eólico Osório 2 e Parque Eólico Osório 3 com capacidade total de geração de 50MW. O Parque Eólico Osório 2 entrou em fase de teste em 14 de novembro de 2012 e o Parque Eólico Osório 3 em 10 de novembro de 2012.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

16.4.10. Ventos do Sul Energia S.A

Em 15 de dezembro de 2014 a CEEE-GT assinou com a Enerfin Enervento Exterior S.L o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos do Sul S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$35.000 em 15 de dezembro de 2014. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2016 R\$18.174.

A empresa é composta por três parques eólicos situados no município de Osório/RS: Parque Eólico Sangradouro, Parque Eólico Osório e Parque Eólico dos Índios com capacidade total de geração de 150MW.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

O ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*) mensurado como o excesso de valor justo da contraprestação efetivamente transferida sobre o valor justo líquido dos ativos identificáveis e dos passivos da entidade está disposto abaixo:

	31/12/2017
Contraprestação Efetivamente Transferida.....	35.000
Valor justo líquido reconhecido de ativos identificáveis e de passivos da entidade	168.264
Ativos Circulantes.....	80.879
Ativos não Circulantes.....	422.459
Passivos Circulantes.....	(98.623)
Passivos não Circulantes.....	(236.451)
Valor justo líquido (Participação de 10%).....	(16.826)
Ágio por expectativa de rentabilidade futura (<i>goodwill</i>)	18.174

16.4.11. Ventos dos Índios Energia S.A

Em 30 de junho de 2015 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos dos Índios Energia S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$7.243.

A empresa é composta por dois parques eólicos situados no município de Osório/RS, denominados Parque dos Índios 2 e Parque dos Índios 3, com capacidade total de geração de 52,9MW.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

16.4.12 Chapecoense Geração S.A

Em 01 de março de 2007, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, juntamente com a CPFL Geração de Energia S.A e a Chapecoense Geração S.A, assinaram o Acordo de Acionistas da Foz do Chapecó Energia S.A – FCE, sociedade por ações de propósito específicas – SPE, com distrato do consórcio anteriormente formalizado entre as partes.

A Resolução Autorizativa ANEEL nº 879, de 17 de abril de 2007, autorizou a transferência da quota-parte detida pela Chapecoense Geração S.A na concessão do UHE Foz do Chapecó para a Foz do Chapecó Energia S.A – FCE, alterando-se a estrutura acionária, que passou a ter a seguinte composição: CPFL – 51%, CEEE-GT – 9% e Chapecoense – 40%.

A potência instalada da usina, localizada no rio Uruguai, entre os municípios de Águas de Chapecó no Estado de Santa Catarina, e Alpestre no Rio Grande do Sul, corresponde a 855 MW, distribuída em quatro grupos geradores, e em março de 2011 passou a operar com sua capacidade máxima.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

A investida foi ressalvada no relatório de seus auditores independentes por não registrar em suas Demonstrações Financeiras em 31/12/2016, os efeitos da obrigação do direito de exploração (concessão onerosa), denominado Uso do Bem Público - UBP.

16.4.13. Campos Novos Energia S/A – ENERCAN

Refere-se à participação de 6,51% na Empresa Campos Novos Energia S.A – ENERCAN, localizada no rio Canoas, entre os municípios de Campos Novos e Celso Ramos, no Estado de Santa Catarina, através do contrato de concessão nº 43/2000, com a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. A potência instalada corresponde a 880 MW, sendo que a 1ª unidade geradora passou a operar comercialmente em 03 de fevereiro de 2007, a 2ª unidade em 17 de fevereiro de 2007 e a 3ª unidade entrou em operação em 09 de maio de 2007.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

16.5. Informações Financeiras das Investidas

16.5.1. Informações Financeiras Controladas

Balanco Patrimonial		31/12/2017			
		TESB	Ventos do Curupira	Ventos de Povo Novo	Ventos de Vera Cruz
Ativo					
Caixa e Equivalentes de Caixa.....		213	940	869	1.735
Outros Ativos Circulantes.....		10.020	359	58	13
Ativo Não Circulante.....		256.015	77.835	34.497	77.533
		<u>266.248</u>	<u>79.134</u>	<u>35.424</u>	<u>79.281</u>
Passivo e Patrimônio Líquido					
Outros Passivos Circulantes.....		6.893	23.786	11.208	16.598
Outros Passivos Não Circulantes.....		110.335	16.707	10.761	25.147
Patrimônio Líquido.....		149.020	38.641	13.455	37.536
		<u>266.248</u>	<u>79.134</u>	<u>35.424</u>	<u>79.281</u>

Demonstração do Resultado		31/12/2017			
		TESB	Ventos do Curupira	Ventos de Povo Novo	Ventos de Vera Cruz
Receita Operacional Líquida.....		19.139	735	206	601
Custo de Operação.....		(6.845)	-	-	-
Lucro Bruto.....		12.294	735	206	601
Despesas Operacionais.....		(44.802)	(470)	(324)	(350)
Resultado Financeiro.....		(2.275)	(330)	(62)	(185)
Lucro Antes dos Impostos.....		(34.783)	(65)	(180)	66
Impostos sobre o Lucro.....		(195)	(27)	-	(38)
Lucro Líquido.....		<u>(34.978)</u>	<u>(92)</u>	<u>(180)</u>	<u>28</u>

16.5.2. Informações Financeiras Controladas e Coligadas

	31/12/2017						
	Capital social	Patrimônio líquido publicado	Ajustes ressalvados pelo auditor	Patrimônio líquido ajustado	Lucro (prejuízo) publicado	Ajustes ressalvados pelo auditor	Lucro (prejuízo) ajustado
Controladas							
TESB.....	255.475	149.020	-	149.020	(34.978)	-	(34.978)
Ventos de Curupira.....	10	38.641	-	38.641	(92)	-	(92)
Ventos de Povo Novo.....	10	13.455	-	13.455	(180)	-	(180)
Ventos de Vera Cruz.....	10	37.536	-	37.536	28	-	28
Coligadas							
FOTE.....	54.870	94.196	-	94.196	(26.049)	-	(26.049)
TSLE.....	280.000	388.576	-	388.576	16.372	-	16.372
Ceran.....	470.875	245.804	-	245.804	108.427	-	108.427
TPAE.....	20.350	13.666	-	13.666	(2.447)	-	(2.447)
Jaguari.....	17.680	20.797	-	20.797	5.308	-	5.308
Êtau.....	34.895	84.461	-	84.461	14.670	-	14.670
Palmares.....	114.116	136.402	-	136.402	13.127	-	13.127
Ventos da Lagoa.....	88.701	112.522	-	112.522	7.512	-	7.512
Ventos do Litoral.....	102.901	119.715	-	119.715	6.612	-	6.612
Ventos do Sul.....	140.964	223.191	-	223.191	47.816	-	47.816
Ventos dos Índios.....	63.641	84.896	-	84.896	(855)	-	(855)
Chapcoense.....	714.509	974.954	-	974.954	270.251	-	270.251
Enercan.....	200.787	401.419	-	401.419	173.912	-	173.912

A investida foi ressalvada no relatório de seus auditores independentes por não registrar em suas Demonstrações Financeiras, os efeitos de:

- A companhia Jaguari efetuou o cálculo da depreciação dos ativos imobilizados conforme taxa prevista na legislação fiscal brasileira, em desacordo com o CPC 27, que determina que a depreciação deve ser calculada conforme a vida útil estimada dos bens.

Por decisão da administração, para o cálculo de equivalência patrimonial a Companhia ajustou as Demonstrações Financeiras Intermediárias das investidas contemplando os efeitos das ressalvas dos Auditores Independentes.

16.6. Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Custo

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL	2.137	2.160
Piratini Energia S.A.	10	10
Outros Investimentos Avaliados pelo Custo	876	876
(-) Provisão Desvalorização Outros Investimentos	(354)	(354)
	<u>2.669</u>	<u>2.692</u>

16.6.1. Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL

Refere-se à participação equivalente a 49.519 ações no Capital Social da Centrais Elétricas S.A.- Eletrosul.

16.6.2. Piratini Energia S/A

Refere-se à participação de 10% na Piratini Energia S.A, sendo esta proprietária da Usina Termelétrica Piratini, localizada no município de Piratini/RS, com capacidade para produzir 10 MW utilizando-se de resíduos de madeira provenientes das indústrias madeireiras da Região.

16.7. Movimentação dos investimentos

	CONTROLADORA					Saldos em 31/12/2017
	Saldos em 31/12/2016	Aumento de Capital	Impairment	Equivalência Patrimonial	Dividendos	
Controladas						
TESS	156.208	-	-	(31.620)	-	124.588
Ventos de Curupira	(46.792)	39.757	(3.963)	(233)	-	(11.231)
Ventos de Povo Novo	(17.044)	14.096	(1.441)	(289)	-	(4.678)
Ventos de Vera Cruz	(42.500)	38.581	(3.603)	(274)	-	(7.796)
Coligadas						
FOTE	7.411	15.511	-	(12.764)	-	10.158
TSLE	134.799	48.932	-	8.022	-	191.753
Ceran	226.046	-	-	32.528	(184.831)	73.743
TPAE	3.221	-	-	(489)	-	2.732
Jaguari	1.140	-	-	557	-	1.697
Étau	8.985	-	-	1.467	(1.015)	9.437
Palmares	15.079	-	-	1.313	(2.750)	13.642
Ventos da Lagoa	10.815	-	-	751	(313)	11.253
Ventos do Litoral	11.537	-	-	661	(227)	11.971
Ventos do Sul	20.370	-	-	4.782	(2.290)	22.862
Ventos dos Índios	8.575	-	-	(86)	-	8.489
Chapecoense	108.252	-	-	24.325	(47.627)	84.950
Enercan	74.345	-	-	11.330	(63.040)	22.635
Ágio Parques Eólicos	974	-	-	-	-	974
Ágio Ventos do Sul	18.174	-	-	-	-	18.174
	699.592	156.877	(9.007)	39.981	(302.093)	585.350

16.3.7. Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A - TSLE	-	83.966
FOTE	35.998	15.511
	35.998	99.477

17. IMOBILIZADO

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D	753.076	463.255
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	197.458	165.748
	950.534	629.003

17.1. Imobilizado – Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT

	CONSOLIDADO				31/12/2017
	31/12/2016	Adições	Baixas	Transferências	
Custo					
Barragens	766.633	-	-	-	766.633
Terrenos	24.848	-	-	-	24.848
Edificações	153.974	-	-	-	153.974
Máquinas e Equipamentos	551.978	-	(11.625)	3.968	544.321
Veículos	13.855	-	-	-	13.855
Móveis e Utensílios	4.329	-	-	-	4.329
	1.515.617	-	(11.625)	3.968	1.507.960
Depreciação					
Barragens	(666.659)	(10.108)	-	-	(676.767)
Edificações	(78.396)	(801)	-	-	(79.197)
Máquinas e Equipamentos	(521.523)	(12.016)	10.942	-	(522.597)
Veículos	(12.375)	(254)	-	-	(12.629)
Móveis e Utensílios	(3.467)	(80)	-	-	(3.547)
	(1.282.420)	(23.259)	10.942	-	(1.294.737)
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)					
Fora do Escopo da Concessionária	19.667	293.870	-	-	313.537
Depreciação	(18.583)	(197)	-	-	(18.780)
	1.084	293.673	-	-	294.757
Total do Imobilizado em Serviço	234.281	270.414	(683)	3.968	507.980
Total do Imobilizado em Curso	228.974	20.090	-	(3.968)	245.096
Total do Ativo Imobilizado	463.255	290.504	(683)	-	753.076

O Ativo imobilizado da Companhia é composto por Usinas de Geração, bens administrativos, bens não vinculados à Concessão, veículos e móveis e utensílios, inclusive a serviço das concessões de transmissão, mas que não foram considerados no alcance da ICPC 01.

Os ativos administrativos e do apoio em geral são adquiridos prontos em sua maioria e entram em operação tão logo sejam recebidos pela empresa, de forma que seu registro contábil não contempla valores relativos à Rateio de Custo da Administração Central ou Juros de Obra em Andamento.

. Estes ativos da Companhia, que não contribuem diretamente na geração de caixa, estão registrados ao custo de aquisição, que no entendimento da Administração, é a melhor estimativa do seu valor justo.

As taxas de depreciação utilizadas levam em consideração a vida útil econômica dos bens e estão em conformidade com a Resolução Normativa ANEEL Nº 367, de 02 de junho de 2009, e suas alterações posteriores impostas pela Resolução Normativa Nº 474, de 07 de fevereiro de 2012.

- **Custo Atribuído (*Deemed Cost*)**

A partir do encerramento do exercício de 2010 a CEEE GT passou a adotar os pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC, os quais estão consistentes com as práticas contábeis internacionais – IFRS. Para os valores de suas usinas de geração a Companhia optou pela adoção do custo atribuído (*deemed cost*), ajustando os saldos de abertura na data de transição em 1º de janeiro de 2009 para fins de comparação.

Na adoção do custo atribuído foram considerados os valores justos de recuperação admitidos pelo Órgão Regulador, bem como a vida útil econômica estimada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e aceita pelo mercado como adequada.

- **Renovação do contrato de Concessão 025/2000**

Em referência à matéria que trata da prorrogação das concessões, o Ministério de Minas e Energia, em 01 de novembro de 2012, através da Portaria Interministerial Nº 580, estabeleceu os valores de indenização para as usinas hidrelétricas enquadradas no art. 1º da Medida Provisória Nº 579, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013 a qual não reconheceu originalmente valores de indenização para as usinas de geração da CEEE-GT com vencimento da concessão em 2015. Diante deste arcabouço legal, a Companhia providenciou a baixa dos valores residuais dos seus ativos de geração vinculados ao Contrato de Concessão Nº 025/2000, com exceção dos ativos pertencentes à usina geradora de Itaúba, com vencimento da concessão em 2021, outras usinas que a CEEE GT detém o direito de exploração, além de imobilizações em curso e bens administrativos do segmento de geração.

Na sequência, em 30/11/2012, o Decreto Nº 7.850, em seu art. 2º, determinou que, até 31 de dezembro de 2013 as informações complementares para mensuração da indenização, excetuados o projeto básico dos empreendimentos de Geração das usinas renovadas, fossem encaminhadas à ANEEL para identificação do valor indenizável daqueles bens ainda não depreciados ou amortizados. Como forma de atendimento a esse dispositivo legal, a Companhia protocolou junto à Agência Nacional de Energia Elétrica, no prazo estipulado, correspondência relatando a existência de investimentos após o projeto básico pendentes de indenização. Ainda nessa esteira, em 19 de dezembro de 2013, a ANEEL publicou a Resolução Normativa Nº 596, a qual estabeleceu os critérios e procedimentos para o cálculo da parcela de investimentos relacionados aos bens reversíveis, ainda não depreciados ou não amortizados de que trata o art. 2º do Decreto Nº 7.850/2012. A ANEEL reconheceu esses investimentos no processo tarifário da Companhia a partir da Resolução Homologatória nº 1.924, de 28 de julho de 2015 que reajustou a Receita Anual de Geração – RAG associada às Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência das usinas hidrelétricas prorrogadas da CEEE-GT, nos termos da Lei nº 12.783/2013.

No que se refere a remuneração dos novos investimentos que forem realizados nas Usinas de Geração renovadas, a ANEEL, em 16 de dezembro de 2014, editou a Resolução Normativa Nº 642, disciplinando os procedimentos de regulação tarifária – PRORET para esses ativos.

17.2. Imobilizado – Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D

	31/12/2015	Adições	Baixas	Transferências	Outros	31/12/2016	Adições	Baixas	Transferências	Outros	31/12/2017
Custo											
Terrenos.....	3.318	-	-	5.264	-	8.582	-	(3.952)	-	-	4.630
Edificações.....	11.638	-	-	50.355	-	61.993	-	(39.968)	-	-	22.025
Máquinas e Equipamentos.....	24.337	-	(154)	42.020	(30)	66.173	-	(3.760)	104	-	62.517
Veículos.....	47.432	-	(76)	420	-	47.776	-	(16)	-	-	47.760
Móveis e Utensílios.....	6.585	-	(43)	113	1	6.656	-	(4)	-	-	6.652
	93.310	-	(273)	98.172	(29)	191.180	-	(47.700)	104	-	143.584
Depreciação											
Edificações.....	(9.938)	(152)	-	(44.137)	-	(54.227)	(413)	33.444	-	-	(21.196)
Máquinas e Equipamentos.....	(19.539)	(2.456)	144	(8.526)	(387)	(30.764)	(5.378)	832	4	-	(35.306)
Veículos.....	(39.719)	(1.098)	86	769	(10)	(39.972)	(1.329)	-	-	-	(41.301)
Móveis e Utensílios.....	(5.233)	(99)	81	119	(35)	(5.167)	(186)	2	-	-	(5.351)
	(74.429)	(3.805)	311	(51.775)	(432)	(130.130)	(7.306)	34.278	4	-	(103.154)
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)											
Fora do Escopo da Concessionária.....	190.875	(343.230)	(101.918)	391.510	(120.173)	17.064	-	-	-	-	17.064
Depreciação.....	(162.680)	(20.772)	12.443	56.440	102.424	(12.145)	(163)	-	-	-	(12.308)
	28.195	(364.002)	(89.475)	447.950	(17.749)	4.919	(163)	-	-	-	4.756
Total do Imobilizado em Serviço	47.076	(367.807)	(89.437)	494.285	(18.210)	65.969	(7.469)	(13.423)	108	-	45.185
Total do Imobilizado em Curso	121.600	426.979	6.896	(494.347)	38.651	99.779	52.598	-	(104)	-	152.273
Total do Ativo Imobilizado	168.676	59.172	(82.541)	-	20.441	165.748	45.129	(13.423)	4	-	197.458

O Ativo Imobilizado da Companhia é composto por bens administrativos, veículos e móveis e utensílios, não sendo os mesmos objetos do contrato de concessão e, por consequência, não abrangidos pela aplicação do ICPC 01 / IFRIC 12 (Contratos de Concessão). Estes ativos são adquiridos já fabricados e entram em operação tão logo sejam recebidos pela Companhia, de forma que seu registro contábil não contempla valores relativos à Rateio de Custo da Administração Central ou Juros de Obra em Andamento.

O Ativo Imobilizado em Curso no montante de R\$148.769 (R\$99.779 em 31 de dezembro 2016) é composto por valores registrados das obras em andamento e por materiais armazenados que ainda não entraram em operação, os quais perfazem o montante de R\$81.040, que não compõem o escopo do ICPC01/IFRIC12 (Contratos de Concessão).

A alteração das taxas anuais de depreciação estabelecidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 474, de 07 de fevereiro de 2012, reduziu a taxa média de depreciação de 4,13% para 3,75% ao ano.

18. INTANGÍVEIS

18.1. Intangível – Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT

	CONSOLIDADO
Custo	
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	5.041
Aquisições.....	26.475
Outros.....	(328)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	31.188
Amortização e perdas por redução do valor recuperável	
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	(1.486)
Amortização do período.....	(2.157)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	(3.643)
Em 31 de dezembro de 2016	3.555
Saldo em 31 de dezembro de 2017	27.545

É composto pelos gastos realizados com a aquisição das licenças e demais gastos com serviços complementares à utilização produtiva de softwares. Tais itens são amortizados linearmente por um período de 5 anos.

18.2. Intangível – Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D

	Softwares	Ativo Intangível da Concessão	Total
Custo			
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	103.112	3.172.524	3.275.636
Aquisições	11.268	-	11.268
Baixas	(26.289)	(67.270)	(93.559)
Transferência do Ativo Financeiro	-	39.302	39.302
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	88.091	3.144.556	3.232.647
Amortização e perdas por redução do valor recuperável			
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	(18.891)	(1.433.954)	(1.452.845)
Amortização do Período	(5.633)	(109.473)	(115.106)
Baixas	1.578	41.630	43.208
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	(22.946)	(1.501.797)	(1.524.743)
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	84.221	1.738.570	1.822.791
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	65.145	1.642.759	1.707.904

Intangível da Concessão

O intangível da concessão é composto pelos valores dos serviços de construção e melhorias da infraestrutura a serviço da concessão, líquidos de amortização, e que serão recebidos pela Companhia através da cobrança dos usuários do serviço na tarifa de energia elétrica.

A agência reguladora ANEEL é responsável por estabelecer a vida útil-econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, para efeitos de determinação da tarifa, bem como para apuração do valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável/adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens.

A Companhia amortiza o ativo intangível de uma forma não linear, respeitando a vida útil definida pelo órgão regulador para cada bem integrante da infraestrutura ao alcance da ICPC 01. O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como ativo financeiro (vide nota explicativa nº 13), pois será recuperado através de indenização.

Softwares

São licenças de direito de propriedade intelectual, constituídos por gastos realizados com a aquisição das licenças e demais gastos com serviços complementares à utilização produtiva de softwares. Tais itens são amortizados linearmente, por um período de 05 anos.

19. FORNECEDORES

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE		
Encargos de Uso da Rede	51.512	29.797
Suprimento de Energia Elétrica	7.289	-
Energia Elétrica Comprada para Revenda	192.788	229.449
PROINFA - Programa de Incentivos as Fontes Alternativas	67.663	-
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 02/2015 a 06/2015	42.234	-
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 11/2016 a 11/2017	9.656	-
Risco Hidrológico - GSF	187.314	-
Materiais e Serviços	163.870	201.596
Energia de Curto Prazo - CCEE	119.016	51.330
Retenção Contratual	38.225	37.240
Total	879.568	549.412
NÃO CIRCULANTE		
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 02/2015 a 06/2015	157.353	191.057
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 11/2016 a 11/2017	412.114	-
Total	569.467	191.057

19.1. Repactuação de Dívida – PROINFA

O saldo de R\$67.663 em 31 de dezembro de 2017 no Passivo Circulante refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida do Programa de Incentivos às Fontes de Energia Alternativa celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras. O valor repactuado é de R\$ 66.554 referentes às faturas inadimplidas no período de 20/12/2016 a 10/11/2017 e estabelece os juros remuneratórios de 1% (um por cento) ao mês, calculados *pro rata die*. A amortização acontece em 12 (doze) meses com início em 30/12/2017, sendo seu vencimento todo dia 30 de cada mês.

19.2. Repactuação de Dívida – Itaipu

19.2.1. Repactuação de Dívida Itaipu – Período de 02/2015 a 30/06/2015

O saldo de R\$42.234 no Passivo Circulante e R\$157.353 no Passivo Não Circulante (R\$191.057 em 31 de dezembro de 2016), refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida do Repasse de Itaipu celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras. O valor repactuado é de U\$57.539 referentes às faturas inadimplidas no período de 20/02/2015 a 30/06/2015 e estabelece os juros remuneratórios de 1% (um por cento) ao mês, calculados *pro rata die*. A amortização ocorre em 60 (sessenta) meses, a contar após o período de carência de 24 (vinte e quatro) meses, nos quais serão pagos apenas os encargos sobre o saldo devedor.

19.2.2. Repactuação de Dívida Itaipu – Período de 11/2016 a 11/2017

O saldo de R\$ 9.656 no passivo circulante e R\$412.114 No Passivo Não Circulante, refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida do Repasse de Itaipu celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras. O valor repactuado é de U\$125.781, referentes às faturas inadimplidas no período de 20/11/2016 a 20/11/2017 e estabelece os juros remuneratórios de 1% (um por cento) ao mês, calculados *pro rata die*. A amortização será realizada com as 12 (doze) parcelas iniciais no valor de US\$ 100 (cem mil dólares americanos) cada e as 48 (quarenta e oito) parcelas restantes no valor de US\$2.595 (dois milhões quinhentos e noventa e cinco mil dólares americanos) cada, tendo início em 30/12/2017, com vencimento no dia 30 de cada mês.

20. OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Provisão para Férias, 13 ^º Salário, Gratificações e Encargos Sociais	69.238	59.709
Retenções sobre a Folha de Pagamento	37.510	34.862
Prêmio Assiduidade	309	428
Total	107.057	94.999

O valor de R\$37.510 (R\$34.862 em 31 de dezembro de 2016) refere-se à folha de pagamento, consignações em favor de terceiros (diversas Entidades de Classe, como a Associação dos Funcionários das Companhias e Empresas de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul - AFCEEE, Sindicato dos Eletricistas do Rio Grande do Sul - SENERGISUL e a Fundação CEEE de Seguridade Social - ELETROCEEE) e tributos e contribuições sociais retidos na fonte.

21. OBRIGAÇÕES FISCAIS

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	379.131	106.050
Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ	-	125
Parcelamento PIS / COFINS - RFB	45.067	64.928
Parcelamento ICMS	34.211	104.307
IRRF - Imposto de Renda Retido na Fonte	25.926	-
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido - CSLL	217	61
Contribuição ao Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	11.541	5.250
Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS	36.558	79.944
Contribuição ao Programa de Integração Social - PIS / PASEP	7.874	15.822
Contribuição ao Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	1.770	1.719
Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social	2.463	8.144
Outros	10.320	7.247
Total	555.078	393.597
NÃO CIRCULANTE		
Parcelamento PIS / COFINS	29.793	225.293
Parcelamento ICMS	66.570	66.289
Parcelamento Tributário TESB	7.096	-
Total	103.459	291.582

21.1. Parcelamentos - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D

21.1.1 Parcelamentos PIS/COFINS – PGFN

O valor de R\$13.635 no passivo circulante e R\$19.316 no passivo não circulante referem-se aos parcelamentos, junto a Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional, das competências de junho/14 a outubro/14 do PIS e da COFINS em função do inadimplemento das mesmas. O montante acordado na data de adesão era de R\$ 52.475 e será pago em 60 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidadas 31 (trinta e uma) parcelas.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
22/08/2014	Parcelamento Lei nº 12.996/14 - REFIS DA COPA	52.475
31/12/2017	Atualização até 31/12/2016	11.933
31/12/2017	Parcelas Pagas até 31/12/2017	(31.457)
	Saldo a Pagar	32.951
CIRCULANTE		13.635
NÃO CIRCULANTE		19.316
Total		32.951

21.1.2. Parcelamento PRT – MP nº 766/2017

A Concessionária efetuou, em maio de 2017, o parcelamento das contribuições do PIS e da COFINS vencidas até 30/11/16, nos termos da MP nº 766/2017. O saldo devedor era de R\$ 248.848, sendo repactuado pelo valor de R\$ 59.723, parcelado em 24 (vinte e quatro) prestações mensais e consecutivas, corrigidas mensalmente pela taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC, já tendo sido liquidadas 8 (oito) parcelas.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
12/05/2017	Parcelamento PRT - MP 766/2017	248.848
12/05/2017	Amortização BN CSLL e PJ IRPJ	(189.125)
31/12/2017	Atualização até 31/12/2017	2.662
31/12/2017	Parcelas Pagas até 31/12/2017	(20.476)
	Saldo a Pagar	41.909
CIRCULANTE		31.432
NÃO CIRCULANTE		10.477
Total		41.909

O PRT permitiu a liquidação de débitos federais vencidos até 30 de novembro de 2016, oferecendo grande oportunidade ao contribuinte de adimplir entre 80% e 76% da dívida com créditos de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL. No que se refere a estes créditos, a Companhia só conseguiria utilizá-los em caso de lucros tributários futuros, trazendo a possibilidade de amortização atual aos débitos parcelados ou ainda, inadimplidos.

21.1.3. Parcelamento PERT – MP nº 783/2017

A Concessionária efetuou, em agosto de 2017, a migração do parcelamento firmado nos termos da Lei nº 12.996/14 e do parcelamento ordinário existente, para o Programa Especial de Regularização Tributária – PERT, nos termos da MP nº 783/2017. O saldo devedor dos parcelamentos citados era de R\$ 166.812, o qual foi amortizado com créditos fiscais de prejuízo fiscal do IRPJ e base negativa da CSLL na importância de R\$ 133.450. O saldo devedor remanescente no valor de R\$ 33.362, foi repactuado e parcelado em 5 (cinco) prestações mensais e consecutivas, corrigidas mensalmente pela taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC, sendo que a última parcela foi liquidada no mês de dezembro/17, restando liquidado tal parcelamento.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
16/08/2017	Parcelamento PERT - MP 783/2017	166.812
16/08/2017	Amortização BN CSLL e PJ IRPJ	(133.450)
31/12/2017	Atualização até 31/12/2017	519
31/12/2017	Parcelas pagas até 31/12/2017	(33.881)
CIRCULANTE		-
NÃO CIRCULANTE		-
Total		-

21.1.4. Parcelamento Estadual – ICMS

21.1.4.1. Parcelamento Estadual – ICMS – Programa “Refaz 2017”

A Concessionária efetuou, em novembro de 2015, parcelamento junto à Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do Sul – SEFAZ/RS, nos termos do Decreto nº 52.532/2015 (Programa “Refaz 2015”). A Companhia efetuou, em março de 2017, a repactuação administrativa nos termos do Decreto nº 53.417/2017 (Programa “Refaz 2017”). O saldo devedor era de R\$ 79.461, o qual foi repactuado pelo valor de R\$ 70.735, em 89 (oitenta e nove) prestações mensais e consecutivas, sendo a primeira no valor de R\$ 9.655 e as demais no valor de R\$ 694, corrigidas mensalmente pela taxa SELIC. A Companhia realizou a liquidação de tal parcelamento, antecipadamente, nos meses de outubro/17 e novembro/17, com descontos.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
13/03/2017	Parcelamento ICMS - “Refaz 2017”	79.461
13/03/2017	Desconto - “Refaz 2017”	(8.726)
30/11/2017	Atualização até 30/11/2017	2.499
30/11/2017	Parcelas pagas até 30/11/2017	(73.234)
	Saldo a Pagar	-
CIRCULANTE		-
NÃO CIRCULANTE		-
Total		-

21.1.4.2. Parcelamentos Ordinários Estaduais – ICMS

A Concessionária, em março de 2017, realizou repactuação de parcelamentos junto à Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do Sul – SEFAZ/RS referente aos Autos de Lançamentos ICMS nºs 0037279394, 0038187647, 0038526719 e 0036858099 decorrentes de inadimplência de ICMS corrente, vencidos nas competências agosto/2016, setembro/16, novembro/16 e dezembro/2016. O montante acordado na data de adesão era de R\$ 108.789 e será pago em 59 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidada 10 (dez) parcelas.

A tabela a seguir o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
23/03/2017	Parcelamento Ordinário ICMS	108.789
31/12/2017	Atualização até 31/12/2017	5.265
31/12/2017	Parcelas Pagas até 31/12/2017	(25.121)
	Saldo a Pagar	88.933
CIRCULANTE		22.364
NÃO CIRCULANTE		66.569
Total		88.933

21.1.4.3. Parcelamentos Ordinários Estaduais – ICMS

A Concessionária, no mês de março de 2017, realizou parcelamento junto à Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do SUL – SEFAZ/RS referente ao Auto de Lançamento ICMS nºs 0038926466 decorrente de inadimplência de ICMS corrente, vencido na competência janeiro/2017. O montante acordado na data de adesão era de R\$ 66.308 e será pago em 12 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidada 10 (dez) parcelas.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
23/03/2017	Parcelamento Ordinário ICMS	66.308
31/12/2017	Atualização até 31/12/2017	3.222
31/12/2017	Parcelas Pagas até 31/12/2017	(57.683)
	Saldo a Pagar	11.847
CIRCULANTE		11.847

22. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES

Os saldos compõem-se de:

22.1. Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.

CREDOR	CONSOLIDADO							
	2017							
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
MOEDA NACIONAL								
ELETRORÁS	RGR	5% a 7,5%	2025	02	92	4.465	15.642	20.199
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	6.691	50.175	56.866
Consumidores	-	-	-	-	-	5.572	9	5.581
TOTAL MOEDA NACIONAL					92	16.728	65.826	82.646
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD	US\$	0,80%	2036	01	5.554	19.508	417.589	442.652
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	0,75%	2036	01	1.948	21.100	455.383	478.431
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					7.503	40.608	872.972	921.083
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					7.595	57.336	938.798	1.003.729
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					7.595	57.336	938.798	1.003.729
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES					7.595	57.336	938.798	1.003.729

CREDOR	CONSOLIDADO							
	2016							
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
MOEDA NACIONAL								
ELETROBRÁS	RGR	5% a 7,5%	2025	02	-	4.121	19.763	23.884
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	6.645	56.407	63.382
Consumidores	-	-	-	-	-	6.092	9	6.101
TOTAL MOEDA NACIONAL					330	16.858	76.179	93.367
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD.....	US\$	0,80%	2036	01	2.500	11.360	321.929	335.789
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	0,75%	2036	01	1.143	21.920	310.376	333.439
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					-	-	632.305	669.228
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					3.973	50.138	708.484	762.595
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					3.973	50.138	708.484	762.595

Códigos das Garantias e/ou Finanças

01 – Governo Federal e Governo Estadual / 02 – Procuração para Acesso em Conta Corrente / 03 – Títulos Públicos Federais / 04 – Penhor de Duplicatas / 05 – Percentual de Recebíveis da Geração e Transmissão / 06 – Percentual de Recebíveis da Distribuição

22.2 – Empréstimos - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D

22.2.1. Variação dos Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

	Moeda Nacional		Moeda Estrangeira		TOTAL
	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	
Saldos em 01 de Janeiro de 2016.....	4.953	23.893	-	451.071	479.918
Ingressos	11.433	-	-	53.862	65.296
Encargos	1.353	-	18.705	-	20.058
Variação Monetária	-	-	109	(76.415)	(76.306)
Transferências	4.121	(4.121)	21.323	(21.323)	-
Taxa Administração	501	-	-	-	501
Amortizações e Pagamentos de juros	(12.149)	-	(16.444)	-	(28.592)
Saldos em 31 de Dezembro 2016.....	10.213	19.772	23.692	407.196	460.874
Ingressos	4	-	-	151.988	151.992
Encargos	1.100	-	16.871	-	17.971
Variação Monetária	-	-	393	7.067	7.459
Transferências	4.121	(4.121)	20.834	(20.834)	0
Taxa Administração	421	-	-	-	421
Amortizações do Principal	(3.778)	-	(20.745)	-	(24.523)
Amortizações de Encargos	(1.953)	-	(14.468)	-	(16.421)
Saldos em 31 de Dezembro 2017.....	10.129	15.651	26.577	545.417	597.775

22.1.1. Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID e Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD

Em 28 de dezembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº 2813/OC-BR entre a CEEE-GT e o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS GT (Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de Abrangência da CEEE-GT) no valor de US\$147.760. O valor do financiamento concedido pelo BID é de

US\$ 88.656, sendo que a primeira parcela de desembolso foi recebida em 18 de fevereiro de 2013, no valor de US\$2.567.

Em 21 de dezembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº CBR 1043, entre a CEEE-GT e a Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD, no montante de US\$59.104, sendo que a liberação da primeira parcela de desembolso foi recebida em 27 de março de 2013, no valor de US\$20.024.

Os contratos de financiamentos com BID e AFD possuem garantia da República Federativa do Brasil e do Estado do Rio Grande do Sul, nos termos dos contratos de garantia assinados em 28 de dezembro de 2012 e 21 de dezembro de 2012, assim respectivamente.

Durante o prazo de execução do projeto, os contratos prevêem o monitoramento da margem EBITDA da Companhia. Na hipótese da margem EBITDA se mostrar inferior aos limites originalmente previstos a CEEE-GT deve apresentar um plano de ação às instituições financeiras, identificando as causas dos desvios, as medidas de gestão ou as medidas financeiras a serem adotadas e seu respectivo cronograma. A Companhia encaminhou o seu Plano de Ajuste Estrutural para os organismos internacionais (BID/AFD) os quais vêm monitorando o status da evolução das ações da Administração.

Ao longo de 2017 foi liberado o valor de US\$27.500 que corresponde à R\$87.305 referente ao BID e US\$8.500 que corresponde à R\$28.076 referente ao AFD.

22.1.2. BNDES

Em 27 de dezembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº 12.2.1391.1, entre a CEEE-GT e o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS GT, por meio da ampliação e modernização de 25 subestações, linhas de transmissão e modernização dos Sistemas de Comunicação da CEEE-GT em todo o Estado do Rio Grande do Sul.

O valor do financiamento concedido é de R\$236.340, sendo que o total liberado até 31 de Dezembro de 2016 foi de R\$69.037.

O contrato de empréstimo com o BNDES tem como garantia a Cessão Fiduciária de Títulos Públicos Federais, denominados Notas do Tesouro Nacional – Série B. A cedente (CEEE-GT) cede fiduciariamente em favor do credor (BNDES), os títulos públicos federais, de sua propriedade, em valor equivalente a 130% do valor concedido por meio do Contrato de Financiamento.

22.3 – Empréstimos - Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT

22.3.1. Variação dos Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.

	Moeda Nacional		Moeda Estrangeira		TOTAL
	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	
SalDOS em 01 de Janeiro de 2016.....	5.436	63.601	-	209.712	278.749
Ingressos.....	-	-	-	66.877	66.877
Encargos.....	4.624	-	9.752	-	14.376
Variação Monetária.....	313	650	1.455	(39.704)	(37.286)
Transferências.....	7.844	(7.844)	11.776	(11.776)	-
Amortizações de Principal.....	(6.618)	-	-	-	(6.618)
Amortizações de Encargos	(4.624)	-	(9.752)	-	(14.376)
SalDOS em 31 de Dezembro 2016.....	6.975	56.407	13.231	225.109	301.722
Ingressos.....	-	-	-	115.380	115.380
Encargos.....	4.263	-	7.515	-	11.779
Variação Monetária.....	-	464	3.751	6.715	10.930
Transferências.....	6.696	(6.696)	19.649	(19.649)	-
Amortizações de Principal.....	(6.618)	-	(12.918)	-	(19.536)
Amortizações de Encargos	(4.624)	-	(9.697)	-	(14.321)
SalDOS em 31 de Dezembro 2017.....	6.691	50.175	21.532	327.555	405.954

22.3.1. Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID e Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD

Em 19 de setembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº 2700/OC-BR entre a CEEE-D e o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS Distribuição (Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de Abrangência do Grupo CEEE –D) no valor de US\$218.015. O valor do financiamento concedido pelo BID é de US\$130.557, sendo que a primeira parcela de desembolso foi recebida em 22 de novembro de 2012, no valor de US\$10.175.

Em 26 de setembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº CBR 1015, entre a CEEE-D e a Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD, no montante de US\$87.458, sendo que a liberação da primeira parcela ocorreu em 04 de dezembro de 2012, no montante de US\$24.383.

Os contratos de financiamentos com BID e AFD possuem garantia da República Federativa do Brasil e do Estado do Rio Grande do Sul, nos termos dos contratos de garantia assinados em 19 de setembro de 2012 e 26 de setembro de 2012, assim respectivamente.

Durante o prazo de execução do projeto, os contratos prevêem o monitoramento da margem EBITDA da Companhia. Na hipótese da margem EBITDA se mostrar inferior aos limites originalmente previstos, a CEEE-D deve apresentar um plano de ação às instituições financeiras, identificando as causas dos desvios, as medidas de gestão ou as medidas financeiras a serem adotadas e seu respectivo cronograma.

A Companhia encaminhou o seu Plano de Ajuste Estrutural para os organismos internacionais (BID/AFD) os quais vêm monitorando o status da evolução das ações da Administração.

Até 31 de dezembro de 2016 foi liberado o valor de US\$70.572 que corresponde à R\$186.103 referente ao BID e US\$60.945 que corresponde à R\$149.959 referente ao AFD. No ano de 2017 foi liberado o valor de US\$26.513 que corresponde à R\$86.988 referente ao BID e US\$20.000 que corresponde à R\$65.000 referente ao AFD.

22.4. Cronograma das Parcelas de Longo Prazo

As parcelas de Longo Prazo dos Empréstimos e Financiamentos vencem como segue:

PRINCIPAL	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
2018	24.428	33.923
2019	57.762	36.342
2020	56.486	36.556
2021	56.486	38.782
Após 2021	743.636	610.891
	<u>938.798</u>	<u>756.494</u>

22.5. Composição do Saldo da Dívida por Indexador

Demonstrativo de Composição do Saldo da Dívida por Indexador:

MOEDA / INDEXADOR	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
RGR	2,02%	3,16%
Dólar US\$	92,28%	88,46%
TJLP	5,70%	8,38%
	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>

23. PROVISÕES PARA BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

As controladas CEEE-D e a CEEE-GT, através da Fundação CEEE de Seguridade Social – ELETROCEEE concedem aos seus empregados os planos de previdência complementar, denominados CEEEPREV e Plano Único, este último fechado para novas adesões. Mantém também a obrigação do pagamento de aposentadoria a ex-autárquicos e a obrigação de complementação de aposentadoria a ex-empregados desligados por aposentadoria incentivada – CTP.

As Controladas registram seu passivo atuarial com base em laudos emitidos por atuários independentes, sendo que o passivo referente ao Plano CEEEPREV e Plano Único é composto pelo valor presente da obrigação na data do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano e considera o contrato de dívida SF Nº 1254/95 firmado junto a Fundação CEEE.

O contrato SF Nº 1254/95 refere-se a contribuições passadas inadimplidas, cuja renegociação foi efetuada em maio de 2013, estabelecendo uma carência até junho de 2018, tendo o reinício dos pagamentos das amortizações de principal a partir de julho de 2018, com término previsto para maio de 2031. Durante o período de carência as Controladas realizam o pagamento referente à atualização monetária e aos juros mensais.

Os saldos registrados no passivo compõem-se de:

		CONSOLIDADO	
		31/12/2017	31/12/2016
CEEE-D			
Circulante.....		241.777	94.752
Não Circulante.....		791.014	965.713
Subtotal		1.032.791	1.060.465
CEEE-GT			
Circulante.....		196.115	56.114
Não Circulante.....		704.896	854.325
Subtotal		901.011	910.439
Total Consolidado		1.933.802	1.970.904

		CONSOLIDADO	
		31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE			
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP		463	218
Contribuição Patrocinadora - Plano Único.....	34	85.499	2.034
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 Plano Único	34	4.098	-
Contribuição Patrocinadora - CEEEPREV	34	112.485	18.020
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - CEEEPREV.....	34	4.150	-
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA		231.197	130.594
		437.892	150.866
NÃO CIRCULANTE			
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP		1.957	2.124
Provisão Plano Único		82.136	177.526
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 Plano Único	34	84.742	127.428
Provisão Plano CEEEPREV		740.260	756.145
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - CEEEPREV	34	90.830	81.230
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA		495.984	675.585
		1.495.910	1.820.038
Total		1.933.802	1.970.904

23.1. Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP

Em decorrência de acordo coletivo de trabalho, a Companhia é responsável pelo pagamento do benefício de complementação de aposentadoria por tempo de serviço que tenha sido concedida pela Previdência Oficial ao participante regularmente inscrito na Fundação ELETROCEEE e que ainda não tenha cumprido todos os requisitos para a sua fruição, ocasião em que o ex-empregado será definitivamente aposentado pela Fundação. Desta forma, a Companhia, provisionou os valores integrais dos compromissos futuros relativos a estas complementações salariais, considerando o prazo médio de pagamento destes benefícios, ajustados a valor presente, incluindo as contribuições à Fundação.

23.2. Planos de Benefícios CEEEPREV

O CEEEPREV é um plano com características de contribuição definida, exceto no que se refere aos benefícios de risco e à parte dos benefícios saldados.

O benefício saldado é um benefício vitalício proporcionado a uma parcela de participantes do CEEEPREV que migraram do Plano Único. É o valor calculado no momento dessa migração, com base em Nota Técnica Atuarial e atualizado pelo Índice de Reajuste do Plano, tendo como finalidade preservar os direitos já acumulados dos ex-participantes do Plano Único, o qual tem características de plano de benefício definido.

Os benefícios do CEEEPREV são acessíveis a todos os empregados da categoria CLT da Companhia, onde esta efetua contribuições de forma conjunta com seus empregados. O Plano CEEEPREV é viabilizado também por uma contribuição suplementar de amortização de responsabilidade da patrocinadora do plano, na forma da lei, denominada Reserva a Amortizar.

Em 2014, houve a implantação das alterações regulamentares do plano CEEEPREV, aprovadas pela Portaria nº 213/2014. As alterações contemplaram a recomposição dos Benefícios Saldado e Referencial dos participantes que migraram do Plano Único, atribuindo a estes, o crescimento de 3% ao ano de novembro de 2002 até a data em que o empregado completar as carências para a aposentadoria normal (55 anos de idade e 10 anos de contribuição) ou até a data em que se desvinculou da patrocinadora, o que ocorrer primeiro.

23.3. Plano Único

O Plano Único tem modalidade de benefício definido e encontra-se fechado para novas adesões de participantes desde 02 de setembro de 2002. Este plano recebe contribuições paritárias entre patrocinadora e empregados.

Por imposição da Constituição Brasileira, em conformidade com toda a legislação infraconstitucional de regência, e, com fundamento nas normas administrativas previdenciárias do Brasil, a Companhia, na condição de patrocinadora de Plano de Benefício Definido para seus funcionários – Plano Único decidiu reconhecer os eventuais déficits atuariais na forma paritária.

A Lei Complementar nº 108/2001 disciplina, nos termos de seu artigo 1º, a relação entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios, inclusive no tocante às Sociedades de Economia Mista, enquanto patrocinadoras de entidades fechadas de previdência complementar. Nessa esteira, o Parágrafo 1º, artigo 6º da referida Lei determina que “A contribuição normal do patrocinador para plano de benefício definido, em hipótese alguma, excederá a do participante, observado o disposto no artigo 5º da Emenda Constitucional nº 20, de 15 de dezembro de 1998, e as regras específicas emanadas do órgão regulador e fiscalizador”. Ainda é vedado ao patrocinador, pelo Parágrafo 3º, da mesma Lei Complementar, assumir encargos adicionais para financiamento dos planos de benefício, além daqueles previstos nos respectivos planos de custeio.

Diante desse arcabouço legal, considerando que o Regulamento do Plano Único prescreve que as eventuais insuficiências (déficits) serão equacionadas conforme a legislação aplicável, e, na medida em que a Resolução do Conselho Gestor de Previdência Complementar – CGPC Nº 26/2008 determina em seu art. 29º que “O resultado deficitário apurado no plano de benefícios deverá ser equacionado por participantes, assistidos e patrocinadores, observada a proporção contributiva em relação às contribuições normais vigentes no período em que for apurado o resultado, estabelecendo-se os montantes de cobertura atribuíveis aos patrocinadores, de um lado, e aos participantes e assistidos, de outro, sem prejuízo de ação regressiva contra dirigentes ou terceiros que tenham dado causa a dano ou prejuízo ao plano de benefícios administrado pela EFPC”, a Companhia, na qualidade de empresa de economia mista patrocinadora do Plano Único, pelo conteúdo do ordenamento legal brasileiro, não pode exceder a paridade contributiva em caso de equacionamento de déficit eventualmente apurado. Nessa esteira, considerando a natureza societária da Companhia (S/A Economia Mista) e a responsabilidade de seus administradores na condição de gestores públicos, o passivo do Plano Único é reconhecido na proporção paritária, em aderência as manifestações pretéritas exaradas pelo Tribunal de Contas do Estado do Rio Grande do Sul.

Dado esse contexto, a Companhia efetuou consulta formal à Comissão de Valores Mobiliários - CVM, na data de 28 de novembro de 2013, questionando o adequado tratamento contábil e recebeu, por intermédio do Ofício 189/2016/CVM/SEP/GEA-5 da datado de 5 de setembro de 2016, na qual a CVM expressa a posição de que não haveria óbice em relação ao procedimento adotado pelas patrocinadoras de reconhecer o déficit atuarial de forma paritária.

Ainda, conforme conteúdo do Memorando nº 11/2016-CVM/SNC/GNC, de 19 de maio de 2016, a SNC/CVM já expôs que: “Conclusão: Com base em todo exposto, esta SNC ratifica posicionamento favorável ao

procedimento adotado pelas patrocinadoras de reconhecer o déficit atuarial de forma paritária, e que os fundamentos para tal entendimento, conforme já mencionado, são os mesmos devidamente esclarecidos no MEMO SNC/GNC/Nº 001/14. Quanto aos requisitos para o cálculo do déficit atuarial, reafirmamos que eles devem estar de acordo com o estabelecido nas disposições sobre Reconhecimento e Mensuração de Plano de Benefício Definido, contidas no CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados.”

23.4. Provisão para Complementação Aposentadoria - Ex-Autárquicos - Lei Estadual nº 3.096/56 - EXA

Esta provisão, registrada conforme o cálculo atuarial refere-se ao compromisso da Companhia com empregados denominados ex-autárquicos aposentados, remanescentes da antiga Comissão Estadual de Energia Elétrica, autarquia que foi sucedida pela Companhia Estadual Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, por força da Lei Estadual nº 4.136/61.

Entre as vantagens adquiridas por esses servidores encontra-se o direito de reajuste dos proventos de aposentadoria na proporção de 70% do aumento que os servidores da ativa possuíam. Este percentual é denominado complementação. Adicionalmente, suplementa-se o que já fora revisado com mais 30% de modo a assegurar aos ex-autárquicos a integralidade dos proventos em relação ao que percebiam os ativos, por imposição da Lei Estadual Nº 3.096, de 31 de dezembro de 1956.

Assim, essa é uma obrigação não gerenciável pela Companhia, que se deriva da sua constituição originária, sendo um compromisso previdenciário pós-emprego de caráter vitalício e com benefícios definidos, sendo assumido pela Companhia o pagamento integral destes proventos.

No início do exercício de 2012, a Companhia obteve o direito de receber da União R\$1,8 bilhões pelo pagamento dessas obrigações, sendo que o recebimento desse direito comportou os exercícios de 1981 até fevereiro de 1993, nos termos do processo de liquidação judicial Nº 2006.71.00.047783-2 – Conta de Resultados a Compensar – CRC, originado da ação ordinária nº 93.00.02153-2 (Vide nota explicativa nº 10)

No final do exercício de 2014, considerando a completude e o esgotamento de todos os elementos referentes à 1ª ação de cobrança, a Companhia interpôs contra União e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, uma nova ação (Processo Judicial Nº 0002230-10.2015.4.01.3400), de natureza declaratória, cumulada com pedido indenizatório, requerendo a indenização dos valores despendidos após o exercício de 1993 até os dias atuais, a serem quantificados em liquidação de sentença.

23.5. Premissas utilizadas para o cálculo do passivo e das projeções

As premissas atuariais e hipóteses econômicas adotadas são as requeridas pelos padrões do Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1) e foram as seguintes:

PREMISSAS ATUARIAIS ADOPTADAS	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD
Taxa para desconto da obrigação atuarial	5,30% a.a.	5,34% a.a.	5,12% a.a.	5,39% a.a.
Taxa de retorno esperado dos ativos - taxa real	5,30% a.a.	5,34% a.a.	5,12% a.a.	5,39% a.a.
Taxa crescimento salarial futuro - taxa real	2,01% a.a.	N/A	N/A	2,01% a.a.
Expectativa de Inflação	4,5% a.a.	4,5% a.a.	4,5% a.a.	4,5% a.a.
Fator de capacidade dos Salários	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Fator de capacidade dos Benefícios do Plano	96,71%	100,00%	100,00%	96,71%
Tábua de Mortalidade Geral	AT-83 male	UP-94 male	UP-94 male	AT-2000 male
Tábua de Mortalidade dos Inválidos	AT-49 male	Agravada em 10%	Agravada em 10%	AT-83 male
Tábua de Entrada em Invalidez	Light-Média	N/A	N/A	Light-Média
Tábua de Rotatividade	N/A	N/A	N/A	N/A
Composição Familiar	Hx Fundação CEEE	N/A	N/A	Hx Fundação CEEE

Quanto às taxas de desconto, a Companhia observa os princípios estabelecidos na CVM 695/12. Assim, são consideradas as taxas de juros dos títulos do Tesouro Nacional (NTN-B) que tenham vencimentos próximos dos prazos dos fluxos futuros esperados das obrigações com os participantes ativos e assistidos de cada plano ou compromisso.

A taxa esperada do retorno dos ativos do plano foi considerada a mesma taxa de desconto atuarial, conforme as regras reconhecidas pelo Pronunciamento CPC 33 (R1).

MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO (ATIVO) LÍQUIDO RECONHECIDO NO BALANÇO

COMPOSIÇÃO DA DESPESA DO EXERCÍCIO

AJUSTES EM RESULTADOS ABRANGENTES

Ganho/(perda) do exercício atual de responsabilidade da patrocinadora

23.6.1. Resultados da Avaliação Atuarial - Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT (continuação)

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS PREMISSAS DO PLANO (Impacto nas obrigações)	2017							
	Plano Único		CTP		EXA		CEEEPREV BD	
Taxa de desconto								
Aumento de 0,5%	(40.660)	-3,56%	(92)	-3,98%	(5.206)	-2,09%	(76.828)	-4,18%
Redução de 0,5%	43.482	3,81%	99	4,28%	5.427	2,18%	82.941	451,00%
Expectativa de Vida								
Redução da Expectativa em 1 ano	(33.565)	-2,95%	(60)	-2,62%	(12.616)	-5,06%	(36.884)	-2,01%
Aumento da Expectativa em 1 ano	33.381	2,94%	60	2,59%	12.946	5,20%	35.852	1,95%
Crescimento Salarial								
Aumento de 0,5%	321	-0,31%	N/A	N/A	N/A	N/A	(1.815)	2,35%
Redução de 0,5%	(330)	0,32%	N/A	N/A	N/A	N/A	1.763	-2,28%
ANÁLISE DA VARIAÇÃO EM PERDAS/(GANHOS) SOBRE AS OBRIGAÇÕES APURADA								
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD				
Alteração da Taxa de Desconto em relação ao ano anterior	45.701	7.829	7.829	60.420				
Alteração da Taxa de Crescimento Real de Salários em relação ao ano anterior	-	-	-	-				
Alteração da Composição Familiar em relação ao ano anterior	(2.069)	-	-	(2.549)				
Experiência da população	(110.885)	(13.958)	(13.958)	-				
Outras variáveis	-	-	-	11.106				
Total das Perdas/(Ganhos)apuradas no exercício	(67.253)	(6.129)	(6.129)	68.977				
CATEGORIAS DOS ATIVOS DO PLANO								
	Plano Único	CEEEPREV BD						
Disponível	0,02%	0,02%						
Realizável – Gestão Previdencial	9,58%	4,33%						
Realizável – Gestão Administrativa	1,26%	3,82%						
Títulos Públicos	61,58%	63,71%						
Créditos Privados e Depósitos	7,03%	6,78%						
Ações	12,16%	11,86%						
Fundos de Investimentos	6,06%	5,57%						
Investimentos Imobiliários	0,63%	0,58%						
Empréstimos e Financiamentos	1,68%	3,33%						
Total em percentual dos ativos do plano	100,00%	100,00%						

23.6.2. Resultados da Avaliação Atuarial - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D

A avaliação atuarial dos benefícios pós-emprego relativa aos planos e compromissos da Companhia, foi realizada por consultoria atuarial, apresentando os seguintes resultados:

	2017					2016				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR PRESENTE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL										
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	(1.167.124)	(39)	(529.250)	(1.350.063)	(3.046.476)	(1.006.488)	(34)	(536.401)	(1.066.748)	(2.609.671)
Custo do serviço corrente	(365)	-	-	(8.431)	(8.795)	(624)	-	-	(8.360)	(8.984)
Custo de juros	(117.162)	(4)	(53.010)	(136.796)	(306.972)	(131.557)	(5)	(70.795)	(150.948)	(353.305)
Custo do serviço passado - efeito alteração ou redução do plano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganho / (perda) atuarial	(5.438)	(79)	13.324	54.515	62.322	(143.503)	(4)	(15.561)	(213.306)	372.374
Benefícios pagos pelo plano	48.745	7	90.835	1.988	141.576	115.048	4	93.506	89.299	297.858
Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(1.241.343)	(114)	(478.100)	(1.438.786)	(3.158.344)	(1.167.124)	(39)	(529.250)	(1.350.063)	(3.046.476)
ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO										
2017										
Parcela do valor presente da obrigação atuarial com cobertura	(988.865)	-	-	(1.025.646)	(2.014.511)	(896.334)	-	-	(957.631)	(1.853.966)
Parcela do valor presente da obrigação atuarial sem cobertura (déficit)	(252.478)	(114)	(478.100)	(413.140)	(1.143.833)	(270.790)	(38)	(529.250)	(329.431)	(1.192.510)
Total do valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(1.241.344)	(114)	(478.100)	(1.438.786)	(3.158.344)	(1.167.124)	(38)	(529.250)	(1.350.063)	(3.046.476)
2016										
Parcialmente coberto	(988.865)	-	-	(1.025.646)	(2.014.511)	(896.334)	-	-	(957.631)	(1.853.966)
Sem cobertura	(252.478)	(114)	(478.100)	(413.140)	(1.143.833)	(270.790)	(38)	(529.250)	(329.431)	(1.192.510)
Total do valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(1.241.344)	(114)	(478.100)	(1.438.786)	(3.158.344)	(1.167.124)	(38)	(529.250)	(1.350.063)	(3.046.476)
2017										
Parcialmente coberto	(988.865)	-	-	(1.025.646)	(2.014.511)	(896.334)	-	-	(957.631)	(1.853.966)
Sem cobertura	(252.478)	(114)	(478.100)	(413.140)	(1.143.833)	(270.790)	(38)	(529.250)	(329.431)	(1.192.510)
Total do valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(1.241.344)	(114)	(478.100)	(1.438.786)	(3.158.344)	(1.167.124)	(38)	(529.250)	(1.350.063)	(3.046.476)
2016										
Parcialmente coberto	(988.865)	-	-	(1.025.646)	(2.014.511)	(896.334)	-	-	(957.631)	(1.853.966)
Sem cobertura	(252.478)	(114)	(478.100)	(413.140)	(1.143.833)	(270.790)	(38)	(529.250)	(329.431)	(1.192.510)
Total do valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(1.241.344)	(114)	(478.100)	(1.438.786)	(3.158.344)	(1.167.124)	(38)	(529.250)	(1.350.063)	(3.046.476)
CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR JUSTO DOS ATIVOS										
2017										
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	896.334	-	-	957.631	1.853.965	785.168	-	-	847.313	1.632.481
Retorno esperado dos ativos do plano	99.267	-	-	185.864	285.131	103.155	-	-	120.915	224.069
Ganhos / (perdas) atuariais	92.828	-	-	(40.745)	52.083	81.258	-	-	55.658	136.917
Contribuições do empregador	26.975	7	90.835	31.542	149.361	38.973	4	93.506	20.848	153.332
Contribuições de participantes do plano	4.036	-	-	2.196	6.232	2.828	-	-	2.196	5.024
Benefícios pagos pelo plano	(130.575)	(7)	(90.835)	(110.842)	(332.260)	(115.048)	(4)	(93.506)	(89.299)	(297.858)
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	988.866	-	-	1.025.646	2.014.512	896.334	-	-	957.631	1.853.966

23.6.2. Resultados da Avaliação Atuarial – Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D (continuação)

	2017					2016				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
CONCiliação DOS AtIVOS E PASSIVOS RECONHECIDOS NO BALANÇO										
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura / (déficit)	252.478	114	478.100	413.140	1.143.833	270.790	38	529.250	392.431	1.192.510
Montante não reconhecido como ativo / (passivo)	(126.239)	-	-	-	(126.239)	(135.395)	-	-	-	(135.395)
Passivo Atuarial	126.239	114	478.100	413.140	1.017.594	135.395	38	529.250	392.431	1.057.115
Passivo reconhecido na patrocinadora	126.239	114	478.100	413.140	1.017.594	135.395	38	529.250	392.431	1.057.115
MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO/ATIVO LÍQUIDO RECONHECIDO NO BALANÇO										
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
(Passivo) Ativo reconhecido no início do exercício	(135.395)	(39)	(529.250)	(392.431)	(1.057.115)	(110.660)	(34)	(536.401)	(219.435)	(866.530)
Pagamentos para o plano líquido de administração	48.745	7	90.835	13.428	153.016	38.973	4	93.506	20.848	59.826
Total das remensurações, reconhecidas em Outros Resultados Abrangentes	(28.948)	(79)	13.324	13.770	(1.933)	(52.023)	(4)	(15.561)	(157.647)	(225.235)
Provisão para planos de benefícios e outros benefícios pós-emprego	(10.641)	(4)	(53.010)	(47.907)	(111.562)	(11.685)	(5)	(70.795)	(36.197)	(118.682)
Passivo referente ao Benefício Definido	(126.239)	(114)	(478.101)	(413.140)	(1.017.595)	(135.395)	(39)	(529.250)	(392.431)	(1.057.115)
Parcela referente a Contribuição Definida	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(Passivo) Ativo reconhecido no final do exercício	(126.239)	(114)	(478.101)	(413.140)	(1.017.595)	(135.395)	(39)	(529.250)	(392.431)	(1.057.115)
COMPOSIÇÃO DA DESPESA DO EXERCÍCIO										
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Custo do serviço corrente	182	-	-	8.431	8.613	201	-	-	9.285	9.485
Contribuições dos participantes	(2.302)	-	-	(2.196)	(4.498)	(2.454)	-	-	(2.340)	(4.795)
Custo de juros	58.023	4	53.010	142.662	253.699	55.860	8	53.018	145.786	254.673
Retorno esperado dos ativos do plano	(45.262)	-	-	(100.990)	(146.252)	(44.499)	-	-	(103.924)	(148.423)
Amortização de serviço passado (efeito de alteração do plano)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total da despesa do exercício	10.641	4	53.010	47.907	111.562	9.108	8	53.018	48.806	110.940
AJUSTES EM RESULTADOS ABRANGENTES										
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Ganho/(perda) acumulado até o exercício anterior	(266.549)	(888)	(101.628)	(66.417)	(435.482)	(214.526)	(884)	(86.067)	91.230	(210.247)
Ganho/(perda) do exercício atual	(28.949)	(78)	13.324	13.770	(1.933)	(52.023)	(4)	(15.561)	(157.647)	(225.235)
Ganho/(perda) total reconhecido ao final do exercício seguinte	(295.498)	(966)	(88.304)	(52.647)	(437.415)	(266.549)	(888)	(101.628)	(66.417)	(435.482)

23.6.2. Resultados da Avaliação Atuarial – Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D (continuação)

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS PREMISSAS DO PLANO (Impacto nas obrigações)	2017							
	Plano Único		CTP		EXA		CEEEPREV BD	
Taxa de desconto								
Aumento de 0,5%	(42.106)	-3,39%	(4)	-3,14%	(10.266)	-2,15%	(59.666)	-4,15%
Redução de 0,5%	44.941	3,61%	4	3,33%	10.712	2,24%	64.415	4,48%
Expectativa de Vida								
Redução da Expectativa em 1 ano	(38.874)	-3,15%	(4)	-3,46%	(23.787)	-4,98%	(28.933)	-2,01%
Aumento da Expectativa em 1 ano	38.832	3,14%	4	3,44%	24.386	5,10%	28.169	1,96%
Crescimento Salarial								
Aumento de 0,5%	793	0,41%	N/A	N/A	N/A	N/A	2.717	2,62%
Redução de 0,5%	(781)	-0,41%	N/A	N/A	N/A	N/A	(2.633)	-2,54%

ANÁLISE DA VARIAÇÃO EM PERDAS/(GANHOS) SOBRE AS OBRIGAÇÕES APURADAS	2017			
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD
Alteração da Taxa de Desconto em relação ao ano anterior	51.013	3	15.435	46.923
Alteração da Taxa de Crescimento Real de Salários em relação ao ano anterior	-	-	-	-
Alteração da Composição Familiar em relação ao ano anterior	(3.916)	-	-	7.869
Experiência da população	(36.221)	76	(28.760)	-
Outras Variáveis	-	-	-	(109.252)
Total das perdas / (ganhos) apuradas no exercício	<u>10.876</u>	<u>79</u>	<u>(13.324)</u>	<u>(54.460)</u>

CATEGORIAS DOS ATIVOS DO PLANO	2017	
	Plano Único	CEEEPREV BD
Disponível	0,02%	0,02%
Realizável – Gestão Previdencial	9,58%	4,33%
Realizável – Gestão Administrativa	1,25%	3,82%
Títulos Públicos	61,58%	63,71%
Créditos Privados e Depósitos	7,04%	6,78%
Ações	12,15%	11,86%
Fundos de Investimentos	6,06%	5,58%
Investimentos Imobiliários	0,64%	0,58%
Empréstimos e Financiamentos	1,68%	3,32%
Total em percentual dos ativos do plano	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>

24. OBRIGAÇÕES DA CONCESSÃO

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Conta de Desenvolvimento Energético - Quota da CDE	48.613	152.235
Repactuação de Dívida - CDE - Período de 02/2015 a 07/2015	51.436	4.098
Repactuação de Dívida - CDE - Período de 09/2016 a 11/2017	135.831	-
CDE Conta ACR	13.835	18.016
Programa de Eficiência Energética - Recursos PEE	139.230	128.484
Programa de Eficiência Energética - Recursos P&D	118.277	107.577
Programa de Eficiência Energética - Recursos FNDCT	2.368	1.010
Programa de Eficiência Energética - Recursos MME	1.184	506
PROCEL	2.045	-
Total	<u>512.818</u>	<u>411.926</u>
NÃO CIRCULANTE		
Repactuação de Dívida - CDE - Período de 02/2015 a 07/2015	97.604	148.734
Repactuação de Dívida - CDE - Período de 09/2016 a 11/2017	134.001	-
Recursos PEE	47.127	31.400
Recursos P&D	29.230	17.695
Obrigações Especiais	191.095	192.588
Total	<u>499.058</u>	<u>390.417</u>

24.1. Valores Destinados à Aplicação em Recursos PEE / P&D

O PEE e o P&D são programas de investimentos, estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, calculados com base na receita operacional líquida das empresas, que resultam em economias e benefícios diretos para o consumidor, com ações implementadas nas instalações da unidade consumidora.

Aos Programas de Eficiência Energética - PEE e de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D, a Companhia destina anualmente, no mínimo, 1% da receita operacional líquida, sendo 0,50% destinados ao P&D e 0,50% ao PEE. A aplicação dos recursos, registrada no ativo circulante, perfaz o montante de R\$139.230 referente ao PEE e R\$74.973 referente ao P&D (vide notas explicativas nº 9.2 e nº 9.3).

Dos valores destinados ao P&D, 40% são aplicados em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento, 40% são recolhidos ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, e 20% ao Ministério de Minas e Energia – MME.

24.2. Conta de Desenvolvimento Energético – Quota da CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, criada através da Lei nº10.438 de 26 de abril de 2002, artigo 13, e alterada pelo artigo 23 da Lei nº12.783 de 11 de janeiro de 2013, é uma conta cuja arrecadação é usada para promover a competitividade da energia elétrica produzida por usinas que utilizam fontes alternativas. As distribuidoras de energia são obrigadas a recolher, mensalmente, sua quota, que, por força da legislação atual, tem que ser homologada pela Aneel. O valor da quota é proporcional ao mercado atendido por cada empresa.

24.3. Repactuação de Dívida – CDE

24.3.1. Repactuação de Dívida CDE – Período de 02/2015 a 07/2015

O montante de R\$149.040, dividido em R\$51.436 no Passivo Circulante (R\$4.098 em 31 de dezembro de 2016) e R\$97.604 no Passivo Não Circulante (R\$148.734 em 31 de dezembro de 2016) refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida Vencida com o Fundo Setorial CDE celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras. O valor repactuado é de R\$142.716, referente às faturas inadimplidas no período de 10/02/2015 a 10/07/2015 que somam o montante de R\$215.347, deste montante foram compensados os valores a receber pertinentes à CDE no montante de R\$72.631. As parcelas do saldo devedor são remuneradas mensalmente pela variação da taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia – SELIC *pro rata temporis* e a amortização ocorre em 60 (sessenta) meses, sendo que nos 24 (vinte e quatro) primeiros meses serão pagos apenas os encargos sobre o saldo devedor.

24.3.3. Repactuação de Dívida CDE – Período de 09/2016 a 11/2017

O montante de R\$269.832, dividido em R\$135.831 no Passivo Circulante e R\$134.001 no Passivo Não Circulante, refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida Vencida com o Fundo Setorial CDE celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras. O valor repactuado é R\$278.002, referente às faturas inadimplidas no período de 10/09/2016 a 10/11/2017 que somam o montante de R\$429.023, deste montante foram compensados os valores a receber pertinentes à CDE no montante R\$151.021. As parcelas do saldo devedor são remuneradas mensalmente pela variação da taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia – SELIC *pro rata temporis*, e a amortização se dará com a primeira parcela em 27/11/2017 no valor de R\$10.000 (dez milhões de reais), e as demais 24 (vinte e quatro) parcelas no valor de R\$ 11.167 (onze milhões, cento e sessenta e sete mil) cada, vencendo todo dia 10 (dez) do mês, com o primeiro pagamento em 10/01/2018, sendo o restante do saldo liquidado até 10/12/2019.

25. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS, CÍVEIS E TRIBUTÁRIAS

As Controladas são parte em processos judiciais de natureza trabalhista, cível e tributária que na avaliação da administração, baseada em experiência em processos com natureza semelhante, apresenta riscos prováveis, possíveis e remotos. Os riscos possíveis e remotos não foram provisionados.

	CONSOLIDADO				CONSOLIDADO			
	31/12/2017				31/12/2016			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Riscos Prováveis	258.146	185.955	2.715	446.816	247.062	185.645	3.533	436.240
Riscos Possíveis	535.115	151.559	6.953	693.627	431.863	153.654	18.010	603.527
Total	793.261	337.514	9.668	1.140.443	678.925	339.299	21.543	1.039.767

25.1. Composição dos processos de riscos prováveis

A provisão e contas a pagar reconhecido sobre a parte dos processos cujo risco de perda é considerado provável líquido dos depósitos judiciais correspondentes, estão compostas como segue:

CONSOLIDADO				
31/12/2017				
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	51.468	30.859	-	82.327
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	206.678	155.096	3.852	365.626
Subtotal Riscos Prováveis	258.146	185.955	3.852	447.953
(-) Depósitos judiciais	(75.537)	(7.280)	(73)	(82.890)
Total não circulante	131.141	147.816	3.779	282.736
Total geral	182.609	178.675	3.779	365.064

CONSOLIDADO				
31/12/2016				
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	54.337	36.753	-	91.090
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	191.018	130.448	7.793	329.259
Contas a pagar para contingências	-	21.080	-	21.080
Subtotal Riscos Prováveis	245.355	188.281	7.793	441.430
(-) Depósitos judiciais	(26.313)	(7.333)	(230)	(33.876)
Total não circulante	164.705	144.195	7.563	316.464
Total geral	219.042	180.948	7.563	407.554

25.2. Movimentação da provisão para contingências

CONSOLIDADO				
Movimentação da Provisão para Contingências				
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
(=) Saldo Final Dezembro/2015	209.243	170.064	6.071	385.378
(+) Novos Ingressos	63.294	45.918	1.311	110.523
(-) Pagamentos	(41.172)	(32.731)	(89)	(73.992)
(-) Montantes Revertidos	(45.898)	(39.995)	(344)	(86.237)
(+) Atualização Monetária	33.085	35.934	585	69.604
(+/-) Montantes Depositados	489	1.759	30	2.278
(=) Saldo Final Dezembro/2016	219.041	180.949	7.564	407.554
(+) Novos Ingressos	42.266	27.415	334	70.015
(-) Pagamentos	(28.822)	(34.380)	60	(63.262)
(-) Montantes Revertidos	(27.144)	(18.565)	4.623	(50.332)
(+) Atualização Monetária	30.479	23.688	405	54.572
(+/-) Montantes Depositados	(53.211)	(431)	159	(53.483)
(=) Saldo Final Dezembro/2016	182.609	178.676	3.779	365.064

25.3. Natureza das Ações

25.3.1. Trabalhistas

A Companhia vem permanentemente aprimorando a apuração dos valores contingentes embasada no histórico de dados referentes aos pagamentos, com a finalização das discussões judiciais de assuntos de natureza trabalhista. Foi realizada uma análise criteriosa das chances de êxito da Companhia envolvendo processos trabalhistas, com o objetivo de suportar o adequado julgamento quanto à necessidade ou não da constituição de provisões. As estimativas quanto ao desfecho e aos efeitos financeiros das contingências foram determinadas com base em julgamento da Administração, considerando o histórico de perdas em processos de mesma natureza e a expectativa de êxito de cada processo, sendo provisionados os valores prováveis de perda destes processos. As ações ingressadas contra a Companhia referem-se a verbas rescisórias, responsabilidade subsidiária, complementação de proventos de aposentadoria, responsabilidade solidária, vínculo empregatício, Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FGTS), correto enquadramento e prêmio assiduidade e outras.

25.3.2. Cíveis

A Companhia está sendo citada em diversos processos judiciais de natureza cível para os quais foi registrada provisão dos valores cuja expectativa de pagamentos foi considerada provável pelos seus assessores jurídicos, em uma análise efetuada individualmente por processo. As ações ingressadas contra a Companhia referem-se a convênios de devolução, corte/religação de energia, danos morais e materiais, revisão de consumo de energia, sustação de cobrança, honorários advocatícios, contrato de compra e venda de energia, desapropriação, revisão de contratos e encargo de capacidade emergencial e outras.

25.3.3. Tributárias

A Concessionária, no que tange ao Imposto Sobre Circulação de Mercadorias - ICMS a CEEE-D, possui contenciosos que se relacionam, em síntese, a um eventual recolhimento a menor do referido tributo. Esses contingentes perfazem cerca de R\$745 e conforme parecer jurídico a causa de desfecho negativo destas demandas é considerada possível.

25.3.3.1. Contribuições Previdenciárias

Com relação à matéria previdenciária a CEEE-GT impugnou cobranças relativas à suposta insuficiência de recolhimento sobre os serviços contratados bem como a eventual inconsistência em obrigações acessórias que somam aproximados R\$4.220

25.3.3.2. Tributos Federais (PIS, COFINS, IRPJ, CSLL, IRRF)

No tocante aos tributos federais a Companhia possui cerca de R\$86.510 em compensações que estão na fase de discussão de sua homologação junto ao ente fazendário, principalmente referentes a pagamentos indevidos de PIS e COFINS, face ao extinto art. 3º, parágrafo 1º da Lei nº 9.718/98, bem como em relação ao contido na Lei nº 10.833/03, artigo 10º, inciso XI.

26. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

26.1. Base de Cálculo dos Tributos Diferidos Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT

Nos termos do Pronunciamento Técnico CPC 32 (IAS 12), a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEEGT estimou seus tributos diferidos cotejando as diferenças temporárias tributáveis com as diferenças temporárias dedutíveis e créditos fiscais não utilizados.

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica, CEEED, em consonância com o Pronunciamento Técnico CPC 32 (IAS 12) contabiliza seu passivo fiscal diferido referente a Imposto de Renda e Contribuição Social calculado à alíquota de 34%. Esse passivo refere-se ao valor do tributo sobre o lucro que será devido em período futuro relacionado a diferenças temporárias entre a base fiscal e a base societária da Companhia.

26.1.1. Diferenças Temporárias Tributáveis

O valor das diferenças temporárias tributáveis compõe-se de:

	31/12/2017	31/12/2016
Reconhecimento do Custo Atribuído	56.799	70.612
Variação do Valor Justo do Ativo Financeiro Disponível para Venda	3.267	5.183
Exclusão Temporária	32.768	21.289
Exclusão Temporária - MP 579/2012 (Renovação das Concessões).....	1.200.951	1.266.236
Base de Cálculo do Passivo Fiscal Diferido	1.293.785	1.363.320
IR e CS (Alíquota 34%)	439.887	463.529
IR e CS (Redutor 30% - RIR/99, Art.510)	(126.173)	(131.856)
Total do Passivo Fiscal Diferido	313.714	331.673

26.1.2. Diferenças Temporárias Dedutíveis e Créditos Fiscais Não Utilizados – Controlada CEEEGT

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica RS, em consonância com o CPC 32 (IAS 12), contabiliza seu ativo fiscal diferido referente a Imposto de Renda e Contribuição Social calculado à alíquota de 34%. Esse ativo refere-se ao valor do tributo sobre o lucro, que será recuperado em período futuro, relacionado a diferenças temporárias entre a base de cálculo fiscal e a base de cálculo societária da CEEE-GT, assim como referente aos créditos de prejuízos fiscais de IRPJ e base negativa de CSLL, originados de períodos anteriores. Conforme a legislação tributária vigente, o limite de compensação dos prejuízos fiscais de IRPJ e da base negativa de CSLL é de 30% do lucro real apurado em cada exercício, tendo natureza imprescritível.

O CPC 32 (IAS 12) descreve as condições para o reconhecimento do ativo fiscal diferido. Essas condições incluem expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, fundamentada em estudo técnico de viabilidade, que comprovam a realização desse crédito fiscal. A Concessionária revisa anualmente o estudo técnico de realização do crédito, sendo que o valor do ativo fiscal diferido reconhecido pela CEEE-GT não foi incrementado no exercício de 2016. O valor do crédito não reconhecido totaliza, em 31 de dezembro de 2016, R\$ 303.191.

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Provisão Ex-Autárquicos (Lei 3.096/56)	255.233	276.927
Provisão para Contingências Trabalhistas	117.209	95.233
Provisão para Contingências Fiscais e Cíveis	62.188	72.525
Outras Provisões	0	-
Total das Diferenças Temporárias	434.630	444.685
Alíquota IRPJ/CSLL	34%	34%
Total do Crédito Fiscal s/Diferenças Temporárias	147.774	151.193
Base Negativa da CSLL	343.185	391.940
CSLL Diferida (Alíquota 9%)	30.887	35.275
Prejuízos Fiscais do IRPJ	689.897	748.480
IRPJ Diferido (Alíquota 25%)	172.474	187.120
Total do Crédito Fiscal s/ PF do IRPJ e BN da CSLL	203.361	222.395
Crédito Fiscal não Reconhecido	(280.740)	(303.193)
Saldo Contábil	70.395	70.395

26.1.3. Tributos Diferidos Líquidos

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Débitos Tributários Diferidos	313.714	331.673
Créditos Tributários Diferidos	(70.395)	(70.395)
Saldo Contábil Líquido	243.319	261.278

26.1.4. Estimativa de Liquidação dos Tributos Diferidos

Conforme preconiza a Instrução CVM nº 371/2002, a análise de realização do valor contábil do ativo diferido é elaborada anualmente pela Companhia, com base em estudo técnico submetido à aprovação pelos órgãos de Administração da Companhia. Esse estudo projeta a expectativa de resultados tributáveis em um período de 10 anos.

As estimativas de recuperação dos créditos fiscais foram suportadas pelas projeções dos lucros tributáveis levando em consideração diversas premissas financeiras e de negócios consideradas no encerramento do exercício. Nesse sentido, essas estimativas estão sujeitas a não se concretizarem no futuro tendo em vista as incertezas inerentes a essas previsões. Portanto, não devem ser utilizadas para tomada de decisão em relação a investimentos.

A Administração estimou a realização do passivo fiscal diferido nos exercícios futuros, cotejando com a estimativa de realização do ativo fiscal diferido

	CONTROLADORA	
	31/12/2017	31/12/2016
Exercício de 2017	39.542	20.015
Exercício de 2018	32.950	32.950
Exercício de 2019	29.553	29.553
Exercício de 2020	27.687	27.687
Exercício de 2021	47.483	47.483
A partir do Exercício de 2022	66.104	103.590
	243.319	261.278

26.2. Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D

A Companhia, em consonância com o Pronunciamento Técnico CPC 32 (IAS 12) contabiliza seu passivo fiscal diferido referente a Imposto de Renda e Contribuição Social calculado à alíquota de 34%. Esse passivo refere-se ao valor do tributo sobre o lucro que será devido em período futuro relacionado a diferenças temporárias entre a base fiscal e a base societária da Companhia.

26.2.1 Passivo Fiscal Diferido

	31/12/2017	31/12/2016
Exclusões Temporárias	371.008	-
Atualização do Ativo Financeiro	-	78.433
Base de Cálculo	371.008	78.433
(-) 30% da Base Negativa de anos anteriores	(111.302)	(23.530)
Base de Cálculo após Compensação	259.706	54.903
Alíquota Aplicável (IR e CS)	34%	34%
Total do Passivo Fiscal Diferido	88.300	18.668

26.2.2. Estimativa de Liquidação - Passivo Fiscal Diferido

	31/12/2017	31/12/2016
Exercício de 2018	88.300	1.867
Exercício de 2019	-	1.867
Exercício de 2020	-	1.867
Exercício de 2021	-	1.867
A partir do Exercício de 2022	-	11.200
	88.300	18.668

27. OUTROS PASSIVOS

Os saldos compõem-se de:

		CONSOLIDADO	
CIRCULANTE	Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016
Encargo de Capacidade Emergencial		1.551	1.551
Compensação Financ para Utilização de Recursos Hídricos		2.701	2.701
Obrigações com Obras da Transmissão		12.140	12.140
Contribuição Custeio Serviço Iluminação Pública - CIP		9.836	5.964
Consumidores	27.1	13.686	15.032
Parcelamento AGERGS - Auto Infração		-	3.738
Acordo Judicial Reclamatórias Trabalhistas		160	160
CDE Res.Homologatória ANEEL nº 2.171/2016 (nota explicativa nº 9.5)....		-	86.546
Provisão de Valores não Faturados		9.508	9.508
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.361/2017		180.374	-
Outros Credores		31.253	27.504
Total		261.209	164.844
NÃO CIRCULANTE			
Provisão Plano Único		16.634	21.106
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - Plano Único	33	1.200	1.200
Ajuste Provisão Atuarial Plano Único		60.448	60.773
Provisão Plano CEEEPREV.....	33	17.106	9.797
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - CEEEPREV	33	95.388	92.876

27.1. Consumidores

O valor de R\$13.686 (R\$15.032 em 31 de dezembro de 2016) refere-se aos créditos devido ao consumidor relativo a pagamento em duplicidade ou faturamento a maior.

27.2. Provisão Auto de Infração

O valor de R\$16.634 (R\$21.106 em 31 de dezembro de 2016) no passivo não circulante refere-se à controlada CEEGT o valor de R\$349 e na Controlada CEEED o valor de R\$16.285 a Autos de Infração que têm por objeto a aplicação de penalidades quanto a não conformidade dos índices de qualidade de atendimento e quanto às interrupções no fornecimento de energia elétrica e demora no restabelecimento do atendimento.

27.3. Comercialização de Energia na CCEE

O valor de R\$60.448 (R\$60.773 em 31 de dezembro de 2016) refere-se à provisão de energia comprada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (órgão sucessor do Mercado Atacadista de Energia – MAE) no período de setembro de 2000 a setembro de 2002. A Companhia ajuizou ações no intuito de

suspender o andamento da liquidação das transações de energia elétrica prevista para novembro de 2002, remanescendo suspenso tais valores até a decisão final.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, por solicitação da Companhia, efetuou a mensuração dos valores devidos e, considerando a avaliação do órgão competente, a provisão foi ajustada aos valores calculados pela CCEE.

28. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

28.1. Controladora

28.1.1. Capital Social

O capital social da Controladora é de R\$319.803 em 31 de dezembro de 2017, representado por 189.113.071 ações ordinárias, nominativas, sem valor nominal. A sua composição é a seguinte:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Governo do Estado do Rio Grande do Sul	99,99%	99,99%
Demais Acionistas	0,01%	0,01%
	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>

28.1.2. Outros Resultados Abrangentes de Controladas

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Variação valor justo do ativo financeiro disponível para venda (líquido de tributos)	1.030	(5.358)
Custo Atribuído dos Ativos de Geração	56.800	41.197
Ganho/Perda Atuarial	8.438	(499.760)
Participação Não Controladores	(22.584)	158.102
	<u>43.684</u>	<u>(305.819)</u>

29. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A Receita Operacional Líquida possui a seguinte composição:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Fornecimento de Energia Elétrica	3.902.505	2.874.679
Passivo/Ativo Financeiro Setorial	378.982	(371.726)
Renda Não Faturada	141.392	133.741
Suprimento de Energia Elétrica	671.497	348.891
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	489.141	2.137.844
Remuneração do Ativo Financeiro	134.138	1.298.834
Energia Elétrica de Curto Prazo	204.284	26.608
Receita de Construção	253.154	420.833
Outras Receitas Operacionais	139.941	146.937
	<u>6.315.034</u>	<u>7.016.641</u>
Deduções da Receita Operacional		
ICMS/ISS	(1.070.962)	(1.308.189)
PIS e COFINS	(546.359)	(298.624)
Quota RGR	(965)	(5.079)
Outros Encargos	(100.550)	(105.215)
Encargos do Consumidor - P&D / MME / FNDCT / PEE	(39.403)	(30.991)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(504.764)	(585.525)
Compensação Financeira Pela Util Rec Hidr - CFURH	(28.706)	(30.992)
Taxa de Fiscalização Serviço Energia Elétrica - TFSE	(5.766)	(4.317)
	<u>(2.297.474)</u>	<u>(2.368.932)</u>
Receita Operacional Líquida	<u>4.017.559</u>	<u>4.647.709</u>

29.1. Suprimento de Energia Elétrica

O valor de R\$671.497 (R\$348.891 em 31 de Dezembro de 2016) refere-se às receitas provenientes dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEARs, Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre – CCEALs e pela disponibilização de Garantia Física de Energia e de Potência na forma de Cotas.

29.2. Remuneração do Ativo Financeiro

O valor de R\$134.137 (R\$1.298.834 em 31 de Dezembro de 2015) é composto pela melhor estimativa realizada pela Companhia e reconhecida em 30 de junho de 2016 no montante de R\$ 918.913, relativa aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, denominados instalações da Rede Básica Sistema Existente - RBSE, conforme diretrizes da Portaria nº 120/2016 MME. O valor de R\$14.507 é referente à remuneração dos demais ativos.

As controladas passaram a efetuar a apropriação das despesas referentes à Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSE e à Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH na rubrica de deduções da receita operacional, tendo em vista as instruções e orientações do órgão regulador

29.3. Receita de Construção

A Companhia reconhece as receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica, não sendo prevista, na estrutura tarifária a remuneração com margem diferente de zero sobre os serviços de construção. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após a dedução dos recursos provenientes do ingresso das obrigações especiais.

Em atendimento ao ICPC 01 (IFRIC 12) que estabelece que a concessionária de energia elétrica deva registrar e mensurar a receita de serviços que presta de acordo com o CPC 17 – Contratos de Construção e CPC 30 – Receitas, a CEEE-D reconhece a receita de construção em igual valor ao custo de construção apurado no período.

30. CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Energia Elétrica Comprada para Revenda	2.185.294	1.820.287
Encargo de Uso do Sistema	220.790	196.395
Energia Elétrica de Curto Prazo	272.646	815
Total	2.678.730	2.017.497

(*) Valores líquidos dos Repasses CDE e CCRBT

30.1. Energia Elétrica Comprada para Revenda

SUPRIMENTO R\$ (*)	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Energia Comprada Hídrica	559.392	608.285
Energia Comprada Hídrica Itaipu	378.372	306.859
Energia Comprada Térmica	485.010	381.426
Energia Comprada Fontes Alternativas e Outras	762.520	523.717
	2.185.294	1.820.287

(*) Valores líquidos dos Repasses CDE e CCRBT

30.2. Encargo de Uso do Sistema

O valor de R\$215.734 (R\$196.395 em 31 de Dezembro de 2016) refere-se a encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição de energia.

31. CUSTO E DESPESAS OPERACIONAIS

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO									
	CUSTO DE OPERAÇÃO		DESPESAS COM VENDAS		DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS		OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS		TOTAL	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Pessoal e Material										
Remuneração e Encargos	383.635	412.534	-	-	66.813	86.406	-	-	450.448	498.940
Cláusula 25 CTP	-	5	-	-	-	-	-	-	-	5
Benefício Pós-Emprego - Deliberação CVM 695/2012	178.248	201.461	-	-	55.556	45.896	-	-	233.804	247.357
INSS - Empregador	71.563	86.174	-	-	12.776	16.370	-	-	84.339	102.544
Administradores	544	428	-	-	2.088	2.540	-	-	2.633	2.968
Subtotal Pessoal / Material	633.990	700.602	-	-	137.233	151.212	-	-	771.224	851.814
Empr. Fund. ELETROCEE	10.492	15.263	-	-	-	-	-	-	10.492	15.263
Total Pessoal e Material	644.482	715.865	-	-	137.233	151.212	-	-	781.716	867.077
Material	13.896	43.845	-	-	691	2.583	-	-	14.586	46.428
Serviço de Terceiros	142.081	148.757	-	13.245	29.953	36.129	-	-	172.034	198.131
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taxa de Fiscalização - ANEEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação e Amortização	123.783	149.679	-	-	3.019	399	-	-	126.802	150.078
Custo de Construção	253.154	420.833	-	-	9.430	6.632	-	-	262.583	427.465
Amortização do Intangível da Concessão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Doações, Contribuições e Subvenções	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Arrendamento e Aluguéis	17.314	10.588	-	-	420	639	-	-	17.734	11.227
Seguros	3	751	-	-	32	64	-	-	34	815
Tributos	7.458	10.265	-	-	4.020	1.147	-	-	11.478	11.412
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	97.342	39.453	-	-	-	-	97.342	39.453
Provisão para Contingência Trabalhista	-	-	-	-	-	-	62.123	44.043	62.123	44.043
Provisão para Contingência Cível	-	-	-	-	-	-	31.259	43.272	31.259	43.272
Provisão para Contingência Fiscal	-	-	-	-	-	-	(3.356)	15.891	(3.356)	15.891
Provisão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	103	4.092	103	4.092
Reversão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	9.007	80.608	9.007	80.608
Provisão para Redução ao Valor Recuperável	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	4.592	3.161	4.592	3.161
Provisão Ex-Autárquicos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Baixas e Custas Depósitos Judiciais	-	-	-	-	-	-	10.943	-	10.943	-
Acordos Judiciais Trabalhistas e Cíveis	-	-	-	-	-	-	-	7.092	-	7.092
Débitos de Consumidores	-	-	247	24.764	-	-	-	-	247	24.764
Outros	23.878	13.625	-	-	2.574	3.558	62.301	2.719	88.753	19.902
TOTAL	1.226.048	1.514.208	97.589	77.462	187.372	202.363	176.971	314.715	1.696.987	2.108.748

32. OUTRAS RECEITAS E OUTRAS DESPESAS

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2017	31/12/2016
OUTRAS RECEITAS		
Ganho nas Alienações -	285.724	30.745
Receita de Aluguel de Postes	288	23.620
Receita de Prestação de Serviços	17.069	5.790
Reversão Perda de Provisão do Ativo Financeiro	299.248	-
Compartilhamento de Infraestrutura.....	30.329	28.203
Outras	19.813	30.596
	652.471	118.954
OUTRAS DESPESAS		
Perdas na Alienação e Desativação de Bens e Direitos	(41.001)	(44.784)
Perda Fração CIAP - ICMS	(2.729)	(4.788)
Outras	12.189	(22.476)
	(31.541)	(72.048)

32.1. Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEGT

Em 2017 a Companhia reverteu provisão para perda do valor recuperável do Contrato de Concessão nº 055/2001, no valor de R\$ 299.248, com impacto no resultado do período.

32.2. Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEED

Em 2017 ocorreu Ganho nas Alienações referente à Dação de Imóvel em Pagamento e Quitação Parcial do Contrato de Mútuo da Companhia, celebrado junto a sua parte relacionada CEEE-GT e anuído pela ANEEL, no exercício de 2017.

33. RECEITA/DESPESA FINANCEIRA

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
RECEITA FINANCEIRA		
Renda de Aplicações Financeiras	42.825	56.491
Acréscimo Moratório - Energia Vendida	59.480	85.861
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	12.550	20.030
Receitas Financeiras com Parcelamentos	2.070	600
Variação Monetária - Energia Comprada	17.607	31.168
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos	234.840	283.298
Variação Monetária - SELIC CVA	31.691	72.143
Atualização Monetária - Notas do Tesouro Nacional - NTN-B	11.629	23.406
Outras Receitas Financeiras	58.806	54.316
Total Receita Financeira	471.498	627.313
DESPESA FINANCEIRA		
Encargos de Dívidas	(72.218)	(120.450)
Despesas Financeiras de PEE/P&D/PLT	(30.010)	(32.801)
Despesa Financeira com Tributos	(4.538)	(6.745)
Despesa Financeira com Empreendimentos	-	(1.135)
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos	(255.377)	(136.331)
Variação Monetária - Energia Comprada	(25.286)	(14.036)
Variação Monetária - SELIC CVA	(28.186)	(74.488)
Juros e Multas	(115.403)	(77.975)
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	(28.641)	(7.528)
Atualização Monetária - Notas do Tesouro Nacional - NTN-B	-	(17.551)
Atualização Monetária dos Autos de Infração e Notificações.....	(896)	(444)
Atualização das Quotas Subordinadas FIDC	-	(1.430)
Atualização Intrasetoriais.....	(65.798)	-
Correção Monetária, Juros e Despesas Financeiras com Parcelamentos	(59.370)	(113.754)
Outras Despesas Financeiras	(75.281)	(24.499)
Total Despesa Financeira	(761.004)	(629.167)
RESULTADO FINANCEIRO	(289.505)	(1.853)

34. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

Reconciliação da despesa com Imposto de Renda - IRPJ e Contribuição Social – CSLL divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de dezembro de 2017 e 2016:
Os saldos compõem-se de:

34.1. Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEEGT

	CONTROLADORA			
	31/12/2017		31/12/2016	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro Líquido/Prejuízo antes do IRPJ e da CSLL	391.144	391.144	1.274.413	1.274.413
IRPJ (15%) e CSLL (9%)	41.071	24.643	133.813	80.288
IRPJ - Adicional de 10%	27.356	-	89.185	-
Imposto de renda e contribuição antes das Adições e Exclusões	68.427	24.643	222.998	80.288
Ajustes Decorrentes da Lei nº 12.973/2014	9.910	3.568	(225.515)	(81.185)
Efeito líquido de provisões temporárias não dedutíveis constituídas/realizadas no exercício ...	13.965	5.027	4.495	1.618
Despesas não dedutíveis e outras adições permanentes	2.320	835	17.385	6.259
Receitas não tributáveis e outras exclusões permanentes	(69.430)	(24.995)	(18.014)	(6.486)
IRPJ e CS sobre Lucro real e base de cálculo da contribuição social antes das compensações	25.192	9.078	1.349	494
Incentivo PAT = 4%	(605)	-	(33)	-
Salário Maternidade - Prorrogação	(91)	-	(101)	-
Total IRPJ e CSLL Corrente	24.496	9.078	1.215	494
Total IRPJ e CSLL Diferido - Diferenças Temporárias	(9.390)	(3.380)	221.591	79.773
Total IRPJ e CSLL Diferido - Ajustes IFRS	(639)	(230)	(5.594)	(2.014)
Total IRPJ e CSLL PERT	(17.552)	(6.319)	-	-
IR CS Diferidos	(27.581)	(9.929)	215.997	77.759
Total IRPJ e CSLL	(3.085)	(851)	217.212	78.253

34.2. Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEED

	31/12/2017		31/12/2016	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro Líquido Antes do IRPJ e CSLL	(333.997)	(333.997)	(567.802)	(567.802)
IRPJ e CSLL sobre Lucro Real e Base de Cálculo da CSLL antes das Compensações	-	-	-	-
Total IRPJ e CSLL Diferido - Diferenças Temporárias	(64.925)	(23.373)	34.320	12.355
Total IRPJ e CSLL Compensado PRT/PERT	246.152	88.614	-	-
Total IRPJ e CSLL Diferido - Ajustes IFRS	-	-	(4.450)	(1.602)
Total IRPJ e CSLL IFRS Diferidos	181.227	65.241	29.870	10.753
Total IRPJ e CSLL	181.227	65.241	29.870	10.753

A concessionária compensou IRPJ e CSLL no ano de 2017 devido a adesão aos parcelamentos referenciados na Nota Explicativa número 18, Obrigações Fiscais, Parcelamento PRT – MP nº 766/2017 e Parcelamento PERT – MP nº 783/2017.

35. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

35.1. Controladora

A Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações - CEEE-PAR controla diretamente a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, visto que participa com 65,92% do capital social de cada controlada.

35.2. Consolidado

Foram realizadas transações com partes relacionadas incluindo compra e venda de energia elétrica e transações de financiamento, sendo que a energia elétrica vendida é baseada em tarifas aprovadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em condições de similaridade com o praticado no mercado.

As operações realizadas com partes relacionadas estão demonstradas conforme segue:

Partes Relacionadas	31/12/2017			31/12/2016		
	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Governo do Estado do Rio Grande do Sul	398.368		2.704	64.803	-	8.232
Eletrobras	215.804	20.107	(1.816)	143.011	23.884	(3.280)
Fundação ELETROCEEE	-	390.987	68.442	55	197.155	(89.286)
Total	614.172	411.094	69.330	207.869	221.039	(84.334)

Os saldos compõem-se de:

		31/12/2017				
		Governo do Estado do Rio Grande do Sul	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Outras Investidas	Total
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	5	376.152	-	-	-	376.152
Parcelamentos		21.946	-	-	-	21.946
Cedência de funcionários	9	270	-	-	-	270
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9	-	5.877	-	-	5.877
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.171/2016			207.066	-	-	207.066
Programa RELUZ e Subvenção CDE - PLT	9	-	2.861	-	-	2.861
		<u>398.368</u>	<u>215.804</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>614.172</u>
Passivo						
Contribuição Patrocinadora	22	-	-	207.166	-	207.166
Empréstimo circulante	21 e 22	-	4.465	8.248	-	12.713
Empréstimo não circulante	21 e 22	-	15.642	175.573	-	191.215
		<u>-</u>	<u>20.107</u>	<u>390.987</u>	<u>-</u>	<u>411.094</u>
Resultado						
Renda da Prestação de Serviços		-	-	-	16.473	16.473
Despesa operacional - Pessoal		-	-	(68.442)	-	(68.442)
Receita financeira		2.704	-	-	-	2.704
Despesa financeira		-	(1.816)	-	-	(1.816)
		<u>2.704</u>	<u>(1.816)</u>	<u>(68.442)</u>	<u>16.473</u>	<u>(51.081)</u>
		31/12/2016				
		Governo do Estado do Rio Grande do Sul	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Outras Investidas	Total
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	5	34.778	-	-	-	34.778
Aplicações financeiras	5	7.782	-	-	-	7.782
Parcelamentos		21.946	-	-	-	21.946
Cedência de funcionários	9	297	-	55	-	352
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9	-	11.262	-	-	11.262
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.971/2015	9	-	19.048	-	-	19.048
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.171/2016	9	-	103.855	-	-	103.855
Quotas de Custeio e Energia - Proinfra e CDE Revisão Tarifária Extraordinária Distribuição	11	-	5.985	-	-	5.985
Programa RELUZ e Subvenção CDE - PLT	9	-	2.861	-	-	2.861
		<u>64.803</u>	<u>143.011</u>	<u>55</u>	<u>-</u>	<u>207.869</u>
Passivo						
Contribuição Patrocinadora	22	-	-	13.334	-	13.334
Empréstimo circulante	21 e 22	-	4.121	74.815	-	78.936
Empréstimo não circulante	21 e 22	-	19.763	109.006	-	128.769
		<u>-</u>	<u>23.884</u>	<u>197.155</u>	<u>-</u>	<u>221.039</u>
Resultado						
Renda da Prestação de Serviços		-	-	-	3.411	3.411
Despesa operacional - Pessoal		-	-	(89.286)	-	(89.286)
Receita financeira		8.232	-	-	-	8.232
Despesa financeira		-	(3.280)	-	-	(3.280)
		<u>8.232</u>	<u>(4.084)</u>	<u>(111.657)</u>	<u>(1.914)</u>	<u>(80.923)</u>

35.3. Pessoal chave da administração da entidade ou da respectiva controladora

As Controladas consideram como pessoal-chave da administração seus Diretores e os Membros do Conselho Fiscal e do Conselho de Administração. O montante gasto com remuneração, encargos e benefícios dos Administradores em 31 de dezembro de 2017 foi de R\$3.959 (R\$3.990 em 31 de dezembro de 2016) possuindo diretores empregados e não empregados.

A remuneração dos Diretores empregados é composta por salário ou honorários mais a verba de representação, sendo que os custos dos Diretores estão contabilizados na rubrica de Pessoal conforme Plano de Contas da ANEEL.

A remuneração dos Diretores não empregados com vínculo empregatício em outro órgão é composta do seu salário integral (reembolsado pela Companhia ao órgão de origem) mais a verba de representação.

A remuneração dos Diretores não empregados sem vínculo empregatício em outro órgão é composta de honorários mais a verba de representação.

REMUNERAÇÃO / BENEFÍCIOS / ENCARGOS	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Conselho de Administração	765	625
Conselho Fiscal	152	318
Verba de Representação e Honorário Diretor não Emprego.....	1.124	905
Pessoal Adido	637	296
Encargos	559	790
Subtotal	3.237	2.934
Diretores Empregados	722	1.056
Total	3.959	3.990

36. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS FINANCEIROS

As Controladas mantêm operações com instrumentos financeiros, sendo que o risco referente a tais operações é monitorado através de estratégias de posições financeiras, controles internos, limites e políticas de risco das Concessionárias.

Para os instrumentos financeiros cotados em mercado ativo, sua cotação representa o valor de mercado e para os demais, os respectivos valores contábeis, devido a sua natureza de realização, como segue:

		CONSOLIDADO	
	Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016
Ativos Financeiros			
Mensurados a Valor Justo por Meio do Resultado			
Caixa e Equivalentes de Caixa			
Numerário Disponível	5	2.080	6.931
SIAC/BANRISUL	5	376.152	-
Aplicações Financeiras			
SIAC/BANRISUL	5	-	40.316
Quotas Subordinadas - FIDC	5	-	-
Aplicações Financeiras Vinculadas	5	-	-
Empréstimos e Recebíveis			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	753.837	700.950
Indenização Rede Básica Existente RBSE	13	1.623.881	-
Ativo Financeiro da Concessão - CEEE-GT	13	789.315	604.566
Disponível para Venda			
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	135.585	126.818
Ativo Financeiro da Concessão - CEEE-D	13	553.095	469.387
TOTAL		4.233.945	1.948.968
Passivos Financeiros			
Mensurados ao Custo Amortizado por Meio do Resultado			
Fornecedores	18	853.785	557.344
Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações	21	991.332	755.967
TOTAL		1.845.117	1.313.311

36.1. Gerenciamento de Riscos Financeiros

Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos obtidos em moeda nacional junto a instituições financeiras e aos Consumidores estão compatíveis com o valor de tais operações.

Na controlada Companhia Estadual de Distribuição Energia Elétrica – CEEED, as contas a receber de consumo de energia elétrica de poderes públicos, federal, estadual e municipal (administração direta), e de empresas controladas por essas esferas de governo, estão registradas em contas patrimoniais no montante de R\$174.394. Na controlada Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEEGT, as contas a receber de Concessionárias, Permissionárias e Consumidores Livres referem-se a suprimento de energia elétrica e encargos de uso da rede e vendas de energia na CCEE, e estão registradas em contas patrimoniais no montante de R\$94.013.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio das Controladas são os seguintes:

36.1.1. Risco de Crédito

Risco de crédito é o risco das controladas incorrerem em perdas decorrentes de um cliente ou de uma contraparte em um instrumento financeiro, decorrentes da falha destes em cumprir com suas obrigações contratuais.

O valor contábil dos ativos financeiros que representam a exposição máxima ao risco do crédito na data das Demonstrações Financeiras foi:

	Nota Explicativa	CONSOLIDADO	
		31/12/2017	31/12/2016
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	420.288	60.455
Aplicações Financeiras de Longo Prazo	5	-	7.791
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	753.837	693.325
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	135.585	126.818
Ativo Financeiro da Concessão	13	1.342.408	1.011.948
Indenização Rede Básica Existente - RBSE	13	1.623.881	1.689.166
Total		4.275.999	3.415.547

Os saldos apresentados em Caixa e Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras de Longo Prazo referem-se respectivamente a recursos depositados em instituições bancárias e a montantes aplicados no Sistema Integrado de Administração de Caixa – SIAC/BANRISUL bem como as quotas subordinadas do FIDC.

O risco inerente às aplicações e investimentos que a Companhia possui é considerado baixo uma vez que são oriundos, conforme legislação vigente, de aplicações no Banco do Estado do Rio Grande do Sul e de investimentos em Notas do Tesouro Nacional, Série B – NTN – B.

A controlada CEEE-D atua no mercado de distribuição de energia elétrica, atendendo a todos os clientes cativos na sua área de concessão conforme previsto nos contratos de concessão assinados com Poder Concedente, o risco de crédito se origina quando a Companhia incorre em perdas resultantes do não recebimento de valores faturados a seus consumidores. Para amenizar os riscos decorrentes do fornecimento de energia na distribuição, a Companhia tem o direito de interromper o fornecimento, caso o cliente deixe de realizar seus pagamentos.

Na controlada CEEE-GT o recebimento da indenização dos empreendimentos da Rede Básica de Novos Investimentos – RBNI, conforme Anexo II da Portaria Interministerial nº 580, de 1/11/2012 será realizado em trinta (30) parcelas mensais, corrigidas por IPCA mais WACC (*Weighted Average Cost Of Capital*) de 5,59% real ao ano e possui risco considerado baixo uma vez que se trata de um montante a receber do Poder Concedente.

O segmento de Geração da companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEEGT possui Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs e no Ambiente Livre - CCEALs. As receitas atreladas a estes contratos possuem, como forma de mitigação dos riscos de crédito, mecanismos de garantia envolvendo recebíveis de seus clientes, Cartas de Fiança Bancária, Cartas de Fiança Corporativa ou Certificados de Depósito Bancário – CDBs. A receita proveniente de usinas prorrogadas e que



36.1.2. Risco de Preço

As tarifas da CEEE-D são reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e, anualmente, são reajustadas pelas variações dos custos não gerenciáveis (denominado Parcela A) e pela variação do IGP-M para custos gerenciáveis (denominado Parcela B). O Reajuste Tarifário Anual tem como objetivo restabelecer o poder de compra da receita obtida por meio das tarifas praticadas.

Outro mecanismo de atualização das tarifas é a Revisão Tarifária Periódica, realizada a cada quatro anos, que tem como principal objetivo, analisar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

O segmento de Geração da controlada CEEE-GT tem uma remuneração chamada de Custo da Gestão dos Ativos de Geração – GAG, referente à disponibilização de Garantia Física de Energia e de Potência na forma de Cotas. Esta variável é reajustada anualmente pela variação do IPCA e revisada a cada cinco anos, sendo uma das componentes da Receita Anual de Geração – RAG, a qual deve permitir, de acordo com o contrato de concessão, a adequada prestação dos serviços concedidos e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro.

Outra parcela da remuneração, proveniente dos CCEARS e CCEALS, tem seus preços definidos a partir de leilões regulados ou chamadas/ofertas públicas, cujos contratos apresentam cláusulas de reajuste por índices de inflação como IPCA e IGPM.

A energia não comercializada fica sujeita às variações do preço de mercado, e aquela não vendida em contrato é liquidada ao Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, valor calculado e divulgado semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia – CCEE, cujos limites máximos e mínimos são estabelecidos anualmente pela ANEEL.

O segmento de Transmissão da controlada CEEE-GT tem sua remuneração definida pela ANEEL através da receita permitida e reajustada, conforme cláusulas contratuais ou pelo IGP-M ou pelo IPCA. As receitas, de acordo com o contrato de concessão, devem permitir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

36.1.3. Risco de Mercado

No Ambiente de Contratação Regulada - ACR o risco de mercado é baixo por envolver agentes de distribuição que comprem sua energia em leilões promovidos pelos órgãos reguladores do Setor Elétrico. Essas empresas têm contratos de concessão de longo prazo, portanto mais estáveis.

No Ambiente de Contratação Livre - ACL os agentes negociam a compra e venda em condições livremente acordadas entre as partes, à exceção de empresas estatais, cujos contratos são resultado de ofertas e chamadas públicas. Os contratos no ACL normalmente possuem menor duração se comparados com o ACR, sendo um mercado mais dinâmico, o que pode trazer inconsistências econômicas e contratuais provenientes da concorrência entre as empresas, tornando os agentes, no geral, mais instáveis.

As Cotas de Garantia Física de Energia e Potência são alocadas, através de procedimentos estabelecidos pela ANEEL, às distribuidoras do país, apresentando baixo risco de mercado.

A quantidade de energia comprada para atendimento à Companhia está baseada na previsão de consumo para os próximos 5 anos. A legislação (Lei nº 10.848 de março de 2004 e Decreto nº 5.163 de julho de 2004) permite que a Companhia descontrate mensalmente a energia correspondente ao atendimento de consumidores livres, quando de sua saída. Também prevê a possibilidade de descontratação de energia decorrente da entrada em operação de energia contratada anteriormente a 16 de março de 2004, anualmente por variação de mercado até 4% da energia contratada nos leilões de energia existente, duas vezes no ano através de cessões para outras distribuidoras em função de outros desvios de mercado, sem limites de montante de declaração. A Resolução Normativa nº 21/06 prevê alterações nas quotas-parte de Itaipu para cada Companhia, essas alterações podem gerar sobras ou déficits que também podem ser compensadas através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit - MCSD.

Além do recurso de descontração, a Companhia tem cobertura tarifária para uma sobrecontratação de até 5% do seu requisito regulatório (mercado faturado acrescido das perdas regulatórias). Os compromissos assumidos com compra de energia estão elencados conforme quadro a seguir:

RECURSOS	MWh (*)	%
ITAIPU	1.930.092,90	22,0%
CONTRATOS BILATERAIS	33.811,31	0,4%
PROINFRA	173.839,53	2,0%
CCEN - ELETRONUCLEAR	341.526,96	3,9%
CCGF	2.491.290,81	28,4%
CCEAR ENERGIA EXISTENTE HIDRICA	580.860,54	6,6%
CCEAR ENERGIA EXISTENTE TERMICA	438.121,65	5,0%
CCEAR ENERGIA NOVA HIDRICA	1.256.673,13	14,3%
CCEAR ENERGIA NOVA TERMICA	1.650.360,69	18,8%
CCEAR ENERGIA EÓLICAS	229.757,65	2,6%
CCEAR-C COMPRA - MCSD E.N.	4.120,44	0,0%
CONTRATOS DE COMPRA	9.130.455,62	104,2%
CCEAR-C VENDA - MCSD E.N.	12.065,86	0,1%
CONTRATAÇÃO LIQUIDA	9.118.389,76	104,1%
EXPOSIÇÃO(VENDA) DE CURTO-PRAZO I	357.587,04	4,1%
TOTAL ENERGIA COMPRADA	8.760.802,73	100,0%

(*) Não auditado

Os riscos existentes são:

Não atendimento a 100% do mercado – exposição voluntária ao mercado de curto prazo e sujeito a penalidades aplicadas pela ANEEL;

Repasse não integral da energia comprada acima do nível regulatório;

Variações drásticas de mercado que impliquem em subcontratação ou sobrecontratação decorrentes de crises econômicas;

Saída de consumidores livres especiais (com demanda superior a 500 KW, suprido por fontes renováveis) – não há na regulamentação vigente procedimentos a serem adotados pelas distribuidoras quando da saída destes consumidores para o mercado livre;

Grande volatilidade do preço da energia liquidada no curto prazo, para atender variações sazonais de demanda, provocada por variações climáticas que interferem na disponibilidade de geração hídrica em cada mês;

Despacho de geração térmica para substituir a falta eventual de geração hídrica, o que eleva os preços dos contratos por disponibilidade na proporção do custo do combustível utilizado nesta geração.

36.1.4. Risco da Taxa de Câmbio

Este risco decorre da possibilidade de perda por conta da variação cambial. O resultado das operações da controlada CEEE-GT é afetado pelo fator do risco cambial em virtude do seu endividamento atrelado à moeda estrangeira.

O risco cambial da controlada CEEE-D está atrelado aos contratos de compra de energia de Itaipu e Empréstimos e Financiamentos, vinculados ao Dólar Americano que não possuem dispositivos de proteção contra alterações na taxa de câmbio. As alterações cambiais provenientes dos contratos de energia de Itaipu serão repassadas à tarifa por meio do mecanismo da Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A- CVA.

I. Análise de sensibilidade

O cenário base corresponde aos saldos contábeis existentes em 31/12/2015 cuja cotação do dólar corresponde a R\$3,90 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio prevista na mediana

das expectativas de mercado do Bacen para 31/03/2016, correspondente ao dólar a R\$4,05. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de depreciação cambial de 25% e 50% em relação ao cenário provável, considerados como possível e remoto, respectivamente.

Itens	Cenário Base em 31/12/2016	Provável	25%	50%
Exposição US\$				
Empréstimos e Financiamentos	645.536	542.831	678.539	814.247
Fornecedores (Itaipu Binacional)	294.813	247.908	309.885	371.862
Passivo Líquido Exposto	940.349	790.739	988.424	1.186.109
Efeito Líquido da Variação Cambial			197.685	395.370

36.1.5. Risco de Liquidez

Risco de liquidez é o risco que a Companhia irá encontrar dificuldades em cumprir com as obrigações associadas com seus passivos financeiros. A Companhia se utiliza do monitoramento constante de seu fluxo de caixa, observando a política de caixa mínimo visando à necessidade de captação de recursos para assegurar a capacidade de pagamentos. A gestão das aplicações financeiras tem como foco instrumento de curtíssimo prazo, com liquidez diária.

A tabela a seguir demonstra os valores esperados de liquidação em cada faixa de tempo.

	Nota Explicativa	Valor Justo	Até 1 ano	1 - 2 anos	2 - 5 anos	Mais que 5 anos
Ativos Financeiros						
Caixa e equivalentes de caixa	5	424.045	424.045	-	-	-
Aplicações Financeiras	5	-	-	-	-	-
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	754.264	759.371	-	-	13.121
Indenização Rede Básica Existente - RBSE	13	1.623.881	202.985	202.985	608.955	608.955
Investimentos em Títulos do Governo/ Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	135.585	135.585	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	13	1.564.293	65.065	-	-	1.499.228
		4.502.068	1.587.051	202.985	608.955	2.121.304
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos	21	2.318.730	208.987	365.812	676.027	1.067.904
Fornecedores	18	1.024.226	833.169	-	191.057	-
		3.342.956	1.042.156	365.812	867.084	1.067.904

36.1.6. Gestão de Capital

As controladas visam uma estrutura de capital que seja coerente com o cenário macroeconômico e setorial e que também seja capaz de salvaguardar sua capacidade de continuidade a fim de que se mantenha a confiança do investidor e que seja possível a captação de novos financiamentos para garantir a execução de seus investimentos.

Por meio de uma estrutura de capital saudável é possível equilibrar o saldo de dívidas e de patrimônio e para manter ou ajustar a sua estrutura de capital, a Companhia tem a possibilidade de revisar a sua prática de pagamento de dividendos, de alongar o perfil de sua dívida bem como de alienar os ativos alheios à concessão.

Condizente com outras companhias do setor, as controladas monitoram a sua estrutura de capital por meio do endividamento do patrimônio líquido. Esse índice corresponde à dívida líquida expressa como percentual do capital próprio. A dívida líquida corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazo), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa e de investimentos em títulos do governo. O capital próprio corresponde ao patrimônio líquido.

	Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016
Endividamento			
Empréstimos e Financiamentos	21	998.148	755.967
Caixa e equivalentes de caixa	5	(427.802)	(60.022)
Investimento em Títulos do Governo	10	(136.012)	(126.818)
Dívida Líquida		434.334	569.127
Patrimônio Líquido		1.520.383	1.126.793

36.1.7. Risco de Taxa de Juros

Este risco é oriundo da possibilidade das controladas vir a incorrer em perdas por conta da flutuação da taxa de juros e também da variação dos índices atrelados a inflação, visto que seus empréstimos e financiamentos são vinculados a esses índices. Também há a possibilidade de redução na receita financeira relativa às aplicações financeiras. Estas taxas são constantemente monitoradas no sentido de se avaliar o impacto das mesmas no resultado da controladas.

I. Análise de sensibilidade

As operações das Controladas são indexadas a taxas pré e pós-fixadas, sendo as taxas pós-fixadas, por CDI e IPCA. As Controladas desenvolveram a análise de sensibilidade com o objetivo de mensurar o impacto das taxas de juros pós-fixadas e de variações monetárias sobre os seus passivos financeiros expostos a tais riscos.

O cenário base corresponde aos saldos contábeis existentes em 31/12/2015 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação dos indicadores CDI e IPCA previstos na mediana das expectativas do Relatório Focus, do Bacen, de 31/12/2015. Para os cenários possível e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

	Nota Explicativa	Índices	Cenário Base em 31/12/2017	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos	20					
BNDES		TJLP	56.866	81.615	70.236	92.995
Eletrobras - RGR		Sem Risco	19.763	19.763	19.763	19.763
			76.629	101.378	89.999	112.758
Exposição Líquida			76.629	101.378	89.999	112.758
Efeito esperado no Resultado				(24.750)	11.380	(22.759)

Além da análise de sensibilidade em atendimento à Instrução CVM nº475/08, as Controladas avaliaram os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido de seus instrumentos financeiros tendo em vista os riscos avaliados na data das Demonstrações Financeiras conforme sugerido no CPC 40 e IFRS 7.

Sendo assim, a Administração de uma maneira geral, entende que os possíveis efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna do cenário projetado provável da tabela anterior.

36.1.8. Valor Justo

Os valores justos dos ativos e passivos financeiros, juntamente com os valores contábeis apresentados no balanço patrimonial, são os seguintes:

	Nota Explicativa	Valor Contábil	Valor Justo
Ativos Financeiros			
Caixa e equivalentes de caixa	5	424.045	424.045
Aplicações Financeiras de Longo Prazo	5	-	-
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	754.264	754.264
Ativo Financeiro da Concessão	13	1.564.293	1.564.293
Investimentos em Títulos do Governo/ Conta de Resultados a Compensar - CRC		135.585	135.585
Indenização Rede Básica Existente - RBSE		1.623.881	1.623.881
Total		4.502.068	4.502.068
Passivos Financeiros			
Empréstimos e Financiamentos	21	1.293.023	2.029.546
Fornecedores	18	853.785	1.019.461
Total		2.146.808	3.049.007

	Nota Explicativa	Valor Contábil	Valor Justo
Ativos Financeiros			
Caixa e equivalentes de caixa	5	60.022	60.022
Aplicações Financeiras de Longo Prazo	5	7.782	7.782
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	700.950	700.950
Ativo Financeiro da Concessão	13	1.073.953	469.387
Investimentos em Títulos do Governo/ Conta de Resultados a Compensar - CRC		126.818	126.818
Indenização Rede Básica Existente - RBSE		1.689.166	1.689.166
Total		3.658.691	3.054.125
Passivos Financeiros			
Empréstimos e Financiamentos	21	508.663	1.101.018
Fornecedores	18	924.414	924.414
Total		1.433.077	2.025.432

Assume-se que os instrumentos financeiros que a Concessionária possui, exceto na rubrica Empréstimos e Financiamentos, estão registrados com um valor próximo ao seu respectivo valor de mercado, em razão da sua natureza e prazo de realização.

36.1.9. Hierarquia de valor justo

Os diferentes níveis foram definidos como a seguir:

- I. Nível 1 - Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticos
- II. Nível 2 - Inputs, exceto preços cotados, incluídas no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços)
- III. Nível 3 - Premissas, para o ativo ou passivo, que não são baseadas em dados observáveis de mercado (inputs não observáveis).

A tabela abaixo apresenta instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo utilizando um método de avaliação e classificados conforme tabela a seguir:

	Valor contábil 31/12/2017	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
Caixa e equivalentes de caixa				
Aplicações Financeiras - SIAC/BANRISUL - Circulante	376.152	-	376.152	-
Aplicações Financeiras	-	-	-	-
Indenização Rede Básica Sistema Existente - RBSE	1.623.881	-	1.623.881	-
Investimentos em Títulos do Governo/CRC	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	553.095	-	-	-
Aplicações financeiras				
Aplicações Financeiras	-	-	-	-
Aplicação Financeira Vinculada	-	-	-	-
Indenização Rede Básica Sistema Existente - RBSE	-	-	-	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	135.585	135.585	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	1.011.198	-	-	1.564.293
	<u>3.699.911</u>	<u>135.585</u>	<u>2.000.033</u>	<u>1.564.293</u>
Ativos Financeiros				
Caixa e equivalentes de caixa				
Aplicações Financeiras	42.560	-	42.560	-
Indenização Rede Básica Sistema Existente - RBSE	1.689.166	-	1.689.166	-
Investimentos em Títulos do Governo/CRC	126.818	126.818	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	834.703	-	-	834.703
Aplicações financeiras				
Aplicações Financeiras	52.596	-	52.596	-
Indenização Rede Básica Sistema Existente - RBSE	1.689.166	-	1.689.166	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	126.818	126.818	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	834.703	-	-	834.703
	<u>5.398.711</u>	<u>253.636</u>	<u>3.475.669</u>	<u>1.669.406</u>

36.1.10 – Apuração do Valor Justo

Nível 1 – O valor justo das quotas Subordinadas FIDC, Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata e dos Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar – CRC foi apurado e registrado levando-se em consideração as cotações de mercado ou informações de mercado que possibilitaram tal cálculo.

Nível 2 – O valor justo das aplicações financeiras vinculadas, aplicação SIAC/BANRISUL e da Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI, uma vez que não possui mercado ativo, é avaliado utilizando metodologia de avaliação/apreçamento.

Nível 3 – O valor justo do Ativo Financeiro da Concessão foi apurado por meio de técnicas que usam variáveis que tenham efeito significativo no valor justo registrado, mas que não são baseadas em dados observáveis no mercado.

37.2. Gerenciamento de Riscos Relacionados às Concessionárias e suas Operações

37.2.1. Riscos Hidrológicos

O suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional - SIN é realizado, na sua maior parte, a partir de usinas hidrelétricas, as quais estão sujeitas ao risco de escassez de água ao longo do tempo. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, cada usina hidrelétrica está sujeita a variações nas condições hidrológicas verificadas, tanto na sua região geográfica como em outras regiões do país.

O arranjo institucional estabelecido pelo Poder Concedente procura reduzir o risco hidrológico destes empreendimentos através da definição de uma garantia física e da instituição do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Este mecanismo é um instrumento financeiro de compartilhamento do risco hidrológico entre todos os agentes de geração hidrelétricos, sendo compulsório para todas as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS.



A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, em conjunto com a obrigação de entrega da Garantia Física, poderá resultar em exposições no Mercado de Curto Prazo – MCP, podendo impactar negativamente a Companhia, apesar dos mecanismos de mitigação de risco existentes.

O risco hidrológico associado às usinas que foram prorrogadas no âmbito da Lei nº 12.783/2013, o que no caso da CEEE-GT representa cerca de 47% de sua garantia física, são de responsabilidade das empresas Distribuidoras que recebem as Cotas de Garantia Física de Energia e Potência.

37.2.2. Riscos Ambientais

O Brasil possui uma das legislações ambientais mais severas do mundo. A legislação brasileira impõe sanções que responsabilizam e exigem um grande esforço das empresas nacionais para o seu atendimento. Os processos de produção envolvidos no setor de geração e transmissão de energia produzem impactos ambientais, muitas vezes significativos, que precisam ser prevenidos e minimizados, sob pena de acarretarem grandes prejuízos ao meio ambiente e conseqüentemente ao agente responsável, independentemente da ação ter sido realizada inadvertidamente. Desta forma, além dos recursos financeiros necessários para a recuperação da área atingida pela degradação ambiental, a empresa responsável poderá ter seus dirigentes envolvidos em processos civis, administrativos e penais.

A recuperação de áreas afetadas ambientalmente normalmente exige recursos expressivos que poderiam ser destinados a novos investimentos voltados exclusivamente para a atividade fim da Companhia.

A questão da sustentabilidade, envolvendo as áreas ambiental, social e financeira, tem levado as empresas a buscarem ferramentas que possibilitem desenvolver suas atividades respeitando estes aspectos e potencializando diretrizes e políticas que viabilizem a integração de seus processos produtivos de forma a atender os interesses da sociedade, respeitando o meio ambiente e propiciando uma constante expansão e crescimento do seu negócio.

PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO

Diretor Presidente

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ

Diretor

JULIO ELOI HOFER

Diretor

ELISANGELA MOURA RODRIGUES

Contadora CRCRS 62384

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras

Aos Administradores e Acionistas
Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE Par

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE – Par ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par e suas controladas ("Consolidado"), que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par em 31 de dezembro de 2017 e da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par e suas controladas em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Base para opinião

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

Incerteza relevante relacionada com a continuidade operacional de controlada

Chamamos a atenção para a Nota 1.3 às demonstrações financeiras, que descreve que a controlada Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE D tem apurado repetidos prejuízos em suas operações e apresentou excesso de passivos sobre ativos circulantes no encerramento do exercício nos montantes de R\$ 1.240.479 mil e R\$ 1.012.089 mil, respectivamente. Essa situação, entre outras descritas na Nota 1.3, indicam a existência de incerteza relevante que pode levantar dúvida significativa sobre sua continuidade operacional. O plano da administração para tratar essas condições está divulgado na Nota 1.3. Nossa opinião não está ressaltada em relação a esse assunto.

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

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

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

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

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

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

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

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

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras

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

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.

- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manterem em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se essas demonstrações financeiras individuais representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

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, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

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

Porto Alegre, 22 de março de 2018

Porto Alegre, 22 de março de 2018


PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5


Adriano Machado
Contador CRC 1PR042584/D-7



DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em atendimento a Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par, sociedade anônima de capital fechado, com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, 201 – Prédio “A2”, Porto Alegre-RS, inscrita no CNPJ sob nº 08.420.472/0001-05, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da CEEE-Par relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2017.

Porto Alegre, 22 de março de 2018.

PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO
Diretor Presidente

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ
Diretor

JÚLIO ELÓI HOFER
Diretor

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA SOBRE O RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Em atendimento A Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par, sociedade anônima de capital fechado, com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, 201 – Prédio “A2”, Porto Alegre-RS, inscrita no CNPJ sob nº 08.420.472/0001-05, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no Relatório da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes relativamente às Demonstrações Financeiras da CEEE-Par referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2017.

Porto Alegre, 22 de março de 2018.

PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO
Diretor Presidente


CÉSAR LUIS BAUMGRATZ
Diretor

JÚLIO ELÓI HOFER
Diretor

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par, em cumprimento às disposições legais e estatutárias, tendo analisado no decorrer do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017, a gestão econômico-financeira da Empresa, bem como examinado o Relatório da Administração, as Demonstrações Financeiras, o Parecer dos Auditores Independentes, PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, e as informações complementares da Administração, opinam no sentido de que os documentos referidos representam a situação patrimonial e financeira da Companhia, naquela data, estando, portanto, em condições de serem submetidos à deliberação dos acionistas.

Porto Alegre, 22 de março de 2018.


Adriana Furlanetto
Presidente
Melissa Guagnini Hoffmann Custódio
Conselheira
Cristiane Zinelle Ferreira Lohmann
Conselheira
Vilson Haussen Jacques Filho
Conselheiro

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração, tendo examinado o Relatório da Administração, Manifestação sobre o Balanço Patrimonial, a Demonstração do Resultado do Exercício, a Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, a Demonstração do Fluxo de Caixa e as respectivas Notas Explicativas, referentes ao Exercício de 2017, encerrado em 31 de dezembro de 2017, documentos esses assinados pelos administradores responsáveis pela Empresa, considerando os pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, manifesta-se por unanimidade, pela aprovação dos referidos documentos e submete a matéria à apreciação dos Acionistas.

Porto Alegre, 22 de março de 2018.



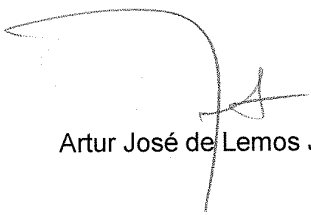
Vera Inêz Salgueiro Lermen,
Presidente do Conselho de Administração.



Paulo de Tarso Gaspar Pinheiro Machado



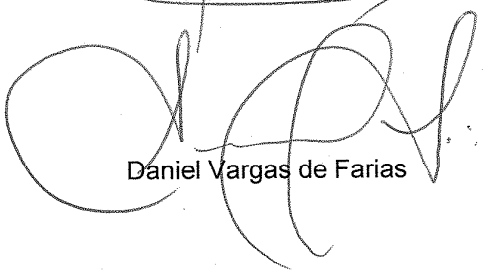
Vicente Paulo Mattos de Britto Pereira



Artur José de Lemos Junior



Ademir Barêta



Daniel Vargas de Farias

**Badesul Desenvolvimento S.A. -
Agência de Fomento/RS**



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

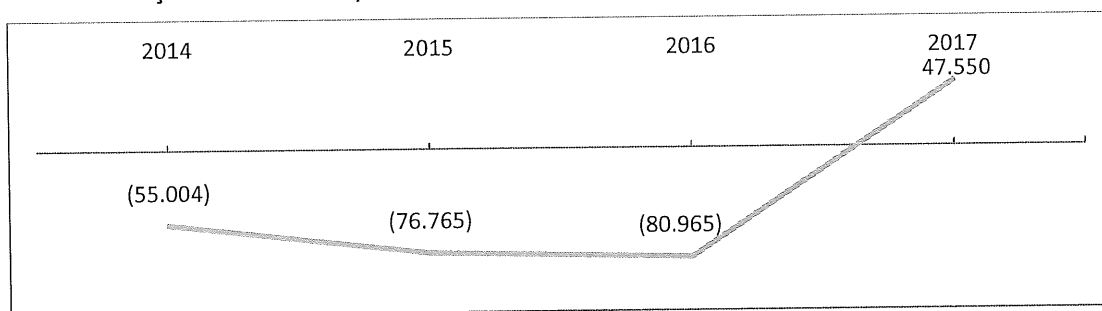
Dezembro de 2017

A MENSAGEM DA DIRETORA-PRESIDENTE

Ao encerrar-se o exercício de 2017 venho à presença da comunidade rio-grandense, em especial aos produtores rurais e agroindustriais, aos empresários em geral e aos prefeitos municipais do Rio Grande do Sul, para transmitir aos gaúchos as boas novas associadas ao Badesul Desenvolvimento S.A. – Agência de Fomento/RS e a sua missão de financiamento a investimentos e de promoção do desenvolvimento sustentável da economia estadual.

No que concerne ao Badesul como sociedade de economia mista a principal boa nova é que esta Instituição encerrou o exercício de 2017 com lucro líquido de R\$ 14,0 milhões. Cabe ressaltar o resultado operacional antes de impostos também positivo, conforme o gráfico apresentado em seguimento, que mostra a evolução desse conceito de resultado no período 2014-2017.

Evolução do Resultado Operacional Antes dos Impostos – 2014-2017 – Valores em R\$ mil.



Fonte: Badesul

Mas esta reconquista do lucro líquido tanto foi penosa quanto demorada, uma vez que fruto de muitas e intensas medidas de gestão da atual Diretoria, do Conselho de Administração e do Corpo Funcional do Badesul ao longo de 2015-2017. Ainda que as principais medidas de gestão já tenham sido transmitidas ao público rio-grandense por ocasião de mensagens anteriores, pareceu-me cabível consolidá-las nesta mensagem, como expressão do desafio superado no presente e como alerta de comportamento requerido ao futuro do Badesul e da sua missão.

Recordo-lhes, que a atual Diretoria do Badesul assumiu as suas funções em abril de 2015. Tendo como cenário o agravamento da crise econômica do Brasil e do Rio Grande do Sul naquele ano, a Diretoria buscou ter conhecimento sobre a situação dos ativos do Badesul. O constatado evidenciou a alta alavancagem da Instituição em anos anteriores, especialmente em 2012 e 2013; a concentração de valor de operações em poucos clientes; a redução do *spread* praticado; a potencial e depois efetiva entrada em recuperação judicial de projetos relevantes; e o volume de operações de capital de giro com recursos próprios ou de terceiros. Estas causas, dentre outras, conduziam a uma situação de deterioração de ativos de crédito do Badesul, em especial à medida que se esgotavam os seus prazos de carência, situação acentuada pelo quadro já referido de crise macroeconômica, resultando em aumento da inadimplência e das despesas com provisões para créditos de liquidação duvidosa.

Era urgente a tomada de medidas de gestão que estancassem a sangria financeira da Instituição e a reconduzissem a novo patamar de equilíbrio econômico, financeiro e operacional, tendo em mente a sua sustentabilidade futura. Com este objetivo, a Diretoria do Badesul, com o apoio do seu Conselho de Administração, implantou, em 2015, e de forma continuada em 2016 e 2017,

medidas de correção de rumos e de mitigação de riscos desta Agência de Fomento. Dentre estas medidas permitam-me destacar as que se seguem, de forma cronológica.

Medidas implantadas em 2015

- a) Redução de despesas (administrativas, marketing, tecnologia da informação e pessoal) em R\$ 6,2 milhões, em relação ao orçamento previsto para aquele ano.
- b) Redução de R\$ 4,0 milhões em investimentos (melhorias em infraestrutura de TI e reforma de instalações) previstos e não realizados.
- c) Priorização da cobrança (recuperação de créditos concedidos), o que resultou em R\$ 17,5 milhões em recuperação de prejuízos e R\$ 104,4 milhões em renegociações de créditos naquele ano.
- d) Renúncia a novas operações de capital de giro puro.
- e) Limitação de desembolsos totais em até R\$ 750,0 milhões em 2015, visando estabilizar o estoque de operações.
- f) Redução da inadimplência de 2,1% em abril para 1,7% em dezembro de 2015.
- g) Criação da Superintendência de Acompanhamento e Fiscalização e a implantação da nova função de Normas, junto à Superintendência de Riscos.
- h) Devolução de recursos humanos às instituições de origem e diminuição de funções gratificadas.
- i) Recomposição do Comitê de Crédito.
- j) Revisão de normas e processos operacionais cruciais, como a atualização dos Manuais de Políticas Operacionais, de Operações de Crédito e de Cobrança e Recuperação de Crédito, além da criação do Manual de Fundos.
- k) Adoção de Plano de Contingência de Capital, com 21 medidas de gestão que visavam manter, em 2016 e nos anos seguintes, o Saldo de Operações do Badesul e o seu Patrimônio de Referência acima dos limites prudenciais mínimos definidos pelo Banco Central do Brasil para as instituições do Sistema Financeiro Nacional. Este plano foi apresentado ao Banco Central do Brasil em dezembro de 2015.

Medidas implantadas em 2016

- a) Implantação e gestão por resultados do Plano de Contingência de Capital do Badesul, com foco na qualificação e retorno de seus ativos de crédito.
- b) Alinhamento dos critérios de atribuição de risco adotados pelo Badesul com os correspondentes métodos praticados pelo BNDES.
- c) Lançamento do Programa Especial de Desligamento Incentivado – PEDI, ao qual houve a adesão, em 2016, de 25 colaboradores, o que significou uma economia de R\$ 9,4 milhões por ano, a partir de 2017 (redução de 26% nas despesas anuais de pessoal da Instituição, inicialmente dispostas no Orçamento do Badesul para 2017).
- d) Elaboração do Plano de Reestruturação do Badesul, que foi apresentado ao Banco Central do Brasil e ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Assim como a Autoridade Monetária do Brasil acolheu o citado Plano como paradigma às Agências de Fomento, inclusive em substituição ao Plano de Contingência de Capital que lhe foi apresentado pelo Badesul em 2015, o BNDES nele apoiou-se para tanto retomar em 2016 quanto manter em 2017 o fluxo financeiro vital à continuidade das operações de crédito e investimentos na economia gaúcha produzidas pelo Badesul. Lembra-se que em setembro de 2016 o BNDES tinha suspenso novos repasses a esta Agência de Fomento.
- e) Liderança do Badesul, em ação conjunta com a Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Ciência e Tecnologia e com a Secretaria de Saúde do RS, na iniciativa de tornar o Rio Grande do Sul polo de referência médico-hospitalar no Brasil, mediante o desenvolvimento do *Cluster da Saúde RS*, nos moldes do *Medical Valley*, da Alemanha.

Medidas implantadas em 2017

- a) Dado que houve a disponibilização inicial de 30 vagas para os desligamentos incentivados do PEDI, houve em 2017 a abertura de permissão à adesão dessas vagas remanescentes, o que adicionou mais R\$ 2,1 milhões de economia por ano (redução de mais 5,7% nas despesas de pessoal antes previstas no Orçamento do Badesul para 2017). Já nas demonstrações financeiras deste exercício de 2017 o PEDI somou uma redução de 17% nas despesas de pessoal do Badesul, tomando-se como base as demonstrações financeiras do exercício de 2016.
- b) Manutenção, em 2017, das outras despesas administrativas do Badesul no mesmo patamar de 2014, mantendo atualizados contratos e serviços.
- c) Criação do Comitê de Processos e Risco Operacional.
- d) Aperfeiçoamentos de transparência, de governança corporativa e de estruturas e práticas de controles, para atender aos requisitos dispostos na Lei Federal n.º 13.303, de 30 de junho de 2016, que dispõe sobre o estatuto jurídico da empresa pública, da sociedade de economia mista e de suas subsidiárias, no âmbito da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios. Entre as medidas destacam-se as Políticas de Sucessão dos Administradores, de Divulgação de Informações, a criação de Canal de Denúncias, do Comitê de Auditoria Estatutário, do Plano de Negócios, a divulgação da remuneração dos administradores, bem como da Carta Anual de Governança Corporativa.
- e) Busca de novas soluções estratégicas, essenciais ao desenvolvimento. Cabe destaque ao tema das PPPs – Parcerias Público-Privadas, tendo o Badesul constituído neste período uma equipe qualificada, apta a apoiar os Gestores Municipais na implantação e consolidação de estratégias de desenvolvimento, com base neste novo modelo de parcerias. Outro destaque cabe à realização de Alinhamento Estratégico de Municípios do RS, para identificar projetos potenciais de investimentos públicos e privados e formas de apoio financeiro e institucional aos municípios gaúchos.
- f) Lançamento do programa Badesul Pequenas Empresas, em parceria com o Sebrae-RS, visando a conjunção do crédito favorecido a investimentos fixos e mistos de pequenas empresas com o treinamento em gestão empresarial proporcionado pelo Sebrae-RS.
- g) Lançamento do programa Badesul na Estrada, com a apresentação nos municípios e regiões do RS dos programas e linhas de financiamento a investimentos desta Agência de Fomento.
- h) Adoção do Plano Tático, que engloba conjunto dinâmico de ações vinculadas à execução de prioridades de gestão que, por sua vez, se derivam das diretrizes estratégicas da Instituição.
- i) Captação de novas fontes de recursos financeiros, mediante a Caixa Econômica Federal (Programa Avançar Cidades) e o Ministério do Turismo (Fundo Geral de Turismo).

Devo alertar que o retorno do Badesul a uma situação de equilíbrio regida por lucro em 2017 e por tendência ascendente de suas operações de crédito projetadas para 2018 continua em progresso e será consolidada e sustentada nos próximos exercícios apenas se as finanças, as operações, os controles e os processos decisórios desta Agência de Fomento, representados nas medidas de gestão relacionadas se mantiverem fortalecidos, equilibrados e em harmonia com o cumprimento da sua missão institucional.

Aliás, nesta linha aproveito esta oportunidade para expressar-lhes o meu otimismo quanto ao futuro do Badesul e da sua missão, otimismo este que se assenta não apenas em expectativas e em recomendações, mas também nas reservas monetárias desta Instituição, o valor das quais alcançou em dezembro de 2017 R\$ 670,4 milhões, valor suficiente para suportar amplo *stress* financeiro advindo da macroeconomia nacional e da microeconomia da Instituição.

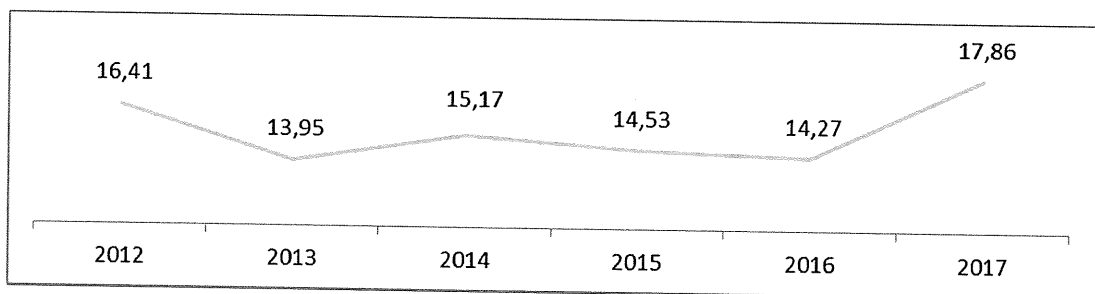
Em adição, esse otimismo se assenta na certeza que, ao longo do atual período diretivo, desde 2015 até 2017, mesmo com todos os desafios enfrentados e superados, o Badesul cumpriu o seu papel institucional, como instrumento de atenuação dos efeitos da crise nacional sobre a economia gaúcha e de apoio à sustentação possível dos seus níveis de renda e de emprego.

Isto porque, no que tange ao seu desempenho operacional em 2017, adianto-lhes que esta Agência de Fomento aprovou 119 novas operações de crédito, no valor total de R\$ 202,8 milhões e desembolsou R\$ 150,0 milhões tanto para o financiamento de novos investimentos na economia gaúcha, quanto para a sustentação de investimentos antes apoiados, ao que se soma a integralização de R\$ 2,0 mil em fundos de investimentos em participações.

Com isto, o Saldo de Operações de Crédito Ativas desta Instituição alcançou R\$ 2.541,6 milhões em dezembro de 2017, valor este 20,7% menor que o registrado ao final de 2016, em linha com a busca de gradual desalavancagem da exposição do Badesul ao risco de seus ativos de crédito.

O Patrimônio Líquido do Badesul alcançou R\$ 689,9 milhões no encerramento do exercício de 2017, observando-se que o Índice de Basileia amplo da Instituição foi apurado em 17,86, apresentando substancial melhora em comparação ao registrado nos exercícios anteriores, conforme o gráfico apresentado em seguimento.

Evolução do Índice de Basileia – 2012-2017.



Fonte: Badesul

Tenho a convicção que as decisões da Diretoria e do Conselho de Administração do Badesul continuarão em 2018 tanto focadas na execução das diretrizes estratégicas de governo ao financiamento do desenvolvimento do Rio Grande do Sul, quanto voltadas para a consolidação do equilíbrio econômico, operacional e financeiro do Badesul. Para estes fins estou também convicta que contarão com a disposição dos colaboradores desta Instituição e, sobretudo, com a confiança do Governador do Estado e do Secretário de Desenvolvimento Econômico, Ciência e Tecnologia, aos quais transmito os meus agradecimentos.

Finalmente, agradeço aos clientes desta Agência de Fomento, que são a razão da sua existência, assim como estendo minha gratidão às fontes de recursos financeiros do Badesul, em especial ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), mas também à Caixa Econômica Federal (CEF), ao Ministério do Turismo e à Empresa Brasileira de inovação e Pesquisa (Finep).

Susana Maria Kakuta

Diretora-Presidente em Exercício até 01 de março de 2018

A SITUAÇÃO DA ECONOMIA

A Economia Internacional

No quadriênio 2011-2014 o Produto Interno Bruto (PIB) da economia mundial cresceu, em média, 3,6% ao ano. No quadriênio anterior, 2007-2010, a taxa média mundial de crescimento econômico foi de 3,4% ao ano, apesar da crise econômica mundial de 2008/09. O desempenho

da economia mundial em 2017, conforme o Fundo Monetário Internacional (FMI), ascendeu a 3,7%, depois de ter crescido 3,2% em 2016 e 3,1% em 2015. Para 2018, a estimativa do FMI é que a economia mundial cresça 3,9%, patamar este também esperado para os próximos anos.

Em síntese, a economia mundial não está apenas crescendo como está aumentando a sua taxa de crescimento. Portanto, a crise econômica do Brasil em 2015 e 2016, assim como a lentidão da sua recuperação em 2017, não pode ser atribuída a fatores econômicos externos. Em adição, espera-se que a economia brasileira esteja preparada, em 2018 e nos próximos anos, para melhor aproveitar os benefícios do crescimento da economia mundial.

A Economia Brasileira

A economia brasileira apresentou no quadriênio 2007-2010 uma taxa média de crescimento do seu PIB de 4,7% ao ano. No quadriênio seguinte, 2011-2014, o PIB do Brasil cresceu, em média, apenas 2,4% ao ano e, em 2015-2016 apresentou forte e inédita recessão, com queda média de 3,5% ao ano do seu PIB nesse biênio. Mesmo considerando que 2017 e 2018 sejam anos de lenta recuperação do PIB, o seu desempenho no quadriênio 2015-2018 deverá se apresentar negativo em 0,9% ao ano, em média.

A taxa de inflação, que, em média, foi de 5,2% ao ano no quadriênio 2007-2010, aumentou para 6,2% a.a. no quadriênio 2011-2014 e foi ainda mais elevada em 2015-2016. Em 2017, mercê a fraqueza da economia e a política monetária restritiva, alcançou patamar inferior a 3,0%, projetando-se que em 2018 fique em 4,0%, de forma que, no quadriênio 2015-2018, reduza-se para 6,0% a.a. em média.

A taxa de desemprego aberto do Brasil caiu de, em média, 7,3% da População Economicamente Ativa no período 2007-2010, para, em média, 6,1% no período 2011-2014. Mas, em 2016 a taxa de desocupação foi de 11% da PEA e situou-se em 12,8% em 2017, projetando-se que, ao final de 2018, volte para 11%.

Acrescenta-se o indicador referente ao resultado primário do setor público que, em média anual, foi positivo em 2,9% do PIB no quadriênio 2007-2010, caiu para 2,5% em média no quadriênio seguinte e que despencou para -1,9% do PIB em 2015 e para -2,5% do PIB em 2016, devendo ser também negativo em 2017 e 2018, assim como, portanto, no quadriênio 2015-2018. Quanto ao déficit nominal do setor público, que atingiu 10,2% do PIB em 2015, com médias anuais crescentes entre o quadriênio 2007-2010 e o seguinte, projeta-se, ao longo dos próximos anos, lenta e gradual reversão da péssima situação fiscal do Brasil, mas longe ainda de confortável, colocando-se este como grande obstáculo para o maior dinamismo da economia brasileira.

A taxa de juros Selic nominal, que, em média, foi de 11,1% no quadriênio 2007-2010, caiu para 10,6% no mesmo período seguinte, aumentando em seu final. Em 2017 a taxa Selic média encerrou-se em 7,0%. Em 2018 espera-se que fique entre 6,5% a 7,0% ao ano, produzindo uma taxa média de 11,3% no quadriênio 2015-2018.

Em síntese, a política em curso de correção de rumos da economia do Brasil atravessou em 2017 um período marcado por recuperação gradual e lenta da profunda recessão que se abateu sobre a economia brasileira em 2015-2016. A inflação refluíu até abaixo do patamar inferior ao centro da sua meta e espera-se que permaneça na meta em 2018 e nos próximos anos, mas o desemprego ainda se manteve elevado em 2017, com lenta recuperação esperada para 2018 e nos anos seguintes. O patamar de juros básicos da economia continuará em ritmo de queda no início de 2018, mas com as limitações impostas pela grave restrição fiscal, deverá apresentar nível superior nos anos vindouros. Como resultado espera-se que, a partir do ínfimo crescimento do PIB em 2017, haja continuidade, em 2018 e nos próximos anos, de retomada

sustentável, ainda que moderada, do crescimento econômico no Brasil. Isto em quadro esperado de persistência do esforço de ajuste fiscal, consolidação da taxa de inflação no centro da meta e investimentos na infraestrutura, mediante parcerias público-privadas e concessões. Enfatiza-se que, enquanto não for resolvida a fragilidade fiscal produzida no quadriênio 2015-2018, este continuará a ser o principal obstáculo ao dinamismo da economia do Brasil.

A Economia Gaúcha

O PIB da economia do Rio Grande do Sul, no quadriênio 2011-2014, cresceu, em média, 2,7% ao ano, ritmo este inferior à média anual de crescimento no quadriênio anterior, que atingiu 3,9%. No biênio 2015-2016 a economia do RS recebeu todo o impacto da recessão econômica nacional, ainda que a peculiaridade da sua base agrícola tenha atenuado, especialmente em 2015, a grande queda do Valor Adicionado Bruto (VAB) da indústria rio-grandense, que mergulhou 11,0% naquele ano. Já em 2016 houve queda generalizada no VAB dos setores da economia do Rio Grande do Sul, ainda que a queda no seu PIB também tenha sido menor do que a do PIB nacional. Em 2017 a economia do Rio Grande do Sul apresentou ritmo de recuperação similar ao da economia brasileira como um todo, também alicerçado na força da agropecuária gaúcha. Espera-se para 2018 que o PIB do Rio Grande do Sul tenha o mesmo crescimento moderado da economia nacional, o que projeta para o quadriênio 2015-2018 uma taxa média anual do PIB gaúcho em -0,7%.

O principal destaque da economia do RS nos quadriênios considerados está sendo, de fato, a agropecuária, com a taxa média de crescimento do seu VAB mantendo-se positiva em cada um deles, com especial destaque para o quadriênio 2011-2014, no qual este indicador cresceu, em média, 8,6% ao ano. Já no curto prazo o VAB da agropecuária pode ter grandes oscilações, por fatores climáticos em especial. Para atenuar tal situação apenas com investimentos maciços em conservação hídrica e irrigação.

Como decorrência do cenário referenciado para a economia brasileira, espera-se que a economia do Rio Grande do Sul também apresente em 2018, assim como ocorreu em 2017, lenta recuperação frente à recessão, mas, no quadriênio 2015-2018, ainda deverá apresentar desempenho médio negativo. No que se refere à indústria, principal setor da economia gaúcha que foi atingido pela recessão do Brasil, o desafio que se coloca continua a ser a recuperação e preservação do que for possível em 2018 e nos anos vindouros, a modernização dos seus setores tradicionais, ao lado do advento e expansão de atividades de conhecimento intensivo, com o fito de a economia gaúcha renovar o dinamismo das suas fontes históricas de crescimento e dar vazão à capacidade empreendedora dos gaúchos. Quanto ao setor agropecuário, projeta-se a continuidade da sua importância para a formação do PIB do Rio Grande do Sul, para o que é imprescindível a minimização dos efeitos de estiagens, mediante a continuidade dos investimentos em acumulação de água, irrigação e produtividade. No que tange aos serviços, enquanto se mantiver a fragilidade das finanças públicas estaduais, o setor público continuará a ser um freio ao crescimento no médio prazo, de forma tão ou mais grave do que ocorre na esfera federal.

O descrito cenário de fraqueza da economia nacional e, em especial, da economia gaúcha, em grande parte, explica a acentuada queda, em 2017, na demanda por crédito de longo prazo a investimentos tanto privados quanto públicos junto ao Badesul.

O BADESUL - DIRETRIZES PRIORITÁRIAS

Na qualidade de Agência de Fomento do Estado do Rio Grande do Sul para a execução das suas prioridades de desenvolvimento, o Badesul pauta a sua atuação operacional e institucional

conforme as diretrizes estabelecidas pelo Mapa Estratégico e pela Política de Desenvolvimento do Governo do Estado.

- a) Modernização de Setores Tradicionais da Economia Gaúcha.
- b) Indução de Novas Economias na Estrutura de Produção do Rio Grande do Sul.
- c) Dinamização de Economias de Cidades e Regiões do RS.
- d) Alavancagem da Infraestrutura Estadual.

Os temas transversais que perpassam as definições estratégicas relacionadas são: inovação tecnológica; sustentabilidade (eficiência em energia, no uso da água, no uso de insumos e na reciclagem de resíduos, em especial); aumento da produtividade; surgimento e consolidação de empresas de base tecnológica; parcerias público-privadas; criação de competências; modernização de gestão e *upgrade* de políticas públicas.

Os instrumentos mobilizados à execução das estratégias e prioridades descritas são os produtos e serviços que definem as áreas de negócios do Badesul, cuja atuação operacional é pautada por programas e ações ditadas pelas suas estratégias e temas prioritários.

O BADESUL – PERFIL INSTITUCIONAL

O Badesul Desenvolvimento S.A. – Agência de Fomento/RS é uma sociedade anônima de economia mista de capital fechado, cujo controle acionário é do Estado do Rio Grande do Sul, o qual possui 99,99% do seu Capital Social, totalmente integralizado e representado por ações ordinárias nominativas.

O Badesul é uma Instituição financeira constituída como Agência de Fomento, na forma dada pela Resolução nº 2.828 do Conselho Monetário Nacional, dedicada ao financiamento e à promoção de investimentos voltados ao desenvolvimento econômico e social do Rio Grande do Sul, cujo território delimita a área geográfica de atuação da Instituição.

O Badesul se relaciona com o Governo do Estado do Rio Grande do Sul mediante a Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Ciência e Tecnologia, à qual se vincula como Instituição Financeira da Administração Indireta do Poder Executivo Estadual.

Os produtos e serviços operados pelo Badesul, com seus públicos relevantes, são os seguintes:

- a) *Crédito Empresarial*: Empresas Industriais e de Serviços;
- b) *Crédito Público*: Prefeituras Municipais;
- c) *Crédito Rural*: Produtores Agropecuários, Agroindústrias;
- d) *Crédito à Inovação*: Empresas Inovadoras;
- e) *Participações*: Fundos de Investimento Privados;
- f) *Serviços*: Governo do Estado e Fundos Públicos Estaduais.

Os produtos financeiros operados pelo Badesul correspondem, essencialmente, às linhas de crédito e aos programas de financiamento oferecidos pelo Sistema BNDES. Subsidiariamente, o Badesul capta recursos da Caixa Econômica Federal e da Finep, assim como opera com recursos próprios, mediante destaque de capital, para o crédito a investimentos públicos municipais.

O BADESUL – OPERAÇÕES, RISCOS E FINANÇAS

Operações Desembolsadas

Os valores dos desembolsos de crédito e integralizações em fundos efetuados em 2017 são dispostos na tabela que se segue, conforme as áreas de crédito e de participações da Instituição e referenciadas ao Rio Grande do Sul como um todo.

Valor das Operações de Crédito Desembolsadas, por Áreas de Negócios, e de Participações Integralizadas pelo Badesul. Valor em R\$ mil nominais.

Badesul – Áreas de Negócios	Valor 2017	Valor 2016
-----------------------------	------------	------------

Rural e Agroindustrial	40.682	92.333
Empresarial	44.518	68.330
Fomento Público	37.654	84.993
Renegociações	27.186	32.552
Total de Operações Crédito	150.039	278.207
Participações Integralizadas	2.034	2.873
Total Geral	152.073	287.080

Fonte: Badesul.

Nota-se a importante redução no fluxo de desembolsos realizados no exercício de 2017 em relação ao realizado em 2016, fruto tanto de métodos mais rígidos de avaliação de risco de crédito, quanto de redução na demanda por crédito de longo prazo a investimentos junto ao Badesul, ao abrigo da já antes comentada fraqueza da economia brasileira e, por conseguinte, da economia gaúcha.

Destaques Operacionais

- *Modernização de Setores Tradicionais e Novas Economias.* No exercício de 2017 o Badesul efetuou desembolsos de R\$ 112,4 milhões para o financiamento de investimentos ligados ao processo de modernização de setores tradicionais da economia gaúcha, com destaque à produção agropecuária e agroindustrial, mas também às indústrias de alimentos, couros e calçados, química, metalúrgica, mecânica e elétrica, presentes na sua história industrial. Neste período, o Badesul tanto liberou crédito a projetos de investimentos associados com a transformação do perfil da economia gaúcha, quanto efetuou a integralização de R\$ 2,0 mil em cotas de fundos de investimentos em participações que apoiam micro, pequenas e médias empresas inovadoras. Acrescenta-se, ainda, a liderança institucional desta Agência de Fomento no que tange ao planejamento e organização de Cluster de tecnologias para a saúde no Rio Grande do Sul.
- *Dinamização de Economias de Cidades e Regiões.* As operações de crédito desembolsadas pelo Badesul à realização de investimentos também atendem ao propósito de apoiar as regiões da geografia rio-grandense, o que se comprova pela tabela a seguir, a qual apresenta as 10 (dez) principais regiões apoiadas.

Saldo de operações de crédito ativas por principais Regiões dos Conselhos Regionais de Desenvolvimento
 Apoiadas pelo Badesul. Valores em R\$ mil

Regiões dos COREDES	Principal Município	Valor 2017	Valor 2016
METROPOLITANO DELTA DO JACUI	PORTO ALEGRE	331.421	402.705
FRONTEIRA OESTE	URUGUAIANA	198.015	242.418
MISSOES	SANTO ÂNGELO	182.274	205.714
SERRA	CAXIAS DO SUL	179.279	211.909
ALTO JACUI	CRUZ ALTA	139.047	184.156
NOROESTE COLONIAL	IJUÍ	127.593	145.903
HORTENSÍAS	NOVA PETRÓPOLIS	100.289	112.898
VALE DO CAI	MONTENEGRO	98.646	114.922
NORDESTE	LAGOA VERMELHA	97.530	120.854
SUL	PELOTAS	96.366	129.724
Total Parcial		1.550.461	1.871.203
Total Geral		2.541.598	3.203.981

Fonte: Badesul.

Faz-se também destaque às cidades apoiadas mediante o desembolso de R\$ 37,7 milhões em 2017, para a execução de investimentos públicos projetados por prefeituras municipais do RS e ligados à infraestrutura urbana e industrial, à educação, à aquisição de máquinas rodoviárias, à execução de instalações públicas e à modernização da gestão.

- *Alavancagem da Infraestrutura Estadual.* O Badesul desembolsou R\$ 26,1 milhões voltados à realização de investimentos em infraestrutura de suporte ao desenvolvimento econômico do Rio Grande do Sul, com destaque para a produção e transmissão de energia e à logística.

Saldo de Operações de Crédito Ativas

O Badesul encerrou o exercício de 2017 com Saldo de Operações Ativas de R\$ 2.541,6 milhões, correspondente a 6.387 CFAs (Contas Financeiras Ativas) e a 2.616 clientes.

Gestão de Riscos

Observa-se que 87,67% do valor do Saldo de Operações Ativas registrado pelo Badesul ao findar do exercício de 2017 corresponde a operações de crédito de curso normal, isto é, com classificação de risco (*rating*) desde AA até C.

Patrimônio Líquido e Liquidez Financeira

O Patrimônio Líquido do Badesul alcançou, ao final de 2017, o valor de R\$ 689,9 milhões. A aplicação dos recursos próprios desta Instituição em Títulos e Valores Mobiliários (TVM) somou R\$ 670,4 milhões ao final do mês de dezembro de 2017, excluídos os recursos de propriedade dos Fundos Administrados, o que evidencia o elevado grau de liquidez desta Agência de Fomento.

Gestão de Fundos Estaduais e Capitalização pelo FUNDOPEM/RS

Como prestador de serviços ao Governo do Estado do Rio Grande do Sul, o Badesul executa a gestão financeira de fundos estaduais ligados à promoção do desenvolvimento da economia gaúcha. Estes serviços, inclusive, estendem-se além do controle financeiro, na medida em que o Badesul também presta apoio à contratação e ao repasse de recursos, em especial à conta do FEAPER (Fundo Estadual de Apoio aos Pequenos Empreendimentos Rurais) e do Funterra (Fundo de Terras do Estado do Rio Grande do Sul). Registra-se também que, em relação ao FUNDOPEM/RS (Fundo Operação Empresa do Estado do Rio Grande do Sul), a Lei Estadual nº 11.916, de 02/06/2003, alterada pela Lei Estadual nº 13.708, de 06 de abril de 2011, estabelecia autorização ao Poder Executivo para destinar ao aumento do capital social do Badesul o montante equivalente a 30% dos retornos das operações de financiamento do FUNDOPEM. Em 25 de setembro de 2015, foi publicada a Lei Estadual nº 14.744, a qual promoveu alteração na redação da Lei nº 11.916, antes referida, suprimindo o dispositivo autorizativo que havia para a realização de aumentos do capital social do Badesul mediante a utilização dos recursos dos retornos do FUNDOPEM. Resta pendente de capitalização o valor nominal de R\$ 26,7 milhões, valor aferido antes da promulgação da referida modificação de Lei.

Resultado

O resultado operacional antes de impostos da Instituição apresentou-se positivo no exercício de 2017 em R\$ 47,6 milhões. O lucro líquido final alcançou R\$ 14 milhões.

A MENSAGEM DA DIRETORIA

A Diretoria do Badesul dirige-se à comunidade gaúcha para reafirmar aos rio-grandenses e a todos que se dedicam ao desenvolvimento da economia do Rio Grande do Sul a sua firme determinação de, em nome do Governo do Estado e da confiança que lhes foi depositada pelo Governador e pelo Secretário de Desenvolvimento Econômico, exercer a gestão desta Agência de Fomento de acordo com as estratégias e prioridades governamentais e conforme os

requisitos prudenciais e regulatórios estabelecidos pelo Conselho Monetário Nacional e pelo Banco Central do Brasil.

Os dados e informações dispostos neste relato e seus anexos evidenciam tanto os desafios de gestão que se apresentaram para a travessia do cenário macroeconômico adverso e para a superação das restrições atuais do cenário microeconômico da Instituição, quanto o sucesso na superação desses desafios. Esta superação foi e continuará a ser realizada em conjunto com os clientes do Badesul, com as suas fontes repassadoras de recursos financeiros e com o seu quadro de colaboradores.

Assim, esta Diretoria manifesta o seus agradecimentos aos clientes do Badesul, que honram a tradição de amor ao trabalho, de empreendedorismo e de respeito à ética do gaúcho, como também estende a sua gratidão às fontes repassadoras de recursos financeiros desta Agência de Fomento, em especial ao BNDES, mas também à Caixa Econômica Federal, ao Ministério do Turismo e à Finep. Por fim, a Diretoria também expressa o seu reconhecimento à dedicação e ao espírito público dos colaboradores do Badesul, com os quais esta gestão comunga os ideais de promoção do progresso econômico e do bem-estar social dos rio-grandenses.

A Diretoria

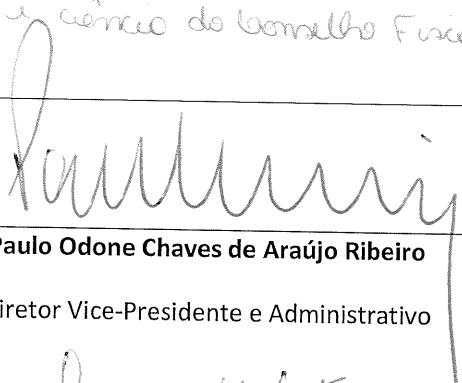
Parecer da Diretoria:

Aprovado, por unanimidade. A Diretoria encaminha para deliberação do Conselho de Administração e ciência do Conselho Fiscal.
em 01/03/2018.




Susana Maria Kakuta

Diretora-Presidente



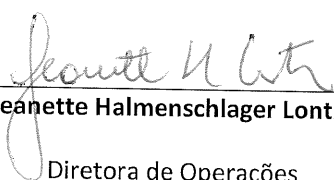
Paulo Odone Chaves de Araújo Ribeiro

Diretor Vice-Presidente e Administrativo




Diogo Paz Bier

Diretor de Inovação e Sustentabilidade



Jeanette Halmenschlager Lontra

Diretora de Operações


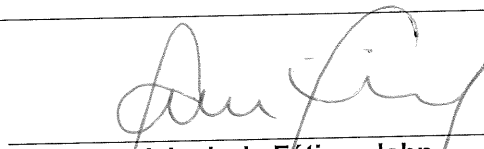

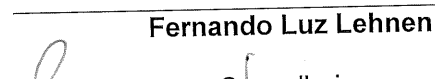

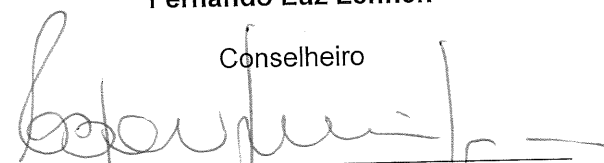


Kalil Sehbe Neto


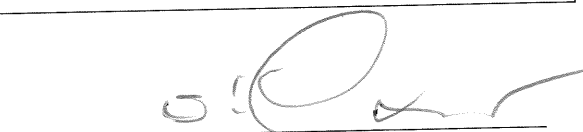
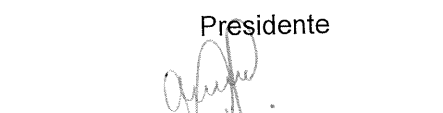
Diretor-Financeiro

Parecer do Conselho de Administração:

Aprovado, por unanimidade, em 23/03/2018. O Conselho solicita que sejam realizados alterações e inclusões registrados na ata 099/2018.


Josué de Souza Barbosa
Presidente
Adenir de Fátima Jahn
Conselheira
Cintia Michelle Maas
Conselheira
Fernando Luz Lehen
Conselheiro
Pedro Henrique Nunes Paiva
Conselheiro
Robson Luis Zinn
Conselheiro**Parecer do Conselho Fiscal:**

Concordo. Em 23/03/2018.


Adriana Furlanetto
Presidente
Silvio Vares Neto
Vice-Presidente
Antônio Guido Classmann
Conselheiro



KPMG Auditores Independentes

Av. Borges de Medeiros, 2.233 - 8º andar

90110-150 - Porto Alegre/RS - Brasil

Caixa Postal 199 - CEP 90001-970 - Porto Alegre/RS - Brasil

Telefone +55 (51) 3303-6000, Fax +55 (51) 3303-6001

www.kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Aos Administradores e Acionistas do

Badesul Desenvolvimento S.A. - Agência de Fomento/RS

Porto Alegre - RS

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras do Badesul Desenvolvimento S.A. - Agência de Fomento/RS (Instituição), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício e semestre findos 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 do Badesul Desenvolvimento S.A. - Agência de Fomento/RS em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício e semestre findos nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis às instituições autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras". Somos independentes em relação à Instituição, 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.

Principais assuntos de auditoria

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



Redução ao valor recuperável dos impostos diferidos

Conforme descrito na nota explicativa nº 9 às demonstrações financeiras, a Instituição possui impostos diferidos ativos no montante de R\$ 228.361, provenientes de diferenças temporárias, cujo registro contábil foi efetuado considerando um estudo elaborado pela Instituição e aprovado pelo Conselho de Administração, sobre o montante provável de lucros tributáveis que estarão disponíveis no futuro para a realização desses ativos.

Para elaborar as projeções de resultados futuros para fins, entre outros, de verificar a realização de ativos, a Instituição adota premissas baseadas em suas estratégias e no cenário macroeconômico, considerando o desempenho atual e passado e o crescimento esperado no mercado de atuação. Devido à relevância dos saldos relativos a esses ativos, por basearem-se em estimativas de rentabilidade futura e pelo impacto que eventuais alterações das premissas poderiam gerar nos valores dos impostos diferidos registrados nas demonstrações financeiras, consideramos esse assunto significativo em nossa auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria, incluíram, dentre outros:

- Avaliação do desenho, implementação e efetividade dos controles internos chave, referentes ao processo para a determinação e aprovação das premissas utilizadas para fins de elaboração de projeção de resultados que é base para a avaliação sobre a realização dos ativos.
- Com o auxílio de nossos especialistas em finanças corporativas, avaliamos a documentação suporte e as principais premissas utilizadas pela Instituição nas projeções dos lucros tributáveis futuros, com base: (a) nas demonstrações financeiras e relatórios gerenciais contendo dados históricos; (b) no orçamento anual preparado pela Administração; (c) nas projeções de indicadores macroeconômicos do Banco Central do Brasil - BACEN; e (d) em discussões realizadas com a Instituição sobre a sua visão para os negócios e perspectivas para as suas operações, bem como, comparamos certos dados, quando disponíveis, com outras fontes externas e avaliamos a consistência dessas premissas com os planos de negócio aprovados pelo Conselho de Administração.
- Avaliamos os critérios para a determinação da base tributária, da classificação contábil e da análise da realização dos valores dos tributos diferidos;
- Com apoio de nossos especialistas da área tributária, avaliamos as bases de apuração em que são aplicadas as alíquotas vigentes dos tributos e o estudo da capacidade de realização dos ativos fiscais diferidos (créditos tributários), bem como, avaliamos a adequação das divulgações incluídas nas notas explicativas da Instituição.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Conforme descrito na nota explicativa nº 6 às demonstrações financeiras, em 31 de dezembro de 2017, o valor contábil das operações de crédito, líquidas de provisões para créditos de liquidação duvidosa, perfazia o montante de R\$ 2.382.244, representando parcela significativa do total de ativos da Instituição.



Responsabilidades da administração pelas demonstrações financeiras

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis às instituições autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

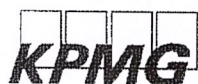
Na elaboração das demonstrações financeiras, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Instituição continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras,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

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras

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

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

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



A avaliação da provisão para operações de crédito de liquidação duvidosa foi realizada pela Instituição com base na Resolução 2.682/99, emitida pelo Banco Central do Brasil, complementada pela estimativa de perdas desenvolvida pela Instituição com base em sua experiência, conhecimento de mercado e outros fatores de risco identificados, nos quais considera estudos sobre o comportamento das operações de crédito dos últimos cinco exercícios. Para tanto, a Instituição faz uso de julgamentos e estimativas significativos incluindo os riscos de crédito dos clientes, padrões históricos de recebimentos e existência de perdas. Mudanças nas premissas utilizadas pela Instituição para exercer esse julgamento significativo, ou mudanças nas condições externas, podem impactar significativamente o montante de provisão reconhecido nas demonstrações financeiras, e portanto, consideramos esse assunto significativo em nossa auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros:

- Avaliação do desenho e implementação dos controles internos chave e das políticas contábeis aplicáveis para o reconhecimento, mensuração e divulgação da provisão para créditos de liquidação duvidosa, incluindo as premissas e julgamentos utilizados pela Instituição para a determinação dos montantes registrados.
- Avaliação da adequação da provisão para redução ao valor recuperável das operações de crédito, obtendo o entendimento dos julgamentos exercidos pela Administração, considerando as circunstâncias que podem ter impactos contábeis.
- Avaliamos a informação usada para determinar a provisão para operações de crédito de liquidação duvidosa e as avaliações e reavaliações de créditos efetuadas pela Administração considerando o desempenho do recebimento das operações de crédito em relação às tendências históricas.
- Testamos a precisão da idade dos saldos de operações de créditos com base nos relatórios analíticos por operações, e analisamos os valores baixados como incobráveis.
- Avaliamos, com base em amostragem, se a Instituição atendeu aos requisitos mínimos estabelecidos pela Resolução CMN nº 2.682/99, relacionados com a apuração da provisão para operações de crédito de liquidação duvidosa, bem como avaliamos a adequação das divulgações incluídas nas notas explicativas da Instituição.

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

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

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

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



estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Instituição a não mais se manter em continuidade operacional.

- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamo-nos com a administração 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 à administração declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

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

Porto Alegre, 23 de março de 2018.

KPMG Auditores Independentes
CRCSP-014428/F-7

Cristiano Jardim Seguecio
Contador CRC SP-244525/O-9 T-RS

Badesul Desenvolvimento S.A.
Agência de Fomento/RS

Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2017 e 2016

[Handwritten signatures and initials]

Badesul Desenvolvimento S.A. - Agência de Fomento/RS
CNPJ 02.885.855/0001-72
Balancos Patrimoniais em 31 de dezembro de 2017 e de 2016
(Em Milhares de Reais)

	2017	2016		2017	2016
Ativo			Passivo e Patrimônio Líquido		
Circulante	1.258.222	1.234.492	Circulante	516.888	549.854
Disponibilidades (Nota 4)	2.049	800	Obrigações por repasses do país – instituições oficiais (Nota 13)	497.077	536.361
Títulos e valores mobiliários	663.394	617.557	BNDES	256.362	295.438
Carteira própria (Nota 5)	663.394	617.557	Caixa Econômica Federal	1.872	1.736
Operações de crédito (Nota 6)	505.832	568.861	FINAME	236.790	237.305
Operações de crédito	567.236	694.644	FINEP	2.053	1.882
Setor público	68.058	69.826	Outras obrigações	19.811	13.493
Setor privado	499.178	624.818	Cobrança e arrecadação de tributos e assemelhados	25	57
Provisão para operações de crédito de liquidação duvidosa	(61.404)	(125.783)	Sociais e estatutárias (Nota 14)	2.121	-
Outros créditos	86.829	47.149	Fiscais e previdenciárias (Nota 15)	1.821	2.922
Outros créditos	-	1.693	Diversas	15.844	10.514
Outros créditos	4.217	3.475	Despesas de pessoal	3.451	3.408
Rendas a receber (Nota 8)	82.612	41.981	Outros pagamentos	584	507
Diversos	236	200	Passivos atuariais (Nota 18)	658	772
Adiantamento e antecipações salariais	3	1	Credores diversos (Nota 19)	11.151	5.827
Adiantamento por nossa conta	3	1			
Créditos tributários de impostos e contribuições (Nota 9)	76.499	40.570	Exigível a longo prazo	2.094.864	2.554.602
Devedores por compra de valores e bens (Nota 10)	1.001	1.008	Obrigações por repasses do país – instituições oficiais (Nota 13)	2.006.878	2.435.883
Impostos e contribuições a compensar (Nota 11)	3.961	962	BNDES	990.267	1.186.593
Pagamentos a ressarcir	650	448	Caixa Econômica Federal	25.832	27.540
Devedores diversos no país	267	485	FINAME	980.990	1.213.064
Provisão para outros créditos de liquidação duvidosa	(5)	(1.693)	FINEP	9.799	8.686
Outros valores e bens	118	121	Outras obrigações	87.986	118.719
Outros valores e bens	115	121	Diversas	87.986	118.719
Despesas antecipadas	3	4	Provisão para contingências (Nota 16)	57.572	78.539
Realizável a longo prazo	2.013.942	2.515.692	Provisão para garantias financeiras prestadas (Nota 17)	17.072	25.558
Títulos e valores mobiliários	9.768	7.662	Passivos atuariais (Nota 18)	13.260	14.518
Carteira própria (Nota 5)	9.768	7.662	Comissão sob carta fiança	82	104
Operações de crédito (Nota 6)	1.826.412	2.272.123			
Operações de crédito	1.974.362	2.509.337	Patrimônio líquido (Nota 20)	689.919	676.749
Setor público	99.972	137.869	Capital Social	756.343	756.343
Setor privado	1.874.390	2.371.468	De domiciliados no país	756.343	756.343
Provisão para operações de crédito de liquidação duvidosa	(147.950)	(237.214)	Ajuste de avaliação patrimonial	(4.458)	(3.639)
Outros créditos	177.762	235.907	Prejuízos acumulados	(61.966)	(75.955)
Outros créditos	125	181			
Rendas a receber (Nota 8)	177.637	235.726			
Diversos	151.862	214.597			
Créditos tributários de impostos e contribuições (Nota 9)	1.501	2.519			
Devedores por Compra de Valores e Bens (Nota 10)	24.282	18.610			
Devedores por depósitos em garantia (Nota 16d)	(8)	-			
Provisão para outros créditos de liquidação duvidosa	(8)	-			
Permanente	29.507	31.021			
Imobilizado de uso (Nota 12)	29.507	31.021			
Imóveis de uso	35.074	35.074			
Outras imobilizações de uso	7.351	8.302			
Depreciação acumulada	(12.918)	(12.355)			
Total do Ativo	3.301.671	3.781.205	Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	3.301.671	3.781.205

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Badesul Desenvolvimento S.A. - Agência de Fomento/RS
CNPJ 02885855/0001-72

Demonstrações do Resultado

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e de 2016 e do segundo semestre de 2017
(Em Milhares de Reais)

	2º Semestre 2017	Exercício 2017	Exercício 2016
Receitas da intermediação financeira	140.369	301.906	402.119
Operações de crédito	113.490	240.645	322.792
Resultado de operações com títulos e valores mobiliários	26.879	61.261	79.327
Despesas da intermediação financeira	(86.249)	(239.834)	(407.573)
Operações de empréstimos e repasses	(50.876)	(108.968)	(121.224)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(35.373)	(130.866)	(286.349)
Resultado bruto da intermediação financeira	54.120	62.072	(5.454)
Outras receitas e despesas operacionais	2.183	(14.522)	(75.511)
Receitas da prestação de serviços	5.635	11.390	12.716
Rendas de tarifas bancárias	553	798	896
Despesas de pessoal	(17.132)	(33.519)	(40.398)
Outras despesas administrativas (Nota 23)	(9.100)	(16.961)	(17.530)
Despesas tributárias	(3.646)	(7.815)	(10.248)
Outras receitas operacionais (Nota 24)	33.583	47.481	9.254
Outras despesas operacionais (Nota 25)	(7.710)	(15.896)	(30.201)
Resultado operacional	56.303	47.550	(80.965)
Resultado não operacional	98	157	951
Resultado antes da tributação sobre o lucro e participações	56.401	47.707	(80.014)
Imposto de renda e contribuição social (Notas 3k e 22)	(24.387)	(31.597)	13.281
Provisão para imposto de renda	1.533	(2.414)	(4.295)
Provisão para contribuição social	1.230	(2.033)	(3.633)
Ativo fiscal diferido	(27.150)	(27.150)	21.209
Participações no lucro (Nota 14)	(2.121)	(2.121)	-
Administradores	(89)	(89)	-
Empregados	(2.032)	(2.032)	-
Lucro/(Prejuízo) líquido do período	29.893	13.989	(66.733)
Nº de Ações (Em milhares)	756.343	756.343	756.343
Lucro/(Prejuízo) por Ação - R\$	39,52	18,50	(88,23)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Badesul Desenvolvimento S.A. - Agência de Fomento/RS
CNPJ 02.885.855/0001-72
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido
Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e de 2016 e do segundo semestre de 2017
(Em Milhares de Reais)

	Reservas de lucros / (prejuízos) acumulados				Ajuste de avaliação patrimonial	Total
	Capital realizado	Legal	Reservas especiais -outras	(Prejuízos) acumulados		
Saldo em 1º de janeiro de 2016	756.343	21.195	4.180	(34.597)	(1.258)	745.863
Reversão de reservas de lucros para absorção de prejuízo	-	(21.195)	(4.180)	25.375	-	-
Ajuste de avaliação patrimonial líquido dos tributos (passivos atuariais)	-	-	-	-	(2.381)	(2.381)
(Prejuízo) do exercício	-	-	-	(66.733)	-	(66.733)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	756.343	-	-	(75.955)	(3.639)	676.749
Mutações do exercício	-	(21.195)	(4.180)	(41.358)	(2.381)	(69.114)
Saldo em 1º de janeiro de 2017	756.343	-	-	(75.955)	(3.639)	676.749
Ajuste de avaliação patrimonial líquido dos tributos (passivos atuariais)	-	-	-	-	(819)	(819)
Lucro do exercício	-	-	-	13.989	-	13.989
Saldo em 31 de dezembro de 2017	756.343	-	-	(61.966)	(4.458)	689.919
Mutações do exercício	-	-	-	13.989	(819)	13.170
Saldo em 1º de julho de 2017	756.343	-	-	(91.859)	(3.639)	660.845
Ajuste de avaliação patrimonial líquido dos tributos (passivos atuariais)	-	-	-	-	(819)	(819)
Lucro do semestre	-	-	-	29.893	-	29.893
Saldo em 31 de dezembro de 2017	756.343	-	-	(61.966)	(4.458)	689.919
Mutações do semestre	-	-	-	29.893	(819)	29.074

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Badesul Desenvolvimento S.A. - Agência de Fomento/RS

CNPJ 02.885.855/0001-72

Demonstrações dos Fluxos de Caixa (Método Indireto)

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016 e do segundo semestre de 2017

(Em Milhares de Reais)

	2º Semestre 2017	Exercício 2017	Exercício 2016
Fluxo de caixa das atividades operacionais			
Lucro/(prejuízo) no período antes da tributação e das participações	56.401	47.707	(80.014)
Ajustes do lucro/(prejuízo) líquido do período	17.828	108.592	309.195
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	33.305	122.708	282.608
Provisão para outros créditos de liquidação duvidosa	2.067	8.158	3.741
Provisão/(Reversão de provisão) para desvalorização de títulos livres	(250)	(672)	631
Provisão/(Reversão de provisão) para planos de benefícios	(980)	(2.095)	(972)
Provisão/(Reversão de provisão) para passivos contingentes	(16.607)	(12.642)	15.430
Baixa de ativos	4	4	-
Provisão/(Reversão de provisão) para garantias financeiras prestadas	(262)	(8.486)	5.574
Depreciação	551	1.617	2.183
Resultado do período ajustado	74.229	156.299	229.181
Variações nos ativos e obrigações	(72.629)	(154.943)	(229.748)
(Aumento)/Redução em títulos e valores mobiliários	(19.358)	(47.271)	14.123
Redução em operações de crédito	218.829	386.032	200.047
(Aumento) em outros créditos	(1.079)	(13.523)	(16.755)
Redução em outros valores e bens	8	7	3.605
(Redução) em outras obrigações	(6.862)	(4.108)	(56)
(Redução) em obrigações por empréstimos e repasses	(260.231)	(468.288)	(385.314)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(3.936)	(7.792)	(45.398)
Fluxo de Caixa líquido das atividades operacionais	1.600	1.356	(567)
Fluxo de caixa das atividades de investimento			
Aquisição do imobilizado de uso	-	(107)	(4)
Fluxo de Caixa líquido das atividades de investimento	-	(107)	(4)
Aumento/(Redução) de caixa e equivalentes de caixa	1.600	1.249	(571)
Modificações na posição de caixa e equivalentes de caixa (Nota 4)			
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	449	800	1.371
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	2.049	2.049	800
Aumento/(Redução) de caixa e equivalentes de caixa	1.600	1.249	(571)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em Milhares de Reais)

1 Contexto operacional

O Badesul Desenvolvimento S.A. - Agência de Fomento/RS (“Badesul”) é uma Instituição Financeira de capital fechado, constituída sob a forma de sociedade anônima de economia mista, autorizada pela Lei Estadual n.º 10.959, de 27 de maio de 1997, alterada pela Lei Estadual n.º 11.105, de 22 de janeiro de 1998 e pela Lei Estadual n.º 13.864, de 28 de dezembro de 2011. Teve seu funcionamento autorizado pelo Banco Central do Brasil em 07 de dezembro de 1998. Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 03 de abril de 2012 foi aprovada a alteração da razão social de Caixa Estadual S.A. - Agência de Fomento/RS para Badesul Desenvolvimento S. A. - Agência de Fomento/RS. O Banco Central do Brasil homologou essa alteração em 31 de maio de 2012 e o seu registro na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Sul ocorreu em 03/07/2012.

O Badesul é regido pela Resolução CMN n.º 2.828, de 30 de março de 2001, alterada pelas Resoluções CMN n.º 3.757 de 01 de julho de 2009, n.º 3.834 de 28 de janeiro de 2010 e n.º 4.023 de 27 de outubro de 2011, editadas pelo Banco Central do Brasil. A função precípua do Badesul é fomentar o desenvolvimento econômico e social do Estado do Rio Grande do Sul, através da oferta de soluções financeiras e não financeiras ao desenvolvimento dos setores público e privado.

Na gestão 2011-2014, em especial em 2012 e 2013 o Badesul exerceu papel central no financiamento da estratégia de desenvolvimento à economia gaúcha, do então Poder Executivo Estadual, denominada Política Industrial do Rio Grande do Sul. Tal política, teve como efeito a expansão do saldo de operações ativas desta Agência de Fomento, que alcançou, ao final de 2014, o valor de R\$ 3,6 bilhões, 132,0% superior ao valor de R\$ 1,5 bilhão registrado em dezembro de 2010 o que resultou num quadro de alta exposição ao risco de crédito.

Os efeitos negativos decorrentes da referida exposição ao risco de crédito foram amplamente divulgados nas Demonstrações Financeiras desde 2015, especialmente em dezembro de 2016 e em junho de 2017, onde foi informado sobre as medidas adotadas pela atual Administração, cabendo neste momento, comentar sobre o contexto operacional do Badesul ao final do exercício de 2017.

Observando os resultados comparativos apresentados nestas demonstrações financeiras, constata-se que tanto as ações estabelecidas nos planos de contingência, de reestruturação e tático, este último que consolidou os dois primeiros em abril de 2017, foram efetivas na medida em que houve melhora significativa da situação apresentada ao final deste exercício. As ações mais impactantes foram as relacionadas à gestão do risco de crédito. Entre os principais efeitos patrimoniais positivos destacam-se os seguintes:

- a) Disponibilidades: mesmo com toda a crise econômica enfrentada e com a queda da taxa Selic, o Badesul não só manteve como aumentou seu “colchão” de liquidez, em montante capaz de suportar o amplo *stress* financeiro advindo da macroeconomia nacional e da microeconomia da Instituição;
- b) Prejuízos acumulados: redução do saldo de prejuízos acumulados em razão do resultado positivo, obtido devido à redução de despesas, a exemplo das despesas de pessoal e administrativas, além da reversão de provisões decorrente de medidas de gestão efetivas sobre contingências, principalmente as trabalhistas. Também contribuiu de forma relevante para este resultado positivo

a provisão para créditos de liquidação duvidosa, cuja despesa foi menor em decorrência da inadimplência menor e consequente redução do saldo contábil da carteira de crédito.

Em complemento as ações mencionadas, o Badesul vem buscando reduzir sua dependência de *funding* proveniente do BNDES, isto porque até 2016, mais de 90% das liberações de financiamentos eram com repasses do Banco Nacional de Desenvolvimento. Como resultado, o Badesul conseguiu captar, ao longo de 2017, R\$ 50 milhões com a Caixa Econômica Federal e R\$ 7 milhões com o Ministério do Turismo. Tal captação deverá diversificar as fontes de recursos desta Agência nos próximos exercícios.

Este resultado, que reverteu uma sequência de prejuízos, embora ainda não ao nível ideal, indica que a situação avançou e deve continuar avançando. Sabe-se que o retorno do Badesul a uma situação de equilíbrio regida por lucro em 2017 e por tendência ascendente de suas operações de crédito projetadas para 2018 continua em progresso e será consolidada e sustentada nos próximos exercícios se, além de o Brasil continuar se recuperando da grave crise econômica que atinge o país desde 2014, se as finanças, as operações, os controles e os processos decisórios desta Agência de Fomento, representados nas medidas de gestão relacionadas se mantiverem fortalecidos, equilibrados e em harmonia com o cumprimento da sua missão institucional.

2 Base de preparação e apresentação das demonstrações financeiras

As demonstrações financeiras foram elaboradas a partir de diretrizes contábeis emanadas da Lei das Sociedades por Ações associadas às normas e instruções do Banco Central do Brasil - BACEN e do Conselho Monetário Nacional - CMN.

A apresentação destas demonstrações financeiras está em conformidade com o Plano Contábil das Instituições do Sistema Financeiro Nacional (COSIF) e os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), recepcionados pelo Conselho Monetário Nacional e Banco Central do Brasil.

Em 01 de março de 2018 a Diretoria Executiva aprovou as presentes demonstrações financeiras.

3 Resumo das principais práticas contábeis

a. Apuração do resultado

O resultado é apurado de acordo com o regime de competência, que estabelece que as receitas e despesas devam ser incluídas na apuração dos resultados dos períodos em que ocorrerem, sempre simultaneamente quando se correlacionarem, independentemente de recebimento ou pagamento.

As operações com taxas pré-fixadas são registradas pelo valor de resgate, e as receitas e despesas correspondentes ao período futuro são apresentadas em conta redutora dos respectivos ativos e passivos. As receitas e despesas de natureza financeira são contabilizadas pelo critério “pro rata die” e calculadas com base no modelo exponencial. As operações com taxas pós-fixadas ou indexadas a moedas estrangeiras são atualizadas até a data do Balanço.

b. Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa são representados por disponibilidades em moeda nacional e aplicações financeiras, cujo vencimento das operações na data da efetiva aplicação seja igual ou inferior a 90 dias e apresentam risco insignificante de mudança de valor justo.

c. Títulos e valores mobiliários

A carteira está composta por títulos de renda fixa, os quais são apresentados pelo custo acrescido dos rendimentos auferidos até a data do Balanço, ajustado a seu valor de mercado à provisão para perdas ou desvalorizações, quando aplicável.

As agências de fomento estão dispensadas da aplicação da Circular BACEN nº 3.068 de 8 de novembro de 2001, a qual estabelece que os títulos e valores mobiliários devem ser classificados dentro das seguintes categorias: títulos para negociação, disponíveis para venda e mantidos até o vencimento. A classificação contábil adotada pelo Badesul equipara-se a categoria “títulos para negociação”.

d. Operações de crédito

Estão demonstradas ao custo acrescido dos rendimentos auferidos. As operações de crédito estão classificadas de acordo com análise da Administração quanto ao nível de risco, considerando a conjuntura econômica e os riscos específicos em relação às operações, aos devedores e aos garantidores, observando os parâmetros estabelecidos nas Resoluções CMN nº 2.682 de 21 de dezembro de 1999 e nº 2.697 de 24 de fevereiro de 2000, ambas publicadas pelo Banco Central do Brasil.

A atualização das operações de crédito vencidas em até 59 dias é contabilizada em receitas de operações de crédito, e a partir do 60º dia, em rendas a apropriar. As atualizações de operações em recuperação judicial, após o registro de acordo originado de plano de recuperação homologado por juiz, são contabilizadas em rendas a apropriar até seu efetivo recebimento, quando serão levadas a resultado como receitas de operações de crédito. As operações classificadas como *rating* “H” permanecem nessa classificação por seis meses, quando então são baixadas contra a provisão existente e controladas em contas de compensação, não mais figurando no Balanço Patrimonial.

Os riscos das operações ativas renegociadas são definidos conforme critério da Resolução CMN 2.682, de 21 de dezembro de 1999, publicada pelo Banco Central do Brasil, ou seja, permanecem no *rating* que se encontravam antes da renegociação e as renegociações de operações de crédito que foram anteriormente baixadas contra a provisão, que estavam em contas de compensação, são classificadas como *rating* “H”. Eventuais ganhos provenientes da renegociação somente são reconhecidos como receita quando efetivamente recebidos.

e. Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa está constituída conforme determinações das Resoluções CMN nº 2.682, de 21 de dezembro de 1999 e nº 2.697, de 24 de fevereiro de 2000, publicadas pelo Banco Central do Brasil, complementada por provisões adicionais, segundo normativo interno.

É adotada a contagem em dobro dos prazos para as operações com prazo a decorrer superior a 36 meses, conforme dispõe o parágrafo 2º, Inciso II do Artigo 4º da Resolução CMN nº 2.682.

As operações objeto de renegociação são mantidas, no mínimo, no mesmo nível de risco em que estiverem classificadas, observado que aquelas registradas como prejuízo devem ser classificadas como de risco nível "H" quando renegociadas. As operações renegociadas poderão ser reclassificadas para nível de menor risco após amortização significativa do saldo ou quando fatos relevantes justificarem a mudança do nível de risco.

f. Demais ativos circulantes e realizáveis a longo prazo (não circulantes)

Demonstrados pelos valores de realização, incluindo, quando aplicável, os rendimentos e as variações monetárias "pro rata die" incorridos e as variações cambiais, deduzidos das correspondentes provisões para perdas ou ajuste ao valor de mercado e rendas a apropriar.

g. Imobilizado de uso

A partir do mês de janeiro de 2017 entrou em vigor a Resolução CMN nº 4.535, publicada em 28 de novembro de 2016, que dispõe sobre os critérios de reconhecimento e registro contábil dos componentes do ativo imobilizado de uso. Estabelece, entre outros procedimentos, a necessidade de revisão da vida útil dos ativos imobilizados de uso ao final de cada exercício ou sempre que houver alteração significativa nas estimativas anteriores. A depreciação deve corresponder ao valor depreciável dividido pela vida útil do ativo, calculada de forma linear, a partir do momento em que o bem estiver disponível para uso. Esta prática não substitui as regras vigentes para fins tributários, mantendo-se, portanto, controles para fins contábeis e fiscais de forma segregada.

Diante desta nova norma, foram baixados todos os itens que se encontravam em desuso e totalmente depreciados, e fora revisada a vida útil dos imóveis, itens de maior relevância para o exercício de 2017. Ao final do exercício de 2017 o imobilizado de uso está demonstrado pelo custo de aquisição. As depreciações para fins fiscais foram mantidas, calculadas pelo método linear, com base nas taxas anuais de 4% para imóveis de uso, 10% para equipamentos de uso, 10% para sistema de comunicação, 20% para sistema de processamento de dados e 40% para veículo. Para fins contábeis a única diferença que se apurou refere-se à depreciação dos imóveis, cuja taxa anual é de 3,33% considerando que a vida útil desses bens fora avaliada em 30 anos.

h. Redução ao valor recuperável de ativo

O imobilizado e outros ativos não circulantes, inclusive o ativo intangível, são revistos anualmente para se identificar evidências de perdas não recuperáveis, ou ainda, sempre que eventos ou alterações nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável. Quando este for o caso, o valor recuperável é calculado para verificar se há perda. Quando houver perda, ela é reconhecida pelo montante em que o valor contábil do ativo ultrapassa seu valor recuperável, que é o maior entre o preço líquido de venda e o valor em uso de um ativo.

i. Ativos e passivos em moeda estrangeira

Os ativos e passivos em moeda estrangeira foram convertidos para reais utilizando-se a taxa de câmbio divulgada pelo Banco Central do Brasil para a data do encerramento do período.

j. Demais passivos circulantes e exigíveis a longo prazo (não circulantes)

Demonstrados pelos valores conhecidos ou calculáveis, incluindo, quando aplicável, os encargos e as variações monetárias em base "pro rata die" incorridos, deduzidos das correspondentes despesas a apropriar.

k. Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro

São computados pela aplicação das alíquotas vigentes de 20% para a contribuição social e de 15% (mais adicional de 10% conforme legislação) para imposto de renda sobre o lucro tributável apurado no período, ajustado por diferenças permanentes e temporárias.

O ativo fiscal diferido, decorrente de imposto de renda e de contribuição social, é calculado mediante a aplicação das alíquotas vigentes na data das demonstrações financeiras sobre as diferenças temporárias e sobre os ganhos/perdas atuariais, o qual é registrado na rubrica Outros Créditos, em contrapartida do Resultado do Período, e, quando aplicável, em contrapartida ao patrimônio líquido.

Quando há alteração na legislação tributária é adotado o procedimento previsto na Circular nº 3.171, emitida pelo BACEN em 30 de dezembro de 2002, que determina que no caso de alteração da legislação tributária que modifique critérios e alíquotas a serem adotados em períodos futuros, os efeitos devem ser reconhecidos imediatamente com base nos critérios e alíquotas aplicáveis ao período em que cada parcela do ativo será realizada ou do passivo liquidada.

l. Passivo atuarial

O Badesul é patrocinador da FBSS – Fundação Banrisul de Seguridade Social e da CABERGS – Caixa de Assistência dos Empregados do Banco do Estado do Rio Grande do Sul, respectivamente, asseguram a complementação dos benefícios de aposentadoria e assistência médica a seus funcionários, conforme detalhamento constante na nota 18, bem como, oferece prêmio por aposentadoria segundo critérios estabelecidos em regulamento próprio. O reconhecimento contábil no Badesul segue as diretrizes contidas no Pronunciamento Técnico CPC nº 33 (R1) recepcionado pelo Banco Central do Brasil mediante a edição da Resolução do CMN nº 4.424 e alterações posteriores conforme Norma Brasileira de Contabilidade – NBC TG 33 (R2).

A Administração do Badesul tem procedido a avaliações atuariais dos planos de benefícios pós-emprego em conformidade com a legislação vigente em cada período. As avaliações atuariais são elaboradas com base em premissas e projeções, taxas de juros, inflação, aumento de benefícios, expectativa de vida, etc. As avaliações são atualizadas em bases anuais ao final de cada exercício, e, quando necessário, em bases semestrais.

O plano de aposentadoria na modalidade benefício definido tem o custo da concessão dos benefícios determinados pelo Método da Unidade de Crédito Projetada, líquido dos ativos garantidores do plano.

O custeio dos benefícios concedidos pelos planos é estabelecido separadamente para cada plano, utilizando o método do crédito unitário projetado. Os custos de serviços passados são reconhecidos como despesa, de forma linear, ao longo do período médio até que os direitos dos benefícios sejam adquiridos. Se o direito aos benefícios já tiver sido adquirido, custos de serviços passados são reconhecidos imediatamente após a introdução de um plano de aposentadoria.

O ativo ou passivo do plano de benefício reconhecido nas demonstrações financeiras corresponde ao valor presente da obrigação pelo benefício definido (utilizando uma taxa de desconto com base em títulos de longo prazo do Governo Federal Brasileiro), menos custos de serviços passados e ganhos e perdas atuariais ainda não reconhecidos e menos o valor justo dos ativos do plano que serão utilizados para liquidar as obrigações.

Os ativos dos planos de previdência são mantidos por uma Entidade Fechada de Previdência Complementar – FBSS e do Plano de Saúde pela CABERGS. Os ativos dos planos não estão

disponíveis aos credores e não podem ser pagos diretamente ao Badesul. O valor justo se baseia em informações sobre preço de mercado e, no caso de títulos cotados, nas cotações existentes no mercado. O valor de qualquer ativo de benefício definido reconhecido é limitado à soma de qualquer custo de serviço passado ainda não reconhecido e ao valor presente de qualquer benefício econômico disponível na forma de reduções nas contribuições patronais futuras aos planos.

m. Ativos e passivos contingentes

O reconhecimento, a mensuração e a divulgação dos ativos e passivos contingentes e as obrigações legais observam o disposto no Pronunciamento Técnico CPC nº 25 recepcionado pelo Banco Central do Brasil mediante a edição da Resolução CMN nº 3.823. Os principais critérios adotados são os seguintes:

- (i) **Contingências ativas** – não são reconhecidas nas demonstrações financeiras, exceto quando da existência de evidências que propiciem a garantia de sua realização, sobre as quais não cabem mais recursos.
- (ii) **Contingências passivas** – são reconhecidas nas demonstrações financeiras quando, baseado na opinião de assessores jurídicos e da Administração, for considerado provável o risco de perda de uma ação judicial ou administrativa, com uma provável saída de recursos para a liquidação das obrigações e quando os montantes envolvidos forem mensuráveis com suficiente segurança. Os passivos contingentes classificados como perdas possíveis pelos assessores jurídicos são apenas divulgados em notas explicativas, enquanto aquelas classificadas como perda remota não requerem reconhecimento contábil nem divulgação.

n. Estimativas contábeis

As estimativas contábeis são determinadas pela Administração, considerando fatores e premissas estabelecidas com base em julgamento. Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem as provisões para ajuste dos ativos ao valor provável de realização ou recuperação, as provisões para perdas, as provisões para contingências, marcação a mercado de instrumentos financeiros, os impostos diferidos, entre outros. A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores divergentes em razão de imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. Pelo menos semestralmente é realizada revisão das estimativas e premissas.

o. Lucro/prejuízo por ação

O lucro líquido/prejuízo por ação é calculado em reais com base na quantidade de ações em circulação em 31 de dezembro de 2017 e de 2016.

4 Caixa e equivalentes de caixa

Em 31 de dezembro de 2017, o caixa e equivalentes de caixa estavam assim compostos:

	2017	2016
Caixa	13	14
Depósitos Bancários	2.036	786
Total	2.049	800

5 Títulos e valores mobiliários

a. Carteira Própria - Composição

A carteira de títulos é administrada pelo Banco do Estado do Rio Grande do Sul S.A.

Do total aplicado em 31 de dezembro de 2017, o valor de R\$ 2.769 (R\$ 4.140 em 2016) refere-se aos recursos a serem repassados aos Fundos de Desenvolvimento do Estado do Rio Grande do Sul, cuja obrigação está contabilizada conforme descrito na nota 19. A gestão financeira desses recursos é realizada pelo Badesul, conforme descrito na nota 28b.

	Curto Prazo		Longo Prazo	
	2017	2016	2017	2016
Letras Financeiras do Tesouro	644.009	603.603	-	-
Cotas de Fundos de Renda Fixa	19.529	14.770	-	-
Cotas de Fundos em Participações (i)	-	-	9.768	7.662
(-) Provisão para desvalorização de títulos livres	(144)	(816)	-	-
Total	663.394	617.557	9.768	7.662

- (i) São fundos mútuos de investimento em empresas emergentes e inovadoras destinados à aplicação em carteira diversificada de valores mobiliários de emissão dessas empresas, cujo prazo é de dez anos com período de maturação dos investimentos em torno de seis anos. Esses fundos são administrados por instituições privadas. As cotas destes fundos são avaliadas pelos valores divulgados pelo respectivo administrador na data base do Balanço. Em 31/12/17 essas aplicações estavam assim compostas:

Fundo	Instituição	Quantidade de Cotas	Quantidade de Cotas	Saldo Contábil
		Subscritas	Integralizadas	
CRP Empreendedor	CRP Companhia de Participações	10.000	5.258	5.420
CRIATEC II	Lions Trust Admin. de Recursos Ltda	10.000	5.351	3.732
CRIATEC III	Lions Trust Admin. de Recursos Ltda	10.000	1.134	616
Total		30.000	11.743	9.768

b. Carteira própria - Valor de mercado

	2017		2016	
	Valor Contábil	Valor de Mercado	Valor Contábil	Valor de Mercado
Letras Financeiras do Tesouro	643.865	643.865	602.787	602.787
Cotas de Fundos de Renda Fixa	19.529	19.529	14.770	14.771
Cotas de Fundos em Participações	9.768	17.110	7.662	15.627
Total	673.162	680.504	625.219	633.185

O valor de mercado, exceto para as cotas de fundos de investimento, é calculado com base em preços unitários disponibilizados pela Associação Brasileira das Entidades de Mercado Financeiro e de Capitais - ANBIMA para o mercado secundário desses títulos. Para as cotas de fundos de investimento financeiro o valor das aplicações é atualizado com base no valor da cota divulgada na CVM, já para os fundos de investimento em participações o valor de mercado é estimado com base no valor justo dos ativos investidos na proporção investida.

6 Operações de crédito

a. Composição por tipo de operação

	Curto Prazo		Longo Prazo	
	2017	2016	2017	2016
Financiamentos	297.988	407.771	963.615	1.304.394
Financiamentos Rurais e Agroindustriais	207.178	223.422	921.167	1.083.251
Financiamentos Infraestrutura e Desenvolvimento	62.070	63.401	89.580	121.692
Total	567.236	694.594	1.974.362	2.509.337

b. Composição da carteira por vencimento (parcelas)

	2017	2016
Vencidas	38.673	56.277
Até 60 dias	15.662	21.141
De 61 a 180 dias	13.539	18.850
Acima de 180 dias	9.472	16.286
Vincendas	2.502.925	3.147.704
Até 180 dias	259.156	331.069
De 181 a 360 dias	269.407	307.298
Acima de 360 dias	1.974.362	2.509.337
Total	2.541.598	3.203.981

c. Composição da carteira por setor de atividade

	2017	2016
Setor Público Municipal	168.030	207.695
Administração Direta	163.396	202.264
Outros Serviços	4.634	5.431
Setor Privado	2.373.568	2.996.286
Pessoa Física	2.760	1.757
Indústria	841.010	1.194.215
Comércio	130.737	175.600
Outros Serviços	270.716	317.991
Rural	1.128.345	1.306.723
Total	2.541.598	3.203.981

d. A composição da carteira de crédito está distribuída nos seguintes níveis de risco

Classificação nível de risco	2017							
	Total das operações de crédito		Provisão Resolução BACEN		Provisão adicional		Provisão total	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%
AA	492.106	19,36	-	-	1.466	0,29	1.466	0,29
A	863.235	33,97	4.316	0,5	427	0,04	4.743	0,54
B	630.562	24,81	6.306	1,0	1.609	0,25	7.915	1,25
C	236.568	9,31	7.097	3,0	3.382	1,42	10.479	4,42
D	106.301	4,18	10.630	10,0	7.202	6,77	17.832	16,77
E	93.065	3,66	27.920	30,0	20.445	21,96	48.365	51,96
F	19.059	0,75	9.530	50,0	8.322	43,66	17.852	93,66
G	30.807	1,21	21.565	70,0	9.242	29,99	30.807	99,99
H	69.895	2,75	69.895	100,00	-	-	69.895	100,00
Total	2.541.598	100,00	157.259	-	52.095	-	209.354	-

2016								
Classificação nível de risco	Total das operações		Provisão Resolução		Provisão adicional		Provisão total	
	de crédito		BACEN					
	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%
AA	670.463	20,93	-	-	2.432	0,36	2.432	0,36
A	1.078.379	33,66	5.392	0,5	497	0,04	5.889	0,55
B	713.608	22,27	7.136	1,0	1.424	0,19	8.560	1,19
C	260.607	8,13	7.818	3,0	4.072	1,56	11.890	4,56
D	105.797	3,30	10.581	10,0	7.805	7,37	18.386	17,37
E	106.241	3,32	31.872	30,0	19.754	18,59	51.626	48,59
F	72.546	2,26	36.273	50,0	31.601	43,55	67.874	93,55
G	15.057	0,47	10.540	70,0	4.517	30,00	15.057	100,00
H	181.283	5,66	181.283	100,00	-	-	181.283	100,00
Total	3.203.981	100,00	290.895	-	72.102	-	362.997	-

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída em montante considerado suficiente para cobertura do risco de crédito das operações. Para tanto, o Badesul efetua provisionamento superior ao mínimo regulamentado na Resolução CMN nº 2.682, de 21 de dezembro de 1999, publicada pelo BACEN. As operações classificadas de um mesmo cliente com montante de saldo superior a R\$ 50 são avaliadas periodicamente e tem seu conceito ratificado ou modificado segundo as regras de avaliação. As operações de clientes de saldo inferior a R\$ 50 tem provisão constituída pelo seu nível apurado na contratação da operação, recalculado pelo nível de atraso dos contratos. O conjunto de operações de um mesmo cliente tem seu provisionamento balizado pela operação de pior risco.

e. Movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa

	2017	2016
Saldo Inicial	362.997	225.241
Adições / (Reversões) líquidas	122.708	282.608
Baixa por transferência a prejuízo	(276.351)	(144.852)
Saldo Final	209.354	362.997

Em 31 de dezembro de 2017 o saldo da provisão em relação à carteira de crédito equivale a 8,24% (11,33% em 2016).

f. Concentração dos maiores tomadores de crédito

	2017		2016	
	Valor	% Carteira	Valor	% Carteira
Maior	69.940	2,75	73.245	2,29
10 maiores seguintes	312.381	12,29	374.449	11,69
20 maiores seguintes	320.227	12,60	419.724	13,10
Demais	1.839.050	72,36	2.336.563	72,92
Total	2.541.598	100,00	3.203.981	100,00

g. Garantias

Em garantia ao risco de crédito de suas operações, o Badesul detém a seu favor, alternativamente ou cumulativamente, garantias reais de hipotecas e penhores, alienação fiduciária, avais e fianças, vinculação de recursos como reserva irrevogável de formas de pagamento provenientes de recebíveis, garantia complementar de fundos e quotas parte de ICMS nas operações com prefeituras.

h. Valores baixados a prejuízo

No exercício de 2017 foi baixado a prejuízo o montante de R\$ 276.351 (R\$ 145.044 em 2016), em cumprimento ao que dispõe a Resolução 2.682 de 21/12/1999, editada pelo BACEN, compreendendo as operações de crédito classificadas no nível de risco "H" por período superior a seis meses.

O saldo acumulado, em 31 de dezembro de 2017, dessas operações baixadas a prejuízo e controladas pelo valor histórico em contas de compensação está representado por R\$ 558.498 (R\$ 331.472 em 2016). Em 2017 foi baixado do saldo de prejuízo o montante de R\$ 23, referente perda de valor contábil decorrente do registro de acordos em processos de recuperação judicial.

As recuperações por recebimento e renegociação das operações de crédito baixadas a prejuízo foram reconhecidas como Receitas de Recuperação de Créditos e atingiram, no exercício, o montante de R\$ 50.537 (R\$ 89.858 em 2016), sendo que R\$ 49.302 referem-se ao saldo contábil recuperado e R\$ 1.235 referem-se aos encargos incorridos a partir de 60 dias do atraso das parcelas contratuais até a data do recebimento.

7 Outros créditos - avais e fianças honrados

a. Composição do saldo

	2017	2016
Créditos por avais e fianças honrados	-	1.693
(-) Provisão para outros créditos de liquidação duvidosa	-	(1.693)
Total	-	-

b. Movimentação da provisão para outros créditos de liquidação duvidosa

	2017	2016
Saldo Inicial	1.693	2.527
Adições / (Reversões) líquidas	8.144	3.741
Baixa por transferência a prejuízo	(9.837)	(4.575)
Saldo Final	-	1.693

c. Valores baixados a prejuízo

No exercício de 2017 foi baixado a prejuízo o montante de R\$ 9.837 (R\$ 4.575 em 2016), em cumprimento ao que dispõe a Resolução 2.682 de 21/12/1999, editada pelo BACEN, compreendendo as operações de crédito classificadas no nível de risco "H" por período superior a seis meses.

O saldo acumulado, em 31 de dezembro de 2017, dessas operações baixadas a prejuízo e controladas pelo valor histórico em contas de compensação está representado por R\$ 15.287 (R\$ 4.763 em 2016). Em 2017 foi estornada baixa indevida no valor de R\$ 687.

Não houve, no período, recuperação de prejuízo de cartas fianças honradas.

8 Outros créditos - rendas a receber

	Curto prazo		Longo prazo	
	2017	2016	2017	2016
Comissões por Coobrigações a Receber/Carta Fiança	1.334	1.179	125	181
Taxas de Administração de Fundos Estaduais de Desenvolvimento	2.883	2.296	-	-
Total	4.217	3.475	125	181

9 Outros créditos – diversos - créditos tributários de impostos e contribuições

A Administração do Badesul, tendo por base estudo técnico conforme requerido pelo Banco Central do Brasil, realiza reconhecimento de créditos tributários decorrentes de diferenças temporárias. Foram constituídos créditos tributários decorrentes de provisão para crédito de liquidação duvidosa, de rendas de atraso de contratos de operações de crédito, de provisão para perdas decorrentes de ações trabalhistas, de passivos atuariais e de provisão para perdas com coobrigações assumidas, ambas passíveis de realização no período máximo de dez anos.

O reconhecimento contábil leva em consideração a realização provável desses créditos tributários a partir de resultados futuros projetados com base em premissas internas, que, devido às incertezas que permeiam projeções desta natureza, essas podem não se concretizar, por isso são realizadas revisões do estudo técnico semestralmente.

Foram reconhecidos os créditos tributários decorrentes das diferenças temporárias julgadas relevantes. Todos os procedimentos foram adotados conforme requisitos estabelecidos na Resolução CMN nº 3.355, de 31 de março de 2006 e na Circular BACEN nº 3.171, de 30 de dezembro de 2002.

a. Composição do saldo dos créditos tributários

	Curto Prazo		Longo Prazo		Total	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Ativo fiscal diferido - IRPJ	42.499	22.137	94.914	129.970	137.413	152.107
Ativo Fiscal diferido - CSLL	34.000	18.433	56.948	84.627	90.948	103.060
Total	76.499	40.570	151.862	214.597	228.361	255.167

Os créditos tributários diferidos ativos apresentados em 31 de dezembro de 2017 são resultantes da aplicação das alíquotas fiscais sobre o saldo das diferenças temporárias, que foram as seguintes: de 25% para o imposto de renda, e para a contribuição social de 20% para o exercício de 2018 e de 15% a partir do exercício de 2019 considerando o disposto na Lei nº 13.169 de 06 de outubro de 2015.

b. Composição das diferenças temporárias e respectivos tributos

Diferenças Temporárias	2017		
	Saldo projetado para realização em até dez anos	Créditos Tributários IRPJ	Créditos Tributários CSLL
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	407.732	101.933	68.016
Rendas de atraso	62.770	15.693	10.757
Provisão para perdas com ações trabalhistas	51.173	12.793	7.685
Provisão para passivos atuariais	12.422	3.105	1.896
Provisão para perdas com coobrigações	15.555	3.889	2.594
Total	549.652	137.413	90.948

	2016		
	Saldo projetado para realização em até dez anos	Créditos Tributários IRPJ	Créditos Tributários CSLL
Diferenças Temporárias			
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	453.713	113.026	76.053
Rendas de Atraso	45.280	11.320	8.008
Provisão para perdas com ações trabalhistas	70.199	17.550	12.426
Provisão para passivos atuariais	15.290	3.823	2.345
Provisão para perdas com coobrigações	25.558	6.389	4.227
Total	610.040	152.108	103.059

c. Movimentação do saldo dos créditos tributários

	2017			2016
	IRPJ	CSLL	Total	Total
Saldo inicial	152.108	103.059	255.167	232.370
Adições				
- Resultado (ajuste de lançamento)	402	(402)	-	146.854
- Patrimônio líquido	214	130	344	1.750
Exclusões/Baixas				
- Resultado	(15.311)	(11.839)	(27.150)	(125.645)
- Patrimônio líquido	-	-	-	(162)
Total	137.413	90.948	228.361	255.167

d. Período estimado de realização dos créditos tributários reconhecidos

Ano de Realização	2017			
	Diferenças Temporárias	IRPJ	CSLL	Total
2018	169.996	42.500	34.000	76.500
2019	167.142	41.786	25.071	66.857
2020	112.437	28.109	16.865	44.974
2021	12.566	3.141	1.885	5.026
Acima de 2022	87.511	21.877	13.127	35.004
Total	549.652	137.413	90.948	228.361

Ano de Realização	2016			
	Diferenças Temporárias	IRPJ	CSLL	Total
2017	89.900	22.073	18.381	40.454
2018	133.142	33.285	26.628	59.913
2019	139.896	34.974	20.984	55.958
2020	109.724	27.431	16.459	43.890
Acima de 2021	137.378	34.345	20.607	54.952
Total	610.040	152.108	103.059	255.167

e. Valor presente dos créditos tributários reconhecidos

De acordo com o estabelecido no inciso V do artigo 3º da Circular nº 3.171 emitida pelo Banco Central do Brasil, o valor presente dos créditos tributários, calculado considerando a taxa média de captação de 2,63%, está representado por R\$ 127.893 (R\$ 132.430 em 2016) referentes ao imposto de renda e R\$ 85.015 (R\$ 96.329 em 2016) referentes à contribuição social.

Créditos tributários não reconhecidos

Para fins de divulgação, foram estimados os valores de créditos tributários não reconhecidos, os quais representam em 31 de dezembro de 2017, R\$ 14.071 (R\$ 7.959 em 2016) relativos ao Imposto de Renda e R\$ 8.515 (R\$ 5.644 em 2016) relativos à Contribuição Social.

10 Outros créditos – diversos - devedores por compra de valores e bens

O saldo apresentado ao final do exercício refere-se ao valor financiado por venda a prazo de imóvel recebido em dação em pagamento de operação de crédito.

	Curto prazo		Longo prazo	
	2017	2016	2017	2016
Devedores por Compra de Valores e Bens	1.001	1.008	1.501	2.519
Total	1.001	1.008	1.501	2.519

11 Outros créditos – diversos – impostos e contribuições a compensar

	2017	2016
Antecipações de IRPJ não compensadas no próprio exercício	2.782	962
Antecipações de CSLL não compensadas no próprio exercício	1.179	-
Total	3.961	962

12 Imobilizado de uso

Em 31 de dezembro de 2017 o imobilizado de uso apresenta a seguinte composição, tendo sido adotada a prática contábil descrita na nota 3g:

	Taxa de depreciação % ao ano	2017		2016	
		Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Imóveis de uso (i)	3,33	35.074	(6.458)	28.616	29.603
Instalações, móveis e equipamentos	10	4.348	(3.692)	656	1.024
Sistema de processamento de dados	20	2.887	(2.675)	212	358
Outros	10	116	(93)	23	36
Total		42.425	(12.918)	29.507	31.021

(i) A taxa de depreciação adotada para o exercício de 2016 foi de 4%.

13 Obrigações por repasse do país - Instituições oficiais

Os recursos internos para repasses representam, basicamente, captações de Instituições Oficiais (BNDES, FINAME, FINEP e CEF). Essas obrigações tem vencimentos mensais, exceto determinadas obrigações decorrentes de repasses para financiamentos rurais que tem vencimentos semestrais e anuais. Os encargos financeiros incidentes sobre obrigações por repasses são: (a) nas operações pós-fixadas de 0,50% ao ano a 7,70% ao ano, além das variações dos indexadores (TJLP, Dólar, Cesta de Moedas, SELIC, UPRD-P, UPF e IPCA-M), e, (b) nas operações pré-fixadas de 0% ao ano até 14,24% ao ano.

Os saldos estão sumariados da seguinte forma:

	2017			
	Até 3 meses	De 3 até 12 meses	Total Circulante	Acima de 12 meses Total obrigações
BNDES	59.074	197.288	256.362	990.267
CEF	455	1.417	1.872	25.832
FINAME	48.685	188.105	236.790	980.980
FINEP	504	1.549	2.053	9.799
Total	108.718	388.359	497.077	2.006.878

	2016				
	Até 3	De 3 até 12	Total	Acima de	Total
	meses	meses	Circulante	12	obrigações
				meses	
BNDES	66.786	228.652	295.438	1.186.593	1.482.031
CEF	423	1.313	1.736	27.540	29.276
FINAME	48.181	189.124	237.305	1.213.064	1.450.369
FINEP	464	1.418	1.882	8.686	10.568
Total	115.854	420.507	536.361	2.435.883	2.972.244

14 Outras obrigações – Sociais e estatutárias

O saldo em 31 de dezembro de 2017, no valor de R\$ 2.121, refere-se à participação nos lucros e resultados - PLR, apurada de acordo com o disposto na Convenção Coletiva de Trabalho da FENABAN para os exercícios de 2016/2017 e Acordo Coletivo de Trabalho assinado pelo Badesul para o mesmo período.

15 Outras obrigações – fiscais e previdenciárias

	2017	2016
Impostos e Contribuições sobre Lucros a Pagar	-	369
Impostos e Contribuições sobre Serviços de Terceiros	111	105
Impostos e Contribuições sobre Salários	1.091	1.562
PIS, COFINS, ISSQN	619	886
Total	1.821	2.922

16 Outras obrigações – diversas - provisão para contingências

Natureza	Movimentação 2017			Saldo Final
	Saldo Inicial	Adições	Baixas/ Reversões	
Trabalhista (a)	70.199	4.144	18.088	56.255
Cível (b)	181	202	79	304
Provisão FGI (vide nota 25i)	8.081	-	7.068	1.013
Outras Provisões	78	1	79	-
Total	78.539	4.347	25.314	57.572

Natureza	Movimentação 2016			
	Saldo Inicial	Adições	Baixas/ Reversões	Saldo Final
Trabalhista (a)	57.276	14.378	1.455	70.199
Cível (b)	233	-	52	181
Provisão FGI (vide nota 25i)	6.969	1.112	-	8.081
Outras Provisões	-	78	-	78
Total	64.478	15.568	1.507	78.539

Os critérios de quantificação das contingências são adequados às características específicas das carteiras cíveis, trabalhistas e fiscais, bem como outros riscos.

a. Ações trabalhistas

Para os processos trabalhistas a apuração é realizada periodicamente, a partir da determinação do valor do pedido e da probabilidade de perda, que, por sua vez, é estimada conforme as características de fato e de direito relativas àquela ação. Os valores considerados de perda provável são objeto de provisão contábil. As contingências têm relação com processos em que se discutem pretensos direitos trabalhistas, relativos à legislação trabalhista específica da categoria profissional tais como horas extras, equiparação salarial, reintegração, adicional de transferência, complemento de aposentadoria e outros.

No exercício de 2017, considerando julgamentos de recursos apresentados pelo Badesul dentro da fase executiva de processos trabalhistas, tendo o Tribunal Regional do Trabalho da 4ª Região, através da Seção Especializada de Execuções acolhido a tese defendida de mandar incidir na fase de liquidação/execução o teto remuneratório constitucional previsto no artigo 37, parágrafo 9º, inciso XI da Constituição Federal e considerando o fato de serem remotas as chances de reversão desse entendimento nos Tribunais Superiores, foi realizado ajuste reduzindo os valores provisionados referentes aos processos já julgados no TRT/4ª Região. As adições reconhecidas no exercício de 2017 decorreram de novas ações impetradas e de atualização financeira de todos os processos, cuja probabilidade de perda foi julgada provável.

Em 31 de dezembro de 2017 existiam 71 (69 em 2016) ações envolvendo risco de perda possível que representavam o valor de R\$ 22.962 (R\$ 35.081 em 2016).

b. Ações cíveis

Processos cíveis: a apuração é realizada periodicamente, a partir da determinação do valor do pedido e da probabilidade de perda, que, por sua vez, é estimada conforme as características de fato e de direito relativas àquela ação. Os valores considerados de perda provável são objeto de provisão contábil.

As contingências são em geral decorrentes de pedidos de reparação por danos morais ou materiais. Em 31 de dezembro de 2017 existiam 170 (172 em 2016) ações envolvendo risco de perda possível que representam o valor de R\$ 39.414 (R\$ 31.494 em 2016).

c. Ações Fiscais

- (i) Em 23 de dezembro de 2013 a Receita Federal do Brasil expediu dois autos de infração, para PIS e COFINS, respectivamente, cujo montante apurado com juros e multa foi R\$ 68.655

compreendendo o período de 2009 a 2011, compostos pelos valores originais atualizados acrescidos das multas de ofício. No entendimento do fisco as agências de fomento, no caso o Badesul, não poderiam apurar o PIS e a COFINS por meio do método cumulativo e sim pelo não cumulativo. Vencidas as etapas de recursos no âmbito administrativo, em abril de 2017, o Badesul ajuizou ação anulatória de débito fiscal contra a União Federal, tombada sob o número 5018084-59.2017.4.04.7100, com probabilidade de perda possível e estimativa de perda atualizada para R\$ 96.212 em 31/12/2017 (R\$ 89.541 em dezembro de 2016). Avalia-se a perda como possível visto as evidências indicarem ser o Badesul equiparado à instituição financeira desde sua criação, ou seja, desde antes da vigência da Lei Federal nº 12.715/2012, que positivou expressamente a equiparação de agências de fomento a instituições financeiras/bancos de desenvolvimento, para fins de tributação federal, tendo, portanto, o direito de recolher PIS/COFINS na sistemática cumulativa da Lei Federal nº 9.718 de 27 de novembro de 1998, justamente por ser equiparada a instituição financeira. Em setembro de 2017 sobreveio sentença de 1º grau, que julgou integralmente procedente pedido formulado na ação anulatória c/c declaratória, anulando-se integralmente o crédito tributário por entender que as agências de fomento devem ser equiparadas a instituições financeiras. A União apelou da decisão (reexame necessário, por se tratar de ente público) e o Badesul apresentou suas contrarrazões. Por ora o processo se encontra em fase de recursos. A título de divulgação informa-se que Associação Brasileira de Instituições Financeiras de Desenvolvimento – ABDE, em 2010, ajuizou ação coletiva que versa sobre esse tema.

d. Devedores por depósitos em garantia

	2017	2016
Ações cíveis	68	142
Ações trabalhistas	24.189	18.444
Ações tributárias	25	24
Total	24.282	18.610

17 Outras obrigações – diversas - provisão para garantias financeiras prestadas

Movimentação 2017				
Natureza	Saldo Inicial	Adições	Baixas/ Reversões	Saldo Final
Outras fianças bancárias - cartas fiança (veja nota 25ii)	25.558	10.793	19.279	17.072
Total	25.558	10.793	19.279	17.072

Movimentação 2016				
Natureza	Saldo Inicial	Adições	Baixas/ Reversões	Saldo Final
Provisão p/perda com coobrigações* (veja nota 25ii)	19.984	12.270	6.696	25.558
Total	19.984	12.270	6.696	25.558

* Em 2017 houve ajuste do plano de contas, conforme COSIF, alterando a nomenclatura da rubrica.

18 Outras obrigações – diversas - passivos atuariais

	Curto prazo		Longo prazo	
	2017	2016	2017	2016
Passivo c/plano de previdência complementar (c)	-	-	9.312	10.974
Passivo c/planos de saúde (d)	-	-	2.369	1.742
Passivo c/prêmio por aposentadoria (e) (*)	658	772	1.579	1.802
Total	658	772	13.260	14.518

(*) Para efeito de publicação o saldo referente à provisão para prêmio por aposentadoria está segregado em curto e longo prazo, considerando a data esperada de elegibilidade de aposentadoria pelo critério do INSS (vide nota 18e).

a. Composição do passivo atuarial líquido

Para 31 de dezembro de 2017 foi procedida, por atuário independente, nova avaliação atuarial dos planos de benefício pós-emprego. Segue demonstração da posição do passivo atuarial líquido.

	Planos de Previdência Complementar					
	Plano	Plano	Plano	Plano	Plano de	Prêmio de
	PB1	saldado	FBPREV I	FBPREV II	saúde	aposentadoria
	(c.i)	(c.ii)	(c.iii)	(c.iv)	(d)	(e)
Movimentação da Posição Líquida do Balanço	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017
Valor presente das obrigações atuariais	25.247	11.207	280	14.258	5.192	2.237
Valor justo dos ativos do plano	(17.786)	(9.356)	(282)	(14.985)	(2.823)	-
Efeito do Teto de Ativos e Passivos Adicionais	-	-	2	727	-	-
Valor presente das obrigações a descoberto	7.461	1.851	-	-	2.369	2.237
Passivo atuarial líquido	7.461	1.851	-	-	2.369	2.237

	Planos de Previdência Complementar					
	Plano	Plano	Plano	Plano	Plano de	Prêmio de
	PB1	saldado	FBPREV I	FBPREV II	saúde	aposentadoria
	(c.i)	(c.ii)	(c.iii)	(c.iv)	(d)	(e)
Movimentação da Posição Líquida do Balanço	31/12/2016	31/12/2016	31/12/2016	31/12/2016	31/12/2016	31/12/2016
Valor presente das obrigações atuariais	24.817	10.651	312	6.882	4.266	2.574
Valor justo dos ativos do plano	(15.884)	(9.413)	(271)	(6.120)	(2.524)	-
Valor presente das obrigações a descoberto	8.933	1.238	41	762	1.742	2.574
Passivo atuarial líquido	8.933	1.238	41	762	1.742	2.574

b. Movimentação do passivo atuarial reconhecido

Movimentação no exercício

	Planos de Previdência Complementar					Prêmio de aposentadoria (e)
	Plano PB1	Plano saldado	Plano FBPREV I	Plano FBPREV II	Plano de saúde (d)	
	(c)	(c)	(c)	(c)	(d)	
	(c)	(c)	(c)	(c)	(d)	
Passivo Atuarial em 31 de dezembro de 2016	8.933	1.238	41	762	1.742	2.574
Despesa (receita) reconhecida no resultado	(2.261)	(46)	65	129	(84)	102
(Ganho)/Perda reconhecidos em outros resultados abrangentes	789	659	(106)	(891)	711	-
Baixa por aposentadoria	-	-	-	-	-	(439)
Passivo (Ativo) atuarial líquido em 31 de dezembro de 2017	7.461	1.851	-	-	2.369	2.237

	Planos de Previdência Complementar					Prêmio de aposentadoria (e)
	Plano PB1	Plano saldado	Plano FBPREV I	Plano FBPREV II	Plano de saúde (d)	
	(c)	(c)	(c)	(c)	(d)	
	(c)	(c)	(c)	(c)	(d)	
Passivo Atuarial em 31 de dezembro de 2015	6.655	518	73	920	1.553	4.185
Despesa (receita) reconhecida no resultado	320	(8)	59	190	186	328
(Ganho)/Perda reconhecidos em outros resultados abrangentes	3.381	840	(58)	(346)	153	-
Contribuições do empregador vertidas no exercício	(1.423)	(112)	(33)	(2)	(150)	(1.939)
Passivo (Ativo) atuarial líquido em 31 de dezembro de 2016	8.933	1.238	41	762	1.742	2.574

Movimentação no segundo semestre

	Planos de Previdência Complementar					Prêmio de aposentadoria (e)
	Plano PB1	Plano saldado	Plano FBPREV I	Plano FBPREV II	Plano de saúde (d)	
	(c)	(c)	(c)	(c)	(d)	
	(c)	(c)	(c)	(c)	(d)	
Passivo Atuarial em 30 de junho de 2017	7.803	1.215	73	826	1.700	2.119
Despesa (receita) reconhecida no resultado	(1.131)	(23)	33	65	(42)	118
(Ganho)/Perda reconhecidos em outros resultados abrangentes	789	659	(106)	(891)	711	-
Passivo (Ativo) atuarial líquido em 31 de dezembro de 2017	7.461	1.851	-	-	2.369	2.237

	Planos de Previdência Complementar					Prêmio de aposentadoria (e)
	Plano PB1	Plano saldado	Plano FBPREV I	Plano FBPREV II	Plano de saúde (d)	
	(c)	(c)	(c)	(c)	(d)	
	(c)	(c)	(c)	(c)	(d)	
Passivo Atuarial em 30 de junho de 2016	6.103	458	87	1.014	1.571	4.075
Despesa (receita) reconhecida no resultado	160	(4)	29	95	93	292
(Ganho)/Perda reconhecidos em outros resultados abrangentes	3.381	840	(58)	(346)	153	-
Contribuições do empregador vertidas no semestre	(711)	(56)	(17)	(1)	(75)	(1.793)
Passivo (Ativo) atuarial líquido em 31 de dezembro de 2016	8.933	1.238	41	762	1.742	2.574

c. Planos de previdência complementar

O Badesul é co-patrocinador da Fundação BANRISUL de Seguridade Social, cuja principal finalidade é a de manter os planos de aposentadorias e pensões, os quais seguem discriminados abaixo:

- (i) **Plano de Benefícios I (PB1):** É do tipo "benefício definido" oferecido aos empregados oriundos do BANRISUL admitidos pelo Badesul por meio de sucessão trabalhista, e a sua avaliação é realizada em conformidade com a legislação específica, é procedida por atuário independente. O regime atuarial de apuração do custo e contribuições do plano é o de capitalização coletiva. Os participantes contribuem com taxas variáveis conforme as faixas salariais. Este plano de benefícios está fechado para novas adesões. Tendo em vista que este plano apresentou déficits recorrentes (desde 2009), foi firmado Termo de Ajustamento de Conduta - TAC entre a Fundação Banrisul de Seguridade Social - FBSS e os respectivos patrocinadores, mediante a aprovação do órgão regulador e fiscalizador (PREVIC) em 23/12/2013, contendo as condições para reestruturação deste Plano com a possibilidade de migração espontânea e incentivada dos participantes e assistidos para um plano de benefícios saldado e/ou para um plano de contribuição definida, visando ao equacionamento da situação que se apresentava. O cronograma estabelecido no TAC previu 180 dias para conclusão do processo como um todo. Ao longo do primeiro semestre de 2014 foi operacionalizado o cronograma de eventos estabelecido no TAC, tendo ocorrido o processo de migração voluntária e incentivada dos participantes e assistidos para os novos Planos (Plano de benefícios Saldado e Plano de benefícios FBPREV II), na sua maioria para este último. Permanecem neste Plano 3 participantes ativos, 19 aposentados e 3 pensionistas.
- (ii) **Plano de Benefícios Saldado:** Criado no primeiro semestre de 2014 para migração dos beneficiários do Plano PB1. É do tipo "benefício definido" e sua avaliação é procedida por atuário independente. Sendo este um plano saldado, não há apuração de custos e, conseqüentemente, contribuições normais. Poderá haver, porém, contribuições extraordinárias, caso o plano apresente déficit. São beneficiários deste Plano 3 participantes ativos e 6 aposentados.
- (iii) **Plano de Benefício FBPREV I:** Este plano é estruturado na modalidade "contribuição variável" e foi criado para a adesão de empregados não participantes de outros planos de benefícios da Fundação Banrisul, admitidos antes da data efetiva do plano até 90 dias a contar da data efetiva do plano e para os empregados que foram admitidos na patrocinadora após a data efetiva de acordo com o regulamento do plano. Os benefícios e institutos oferecidos aos empregados são: aposentadoria normal, antecipada e por invalidez, pensão por morte, benefício proporcional, auxílio doença, abono anual, auxílio funeral e benefício mínimo. São beneficiários deste Plano 64 participantes ativos e nenhum aposentado ou pensionista.
- (iv) **Plano de Benefício FBPREV II:** Criado no primeiro semestre de 2014 para atender exclusivamente os participantes e assistidos migrados do Plano PB1. É do tipo "contribuição variável" e sua avaliação, em conformidade com a legislação específica é procedida por atuário independente. Os benefícios assegurados por este Plano, na modalidade de "contribuição variável", abrangem benefícios com características de contribuição definida, que são a aposentadoria normal, auxílio funeral, e, benefícios com características de benefício definido que são: aposentadoria por invalidez, benefício proporcional, auxílio doença, abono anual e pensão por morte. São beneficiários deste Plano 30 participantes ativos e 31 aposentados e 1 pensionista.

d. Plano de saúde

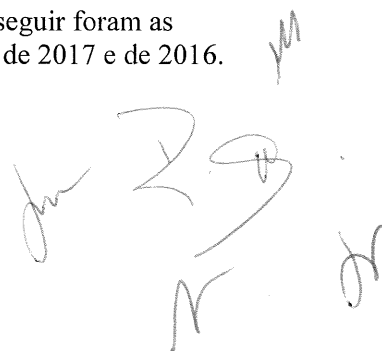
O Plano de Saúde é mantido pela Caixa de Assistência dos Empregados do Banco do Estado do Rio Grande do Sul/CABERGS, sendo o custeio estabelecido através de convênio de adesão. O compromisso do patrocinador foi definido projetando-se as futuras despesas assistenciais, tomando como base os custos assistenciais médios por faixa etária, líquidos da coparticipação. Foram avaliados os seguintes planos/programas, que possuem participação do patrocinador pós-emprego: **(a)** Plano PAM - Plano de assistência Médico-Hospitalar, nas modalidades PAMPA, PAMES; **(b)** PROMED - Programa Auxílio Medicamento.

e. Prêmio de aposentadoria

Prêmio concedido pelo Badesul aos empregados que se aposentarem em conformidade com o disposto no artigo 82 do regulamento do pessoal do BANRISUL, cujo direito foi mantido aos funcionários transferidos daquele Banco para o Badesul, por sucessão trabalhista, ocorrida em maio de 2002. O benefício equivale a uma remuneração para o empregado que se aposentar com 20 anos de empresa, duas remunerações para quem se aposentar com 25 anos de empresa e cinco remunerações para quem se aposentar com 30 anos de empresa. No exercício de 2016, em razão da implementação do programa especial de desligamento incentivado, houve saída de funcionários beneficiários desse prêmio, do que resultou em pagamentos maiores nesse período. Em 31/12/2017 havia 34 beneficiários ativos.

f. Principais premissas

As principais premissas econômico-financeiras e demográficas informadas a seguir foram as utilizadas para cálculo nas avaliações atuariais realizadas em 31 de dezembro de 2017 e de 2016.



(i) Para planos de previdência complementar

Premissas/Planos	Planos de previdência complementar							
	Plano PBI (c.i)		Plano saldaado (c.ii)		Plano FBPREV I (c.iii)		Plano FBPREV II (c.iv)	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Taxa real de desconto atuarial	5,30%	5,85%	5,33%	5,85%	5,18%	5,85%	5,12%	5,85%
Taxa real de retorno esperado sobre os Ativos	5,30%	5,85%	5,33%	5,85%	5,18%	5,85%	5,12%	5,85%
Taxa real de crescimento salarial dos empregados ativos	3,04%	3,56%	0,00%	0,00%	6,46%	3,56%	4,28%	3,56%
Taxa real de crescimento dos benefícios do plano durante o recebimento	0,53%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Fator de capacidade sobre os salários	98%	100%	100%	100%	98%	98%	100%	100%
Fator de capacidade sobre os benefícios	98%	100%	100%	100%	98%	98%	100%	100%
Expectativa de inflação	3,96%	4,85%	3,96%	4,85%	3,96%	4,85%	3,96%	4,85%
T ábua de mortalidade geral	AT-2000 Basic (M/F)	AT-2000 suavizada em 10% (M/F)	AT-2000 Basic (M/F)	AT-2000 suavizada em 10% (M/F)	AT-2000 suavizada em 10% (M/F)	AT-2000 suavizada em 10% (M/F)	AT-2000 suavizada em 10% (M/F)	AT-2000 suavizada em 10% (M/F)
T ábua de mortalidade de inválidos	RRB-83 (-50%)	RRB-83 (-50%)	RRB-83 (-50%)	RRB-83 (-50%)	RRB-83 (-50%)	RRB-83 (-50%)	RRB-83 (-50%)	RRB-83 (-50%)
T ábua de entrada em invalidez	Light Forte (-60%)	Light Forte (-60%)	Light Fraca (-60%)	Light Forte (-60%)	Light Fraca (-60%)	Light Forte (-60%)	Light Fraca (-60%)	Light Forte (-60%)
T ábua de rotatividade	Experiência Willis Towers Watson Modificada + 0,10	Experiência Willis Towers Watson + 125%	Não utilizada	Não utilizada	Experiência Willis Towers Watson Modificada + 0,01	Experiência Willis Towers Watson + 125%	Experiência Willis Towers Watson	Experiência Willis Towers Watson + 125%
Composição familiar	BaC: 74% casados e y=x-3 BC: Família Real	BaC: 75% casados e y=x-4 BC: Família Real	BaC: 74% casados e y=x-3 BC: Família Real	BaC: 75% casados e y=x-4 BC: Família Real	BaC: 74% casados e y=x-3 BC: Família Real	BaC: 75% casados e y=x-4 BC: Família Real	BaC: 74% casados e y=x-3 BC: Família Real	BaC: 75% casados e y=x-4 BC: Família Real

Duration *	2017	2016
Plano PBI	9,88 anos	21,32 anos
Plano Saldaado	10,69 anos	22,58 anos
Plano FBPREV I	8,01 anos	25,00 anos
Plano FBPREV II	7,27 anos	22,00 anos

* Na avaliação atuarial realizada em 2017 foi utilizada a metodologia duration de macaulay, enquanto que no ano anterior fora considerada a média ponderada entre o benefício e a expectativa de vida na idade de aposentadoria. Embora tenha mudado a metodologia não houve impacto no valor apurado, considerando que para apuração da taxa de juros foi adotado o mesmo procedimento.

(ii) Para planos de saúde e prêmio de aposentadoria

Premissas/Planos	Plano de saúde (d)		Prêmio por aposentadoria (e)	
	2017	2016	2017	2016
Taxa real de desconto atuarial	5,40%	5,85%	3,26%	6,44%
Taxa real de retorno esperado sobre os Ativos	5,40%	5,85%	3,26%	6,44%
Taxa real de crescimento salarial dos empregados ativos	Conforme plano de aposentadoria em que o empregado está vinculado	3,56%	4,28%	3,56%
HCCTR (real)	3,50%	3,52%	-	-
Fator de capacidade sobre os salários	-	-	100%	100%
Fator de capacidade sobre os benefícios	-	-	100%	100%
Expectativa de inflação	3,96%	4,85%	3,96%	4,85%
Tábua de mortalidade geral	AT-2000 suavizada em 10% (M/F)	AT-2000 suavizada em 10% (M/F)	AT-2000 suavizada em 10% (M/F)	AT-2000 suavizada em 10% (M/F)
Tábua de mortalidade de inválidos	RRB-83 (-50%)	RRB-83 (-50%)	RRB-83 (-50%)	RRB-83 (-50%)
Tábua de entrada em invalidez	Light Forte (-60%)	Light Forte (-60%)	Light Fraca (-60%)	Light Forte (-60%)
Tábua de rotatividade	Experiência Willis Towers Watson ajustada experiência patrocinadores + 125%	Experiência Willis Towers Watson + 125%	Não utilizado	Não utilizado
Composição familiar	Família Efetiva Cadastro	Família Efetiva Cadastro	Não utilizado	Não utilizado

Duration*	2017	2016
Plano de saúde	13,38 anos	21,00 anos
Prêmio por aposentadoria	1,87 anos	1,56 anos

* Na avaliação atuarial realizada em 2017 foi utilizada a metodologia *duration de macaulay*, enquanto que no ano anterior fora considerada a seguinte (a) para os planos de saúde foi apurada através da média do tempo esperado do fluxo de compromissos com cada empregado, considerando possíveis limites legais de permanência no plano e sua expectativa de vida, ponderado pela despesa inicial; (b) para prêmio de aposentadoria foi apurada pela média ponderada entre o valor do prêmio por aposentadoria e o tempo remanescente de cobertura. Embora tenha mudado a metodologia, não houve impacto no valor apurado, considerando que para apuração da taxa de juros foi adotado o mesmo procedimento.

(iii) Plano de saúde - custo assistencial

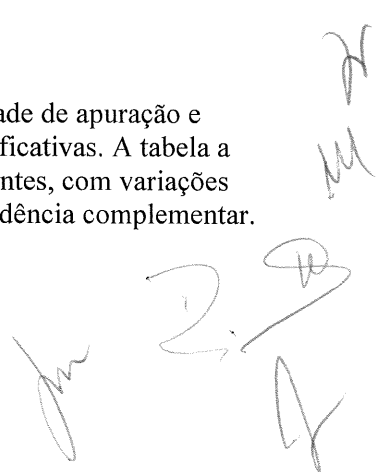
Para fins de avaliação em 31 de dezembro de 2017 os custos dos planos médico-hospitalares foram projetados conforme as despesas médias anuais dos planos por se tratar de planos mutualísticos, sendo que o crescimento das despesas médias foi projetado conforme premissa de HCCTR. Para o programa de auxílio medicamento (PROMED) os custos projetados consideram o perfil das despesas do programa conforme faixa etária dos participantes, dado que o subsídio financeiro oferecido no programa é integralmente custeado pelas mantenedoras conforme despesas efetivamente realizadas pelos ex-empregados vinculados a cada uma.

	Custo médio/Ano (Em Reais)	
	2017	2016
Custo médio PAMES (PAM027)	4.242,29	3.721,01
Custo médio PAMPA (PAM019)	262,04	310,08
Custo FAR200: conforme tabela abaixo:		

Faixas Etárias	Custo médio (Em Reais)	
	2017	2016
0 a 17 anos	0,00	0,00
18 a 29 anos	119,42	71,42
30 a 39 anos	129,75	175,80
40 a 49 anos	157,95	141,20
50 a 59 anos	464,50	418,16
60 a 69 anos	847,37	787,60
70 anos ou +	520,83	579,72

g. Análise de sensibilidade

O item 145 do Pronunciamento Técnico CPC 33(R1) dispõe sobre a necessidade de apuração e divulgação de dados da análise de sensibilidade para premissas atuariais significativas. A tabela a seguir apresenta a análise de sensibilidade das premissas atuariais mais relevantes, com variações razoavelmente possíveis na data da avaliação atuarial, para os planos de previdência complementar.



Análise de sensibilidade - impacto nas obrigações apurado em 31 de dezembro de 2017.

	Plano PB1		Plano SALDADO		Plano FBPREV I		Plano FBPREV II	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%
Taxa de desconto								
Aumento de 0,5%	(1.085)	(4,30)	(562)	(5,02)	(11)	(3,81)	(499)	(3,50)
Redução de 0,5%	1.325	5,25	613	5,47	11	4,09	537	3,77
Expectativa de vida								
Aumento de 1 ano	406	1,61	219	1,96	(13)	(4,74)	302	2,12
Redução de 1 ano	(410)	(1,62)	(270)	(2,41)	15	5,25	(307)	(2,15)
Crescimento salarial								
Aumento de 0,5%	4	0,01	0,00	0,00	11	3,85	0,6	0,00
Redução de 0,5%	(4)	(0,01)	0,00	0,00	(10)	(3,63)	0,6	0,00

h. Alocação de capital

Segue demonstrada a composição dos Ativos, avaliados a valor justo em 31 de dezembro de 2017.

	Planos de Previdência Complementar			
	Plano Saldado	Plano PB1	Plano FBPREV I	Plano FBPREV II
Caixa e equivalentes de caixa	341	1.693	20	649
Instrumentos patrimoniais	5.487	10.249	161	8.468
Instrumentos de dívida	836	1.707	24	724
Imóveis	269	551	-	239
Fundos de investimento	2.423	3.586	39	4.652
Fundo de oscilação mantido pelo plano	-	-	38	253
Total	9.356	17.786	282	14.985

19 Outras obrigações – diversas - credores diversos

	2017	2016
Financiamentos a liberar para mutuários dos fundos administrados (*)	2.764	4.135
Financiamentos a liberar com recursos de fundos públicos federais	6.059	-
Cobrança (valores a processar)	866	700
Recebimento de fundos regionais administrados (*)	5	5
Fornecedores	1.060	592
Outras	397	395
Total	11.151	5.827

(*) Os procedimentos de gestão desses recursos estão descritos na nota 28b, que tem como única exceção àquela nota, a escrituração contábil em contas patrimoniais além de em contas de compensação, devido a esses recursos transitarem em conta corrente do Badesul.

20 Patrimônio líquido

a. Capital social

Em 31 de dezembro de 2017 o Capital Social da Instituição no valor de R\$ 756.343 (R\$ 756.343 em 2016), representado por 756.343.248 ações ordinárias nominativas no valor de R\$ 1,00 cada uma, pertencentes integralmente a acionistas domiciliados no País.

b. Reserva de lucros

A reserva legal é constituída por 5% do lucro líquido do exercício, limitada a 20% do capital social, depois da compensação de prejuízos acumulados.

A reserva para incentivos fiscais foi constituída em 30/06/2014 por parcela do lucro líquido decorrente de doações recebidas, conforme regulamentação em vigor. Em 31/12/2014 esta reserva foi revertida tendo em vista não haver lucro suficiente. A proposta da Administração é de que seja constituída esta reserva em exercícios subsequentes quando o lucro, antes de sua distribuição, comportar o valor da parcela referente à doação recebida, visando à manutenção da condição de não tributação da receita reconhecida no exercício de 2014.

As outras reservas especiais de lucros são compostas por lucros remanescentes ainda não deliberados pela Assembleia Geral de acionistas. Em 11 de março de 2016 os acionistas, em assembleia geral ordinária, deliberaram pela reversão do saldo de reservas de lucros, no montante de R\$ 25.375, para absorção de prejuízos acumulados.

c. Dividendos e juros sobre o capital próprio

O estatuto social do Badesul prevê distribuição de dividendos aos acionistas até o limite de 6% do lucro líquido do exercício, ajustados nos termos da lei societária, não havendo previsão estatutária para distribuição em períodos intermediários. Não é permitida a distribuição de dividendos antes da absorção de prejuízos acumulados, sendo que, no caso do Badesul, além desta condição deve ser observado o citado na nota “b” acima, a respeito da reserva para incentivos fiscais. No período correspondente a estas demonstrações financeiras não houve distribuição de dividendos nem de juros sobre o capital próprio.

d. Ajustes de avaliação patrimonial

Conforme dispõe a Carta-Circular do BACEN nº 3.729, de 08 de outubro de 2015, são reconhecidos os ajustes de avaliação patrimonial decorrentes de remensurações atuariais.

21 Capital regulamentar

O BACEN, em consonância com as diretrizes do Acordo de Capital – Basileia III, estabeleceu para vigência a partir do exercício de 2016, os índices mínimos de capital equivalentes à relação entre o patrimônio de referência (PR) e os ativos ponderados ao risco (RWA) de no mínimo 9,875%, reduzindo gradualmente até 8,0% em 01 de janeiro de 2019. Também é requerido o cumprimento de um adicional de capital principal (ACP), que corresponde à soma das parcelas ACPconservação, ACPcontracíclico e ACPsistêmico, que em conjunto com os índices mínimos de capital, aumentam as exigências de capital ao longo do tempo. Atualmente, o valor apurado para o ACPconservação e

para o ACPcontracíclico corresponde a 0,625% respectivamente. O ACPsistêmico não é exigido para as agências de fomento, logo não se aplica ao Badesul.

A tabela a seguir demonstra a composição do patrimônio de referência, o patrimônio de referência mínimo requerido e o índice de Basileia, apurados de acordo com as normas do BACEN.

	2017
Exigibilidades para cobertura dos ativos ponderados pelo risco	
De Crédito	2.615.245
De mercado	5.682
Operacional	401.728
Ativos Ponderados pelo Risco	3.022.655
Patrimônio de Referência Mínimo Requerido para o RWA	279.596
ACP conservação	37.783
ACP contracíclico	37.783
Patrimônio de Referência	539.920
Margem	198.052
Índice de Basileia	17,86%

	2016
Exigibilidades para cobertura dos ativos ponderados pelo risco	
De Crédito	3.136.826
De mercado	3.398
Operacional	341.393
Ativos Ponderados pelo Risco	3.481.617
Patrimônio de Referência Mínimo Requerido para o RWA	343.810
ACP conservação	21.760
ACP contracíclico	21.760
Patrimônio de Referência	496.749
Margem	109.419
Índice de Basileia	14,27%

22 Imposto de renda e contribuição social

	2º Semestre 2017	Exercício 2017	Exercício 2016
Resultado antes da tributação sobre o lucro e participações	56.401	47.707	(80.014)
Participações no lucro	(2.121)	(2.121)	-
Efeito das adições e exclusões no cálculo dos tributos	(60.432)	(35.423)	98.177
Diferenças Temporárias	(60.352)	(35.494)	97.582
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(48.031)	(26.616)	71.161
Rendas a apropriar em atraso	10.666	19.610	6.683
Rendas decorrentes de ganhos em renegociações	2.960	4.093	2.133
Provisões para contingências	(24.717)	(29.375)	19.557
Outras provisões	(1.231)	(3.207)	(1.952)
Diferenças Permanentes	(80)	71	595
Despesas não dedutíveis	(80)	71	595
Base de cálculo do IR e CS	(6.152)	10.163	18.163
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas de 25% e 15% respectivamente (Nota 3m)	2.741	(4.539)	(8.140)
Incentivos fiscais	22	92	212
Total da provisão para imposto de renda e contribuição social devidos	2.763	(4.447)	(7.928)
Constituição de créditos fiscais diferidos sobre diferenças temporárias (Nota 9)	(27.150)	(27.150)	21.209
Imposto de renda e contribuição social na demonstração de resultado	(24.387)	(31.597)	13.281

23 Outras despesas administrativas

Segue demonstrada a variação das despesas administrativas.

	2º Semestre 2017	Exercício 2017	Exercício 2016
Água, energia e gás	323	714	841
Comunicação	78	145	158
Manutenção e conservação de bens	1.006	1.480	1.190
Processamento de dados	2.846	5.048	5.403
Publicidade e propaganda	599	957	1.658
Serviços do sistema financeiro	431	823	770
Serviços de terceiros	929	1.844	1.775
Serviços técnicos especializados	387	654	658
Transporte	29	52	50
Viagem	161	334	292
Emolumentos Cartoriais	1.211	2.116	1.584
Depreciação e amortização	551	1.617	2.183
Outras	549	1.177	968
Total	9.100	16.961	17.530

24 Outras receitas operacionais

Segue demonstrada a variação das outras receitas operacionais.

	2º Semestre	Exercício	Exercício
	2017	2017	2016
Recuperação de encargos e despesas	177	193	269
Reversão de passivo atuarial plano de prev. complementar	1.195	2.391	4.316
Reversão de provisão contingência trabalhista	16.976	16.987	60
Reversão de provisão honra FGI (vide Nota 25i)	7.068	7.068	-
Reversão de provisão garantias financeiras prestadas	7.413	19.279	3.553
Encargos (atualização depósitos judiciais e outros)	657	1.359	967
Honorários de sucumbência	-	-	12
Reversão de provisão contingência civil	79	79	49
Outras	18	125	28
Total	33.583	47.481	9.254

25 Outras despesas operacionais

Segue demonstrada a variação das outras despesas operacionais.

	2º Semestre	Exercício	Exercício
	2017	2017	2016
Despesa com provisão para planos de benefícios pós-emprego	97	193	251
Despesa com provisão para contingências trabalhistas	87	4.144	14.378
Despesa com provisão para contingências cíveis	281	202	-
Despesa com provisão decorrente de honra FGI (i)	-	-	1.112
Despesas com provisão para garantias financeiras prestadas (ii)	7.151	10.794	12.270
Despesa com programa especial de desligamento incentivado	-	437	2.121
Outras	94	126	69
Total	7.710	15.896	30.201

- (i) Até 30/06/2016, em atendimento à orientação do Banco Central do Brasil, era reconhecida provisão para contingência na extensão da obrigação assumida sempre que havia adiantamento de honra por parte do Fundo Garantidor para Investimentos (FGI), sendo a mesma ajustada quando da efetiva recuperação do crédito coberto por esse Fundo. Em 2017 foi realizada reversão da provisão mantendo contabilizado somente montante classificado como de perda provável.
- (ii) É reconhecida provisão para cobrir eventuais riscos de desembolsos futuros para honrar cartas fiança concedidas. A metodologia adotada para apuração do valor a reconhecer é a mesma utilizada na mensuração da provisão para créditos de liquidação duvidosa da carteira de crédito ativa. Vide Nota 28a.

26 Transações com partes relacionadas

São consideradas partes relacionadas, para fins desta nota, as seguintes Instituições: Estado do Rio Grande do Sul, Banco do Estado do Rio Grande do Sul, Fundação Banrisul de Seguridade Social, Caixa de Assistência dos Empregados do Banco do Estado do Rio Grande do Sul, Diretores, Conselho de Administração e Conselho Fiscal do Badesul.

	2017		
	(Direitos)		
	Obrigações	Receitas	Despesas
Rendas por administração de Fundos (nota 28b)	(2.884)	9.657	-
Contratação de serviços especializados	304	-	315
Remuneração do pessoal chave da administração (*)	-	-	943
Ressarcimento de despesas - funcionários cedidos	(25)	-	-
Despesa de Pessoal - funcionários adidos	28	-	158
Outros valores a ressarcir	(615)	-	-
FBSS - Fundação Banrisul de Seguridade Social (**)	-	-	1.981
CABERGS – Caixa de Assistência dos Empregados do Banco do Estado do Rio Grande do Sul (**)	55	-	1.096

	2016		
	(Direitos)		
	Obrigações	Receitas	Despesas
Rendas por administração de Fundos (nota 28b)	(2.296)	10.062	-
Contratação de serviços especializados	299	-	595
Remuneração do pessoal chave da administração (*)	-	-	2.023
Ressarcimento de despesas - funcionários cedidos	(47)	-	-
Despesa de Pessoal - funcionários adidos	78	-	855
Outros valores a ressarcir	(400)	-	-
FBSS - Fundação Banrisul de Seguridade Social (**)	8	-	2.573
CABERGS – Caixa de Assistência dos Empregados do Banco do Estado do Rio Grande do Sul (**)	51	-	962

(*) Refere-se ao total da remuneração fixa e variável do pessoal chave da Administração (Diretoria Executiva, Conselho de Administração e Conselho Fiscal).

(**) O Badesul é patrocinador de planos de benefícios pós-emprego oferecidos aos seus empregados, os quais são administrados por essas Instituições.

27 Gestão de riscos

A gestão de riscos do Badesul considera as exigências e níveis regulatórios. É um processo que envolve identificação e medição dos principais riscos aos quais a Instituição está exposta. O gerenciamento resulta em melhorias nos seus processos internos, com adequações da estrutura organizacional, de forma a envolver todas as áreas da Instituição num processo contínuo de otimização da gestão que visa os controles e a mitigação dos riscos. O relatório de gestão de riscos está disponibilizado no sítio www.badesul.com.br.

Síntese das ações desenvolvidas no âmbito da gestão de riscos:

a. Risco de mercado

Revisada anualmente, a Política de Gerenciamento de Risco de Mercado da Instituição tem o objetivo de identificar, avaliar, monitorar e controlar a exposição desses riscos, garantindo a existência de mecanismos eficientes para a supervisão e acompanhamento.

O risco de mercado não é significativo para o Badesul, considerando que a maioria de suas operações têm as taxas “casadas” no ativo e no passivo por decorrerem de operações de repasses, o que mitiga o risco de exposição.

b. Risco de crédito

O risco de crédito decorre da possibilidade de perdas associadas ao não cumprimento, pelo tomador ou contraparte, de suas respectivas obrigações financeiras nos termos pactuados, da desvalorização de contratos decorrentes da deterioração na classificação de risco e da redução de ganhos ou remunerações face às vantagens concedidas por ocasião de renegociações e aos custos de recuperação. Nesse âmbito, em atendimento às disposições da Resolução CMN nº 2.682, publicada pelo Banco Central do Brasil em 21 de dezembro de 1999, existe política definida para a gestão do risco de crédito, com metodologia e procedimentos implantados e descritos em manuais internos, os quais são periodicamente revisados.

Esse é o maior risco ao qual a Instituição está exposta. O monitoramento e controle ocorrem por meio da mensuração dos níveis de exposição de risco das operações e consequentes níveis de provisionamento, além de outros indicadores.

c. Risco operacional

A Política de Gerenciamento de Risco Operacional definida, revisada periodicamente, contempla a visão gerencial e a cultura de controles, o reconhecimento e avaliação dos riscos, o controle das atividades e segregação de responsabilidades, o processo de informação e comunicação e a necessidade de monitoramento das atividades de controle.

Para apuração da parcela de Patrimônio de Referência Exigido referente ao risco operacional foi adotada a Abordagem do Indicador Básico. A parcela RWAOPAD serve como fator de monitoramento deste risco.

d. Gerenciamento de capital

A Resolução CMN nº 3.988, de 30 de junho de 2011, publicada pelo Banco Central do Brasil, define o gerenciamento de capital como processo contínuo de monitoramento e controle do capital, contemplando a avaliação da necessidade de capital para fazer face aos riscos aos quais as

instituições financeiras estão sujeitas e ao planejamento de metas e de necessidade de capital, considerando os objetivos estratégicos.

No Badesul o gerenciamento do capital é realizado a partir do controle e monitoramento da margem ou da insuficiência de margem para o Limite de Basileia, apurada a partir da identificação do patrimônio de referência, patrimônio de referência exigido e RBAN (risco da carteira de não negociação).

e. Risco de Liquidez

O Conselho Monetário Nacional, por meio da Resolução nº 4.090 de 24 de maio de 2012, estabelece que as instituições financeiras e demais instituições autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil devem manter estrutura de gerenciamento do risco de liquidez compatível com a natureza das suas operações, a complexidade dos produtos e serviços oferecidos e a dimensão da sua exposição a esse risco. Internamente este tema está normatizado por meio de resolução do Conselho de Administração, revisado periodicamente, que contempla, além da política de gerenciamento, o plano de contingência. Os principais fatores que influenciam a liquidez, segundo as características operacionais, e por isso são alvo de monitoramento constante, são a inadimplência, as letras financeiras do tesouro (LFT) e o fluxo de caixa, sendo estes, alvo de monitoramento permanente.

f. Risco Socioambiental

A Resolução CMN nº 4.327, de 25 de abril de 2014, publicada pelo Banco Central do Brasil, estabelece que as instituições financeiras devem implementar uma Política de Responsabilidade Socioambiental, contemplando diretrizes sobre as ações estratégicas relacionadas à sua governança, inclusive para fins do gerenciamento do risco socioambiental. O risco socioambiental é definido como a possibilidade de ocorrência de perdas para as instituições financeiras, decorrentes de danos socioambientais, que, por sua vez, são relacionados com poluição, danos à saúde humana, segurança, impactos em comunidades e ameaças à biodiversidade.

28 Compromissos e responsabilidades

a. Coobrigações por garantias prestadas

O Badesul concedeu cartas de fiança a mutuários do BNDES e da FINEP, cujos contratos preveem encargos financeiros e contam com garantias constituídas pelos beneficiários, cujo saldo em 31 de dezembro de 2017 está representado por R\$ 45.442 (R\$ 68.318 em 2016).

b. Gestão de recursos de terceiros

O Badesul por determinação legal (leis e decretos estaduais) executa a gestão financeira de recursos de diversos Fundos de Desenvolvimento do Estado do RS. Na qualidade de gestora e mandatária desses recursos, conforme estabelecido na legislação de cada Fundo e nos respectivos convênios operacionais, a responsabilidade do Badesul está limitada tão-somente à correta aplicação dos recursos de acordo com os respectivos normativos, correndo o risco de crédito das operações inteiramente por conta do Estado do Rio Grande do Sul.

Os valores correspondentes aos recursos administrados são controlados em contas de compensação, que em 31 de dezembro de 2017, representam o montante de R\$ 2.975.403 (R\$ 2.905.452 em 2016). Em contrapartida à prestação dos serviços de administração dos recursos o Badesul é remunerado de acordo com critérios estabelecidos nos respectivos convênios operacionais formalizados com as Secretarias de Estado às quais os Fundos estão vinculados. A remuneração, a título de taxa de administração dos Fundos, representou no exercício de 2017 R\$ 9.657 (R\$ 10.062 em 2016).

29 Outras Informações


A Lei Estadual nº 11.916, de 02 de junho de 2003, alterada pela Lei Estadual nº 13.708, de 06 de abril de 2011, estabelecia autorização ao Poder Executivo para destinar ao aumento do capital social do Badesul o montante equivalente a 30% dos retornos das operações de financiamento do FUNDOPEM. Em 25 de setembro de 2015 foi publicada a Lei Estadual nº 14.744, a qual promoveu alteração na redação da Lei nº 11.916, antes referida, suprimindo o dispositivo autorizativo que havia para a realização de aumentos do capital social do Badesul mediante a utilização dos recursos dos retornos do FUNDOPEM. Resta pendente de capitalização o montante de R\$ 26.735 (valor nominal), que corresponde ao período compreendido entre o último aumento de capital realizado até o mês de setembro de 2015.

30 Eventos Subsequentes

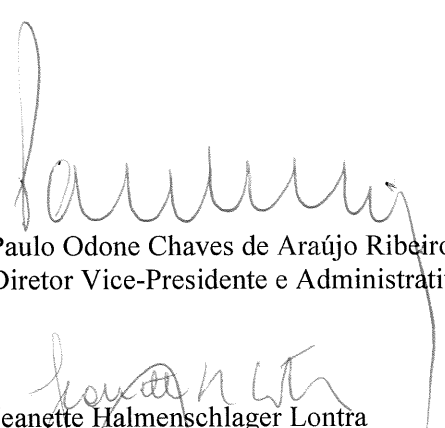
Em 01 de março de 2018 o Conselho de Administração do Badesul exonerou a Sra. Susana Maria Kakuta do cargo de Diretora-Presidente, a qual exercera suas funções no Badesul até às 14 horas, em virtude de sua posse às quinze horas desse mesmo dia, no cargo de Secretária de Minas e Energia do Estado do Rio Grande do Sul. Ato contínuo, o Conselho de Administração determinou que o Sr. Paulo Odone Chaves de Araújo Ribeiro assumira a função de Diretor-Presidente, acumulando ainda as funções de Vice-Presidente e de Diretor Administrativo.

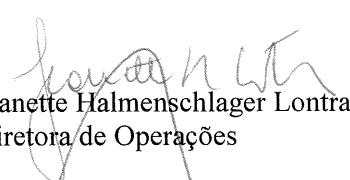
Diretoria executiva

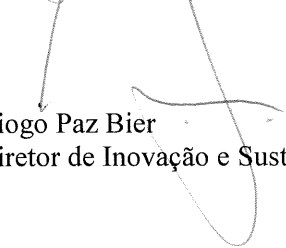

Susana Maria Kakuta
Diretora Presidente


Kalil Sehbe Neto
Diretor Financeiro,
Responsável pela Área Contábil


Rosane Nunes
Contadora CRC/RS 48702/O-3


Paulo Odone Chaves de Araújo Ribeiro
Diretor Vice-Presidente e Administrativo


Jeanette Halmenschlager Lontra
Diretora de Operações

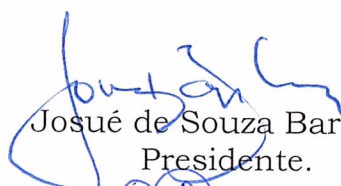

Diogo Paz Bier
Diretor de Inovação e Sustentabilidade

BADESUL DESENVOLVIMENTO S.A.
AGÊNCIA DE FOMENTO/RS
NIRE nº. 43 3 0003872 6
CNPJ nº. 02.885.855/0001-72

PARECER DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração BADESUL DESENVOLVIMENTO S.A. – AGÊNCIA DE FOMENTO/RS, com base no Relatório dos Auditores Independentes – KPMG Auditores Independentes - e nos esclarecimentos prestados pela Diretoria, aprovou as Demonstrações Financeiras elaboradas em 01/03/2018, compreendendo: Relatório da Administração, Balanço Patrimonial, Demonstração de Resultado, das Mutações do Patrimônio Líquido, dos Fluxos de Caixa e as Notas Explicativas referentes ao segundo semestre e exercício de 2017, todas comparativas com o exercício de 2016.

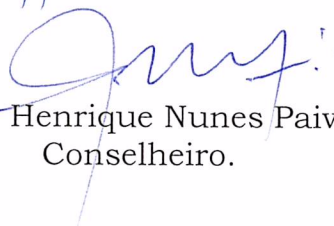
Porto Alegre, 23 de março de 2018.



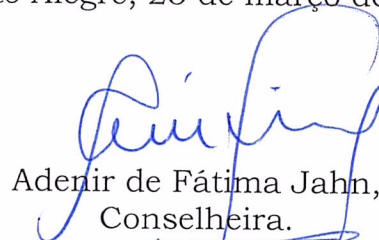
Josué de Souza Barbosa,
Presidente.




Cintia Michelle Maas,
Conselheira.



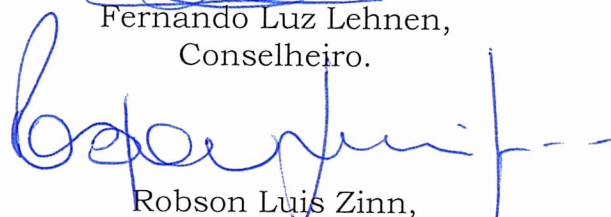
Pedro Henrique Nunes Paiva,
Conselheiro.



Adenir de Fátima Jahn,
Conselheira.



Fernando Luz Lehn,
Conselheiro.




Robson Luis Zinn,
Conselheiro.

BADESUL DESENVOLVIMENTO S.A.
AGÊNCIA DE FOMENTO/RS
NIRE nº. 43 3 0003872 6
CNPJ nº. 02.885.855/0001-72

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do CONSELHO FISCAL BADESUL DESENVOLVIMENTO S.A. – AGÊNCIA DE FOMENTO/RS, no cumprimento de suas atribuições legais e estatutárias, examinaram o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras referentes ao segundo semestre e exercício de 2017, compreendendo as Notas Explicativas, Balanço Patrimonial, Demonstrações de Resultado, das Mutações Patrimoniais e dos Fluxos de Caixa, todas comparativas ao exercício de 2016. Da análise procedida, bem como do acompanhamento efetuado ao longo do período e das considerações apresentadas pelas áreas técnicas e pela Auditoria Interna e do Relatório dos Auditores Externos, o Conselho Fiscal entende que as demonstrações financeiras refletem, adequadamente, a posição patrimonial e econômico-financeira da empresa em 31 de dezembro de 2017.

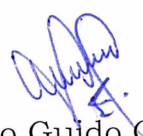
Porto Alegre, 23 de março de 2018.



Adriana Furlanetto,
Presidente.



Silvio Vares Neto,
Vice-Presidente.



Antonio Guido Classmann,
Conselheiro.



CONSELHO REGIONAL DE CONTABILIDADE DO RIO GRANDE DO SUL

CERTIDÃO DE REGULARIDADE PROFISSIONAL

O CONSELHO REGIONAL DE CONTABILIDADE DO RIO GRANDE DO SUL certifica que o(a) profissional identificado(a) no presente documento encontra-se em situação regular.

IDENTIFICAÇÃO DO REGISTRO

NOME.....	: ROSANE NUNES
REGISTRO.....	: RS-048702/O-3
CATEGORIA.....	: CONTADOR
CPF.....	: 334.369.670-68

A presente CERTIDÃO não quita nem invalida quaisquer débitos ou infrações que posteriormente, venham a ser apurados pelo CRCRS contra o referido registro.

A falsificação deste documento constitui-se em crime previsto no Código Penal Brasileiro, sujeitando o autor à respectiva ação penal.

Emissão: PORTO ALEGRE, 29.03.2018 as 09:18:03.

Válido até: 27.06.2018.

Código de Controle: 278252.

Para verificar a autenticidade deste documento consulte o site do CRCRS.

Empresa Gaúcha de Rodovias
EGR

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO – Exercício 2017

Senhores Acionistas: Em atendimento às disposições legais e estatutárias, submetemos à apreciação de V.Sas as demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2017 e o presente Relatório da Administração: A Empresa Gaúcha de Rodovias S.A. - EGR é uma empresa pública, vinculada à Secretaria dos Transportes do Estado do Rio Grande do Sul, criada em 29 de junho de 2012 (Lei nº 14.033/2012) para administrar as estradas com pedágio pertencentes ao Estado do Rio Grande do Sul. Após 15 anos de cobrança dos pedágios privados estabelecidos através do Programa Estadual de Concessão de Rodovias (PECR), o Governo do Estado debateu com a comunidade gaúcha um novo modelo de gestão de administração das estradas e estabeleceu um sistema público de pedagiamento em trechos anteriormente privados que foram colocados sob a gestão da EGR. O novo modelo consolidado tem como diferencial a criação de mecanismos permanentes de fiscalização pública, transparência e controle social, consulta às comunidades para as prioridades para cada localidade onde há alteração de modelo e ainda a destinação de todos os recursos arrecadados para as rodovias, com o objetivo de manter e melhorar seu estado de conservação. A arrecadação líquida dos pedágios teve aumento, em 2017, de 14,3% em relação ao exercício anterior, passando para o patamar de R\$ 193,8 milhões, este resultado decorre de implantação do programa de recomposição tarifária implementado em 02 de outubro de 2017. Tal proposição teve como base técnica o planejamento de médio e longo prazo elaborado pela equipe técnica. O fluxo de veículos total em 2017 foi de 42,5 milhões, representando um aumento de 3,5 % em relação à 2016. As intervenções em manutenção e conservação atingiram o montante de R\$ 104,0 milhões, 45,62% maior do que 2016 demonstrando com isto, a forte determinação da administração em ampliar os recursos empregados nas rodovias da EGR. Os investimentos somados à manutenção e conservação atingiram o montante de R\$ 116,3 milhões, o que representou 60% da receita operacional líquida. A EGR atua com um quadro de pessoal bastante reduzido e eficiente, sendo que a despesa de pessoal em 2017 representou 5,6 % da receita operacional líquida.

A EGR atua em 908,48 km de rodovias identificadas no quadro abaixo.

Quilometragem inicial e final, e extensão das rodovias da EGR pelos decretos nº 53.386 e nº 53.875

Praça	Rodovia	Trecho	Km inicial	Km final	Extensão (km) Decreto
Campo Bom	ERS-239	Entr. BRS-116 (P/ Novo Hamburgo) – Riozinho (Fim TRV-Mun)	13,23	88,77	75,54
Portão	ERS-122	Entr. ERS-240 (Rincão do Cascalho) – Entr. ERS-446 (P/ São Vendelino)	0,00	39,09	39,09
	ERS-240	Entr. BRS-116 (Vila Scharlau) – Entr. RSC-287/470/ERS-124 (B) (P/ Montenegro)	0,00	33,58	33,58
	RSC-287	Entr. RSC-470 (A)/ERS-240 (Montenegro) – Entr. ERS-411 (P/ Brondhier)	0,00	7,11	7,11
Santo Antônio da Patrulha	ERS-474	Entr. BRS-290 (P/ Porto Alegre) – Entr. ERS-239 (Rolante)	0,00	32,64	32,64
Viamão	ERS-040	Entr. ERS-118 (P/ Passo do Fiúza) – Entr. ERS-786 (Balneário Pinhal)	11,24	94,85	83,61
	ERS-784	Entr. ERS-786 (Cidreira) – Entr. ERS-040 (P/ Pinhal)	0,00	14,75	14,75
Flores da Cunha	ERS-122	Entr. RSC-453 (B) (Caxias do Sul) – Entr. ERS-437 (B) (Ipê)	80,04	129,71	49,67
Três Coroas	ERS-115	Entr. ERS-239 (P/ Taquara) – Entr. ERS-235 (Gramado)	0,00	41,97	41,97
Gramado	ERS-235	Entr. BRS-116 (P/Caxias do Sul - Início TRV-Mun) – Entr. ERS-115 (Gramado)	0,00	34,64	34,64
	ERS-235	Entr. ERS-115 (Gramado) – Canela (Fim Trv-Mun)	34,64	42,31	7,67
	ERS-466	Caracol – Entr. ERS-235 (P/ Canela)	0,00	7,22	7,22
São Francisco de Paula	ERS-235	ERS/235, Canela (Fim TRV-Mun) – Entr. ERS-020 (A) (Acesso sul à São Francisco de Paula)	42,31	76,32	34,01
	ERS-020	Entr. ERS-235 (B) (P/ Canela) – Acesso Norte à São Francisco de Paula	89,05	95,40	6,35
	ERS-020	Entr. ERS-235 (B) (P/ Canela) – Acesso à Três Coroas	67,18	89,05	21,87
Encantado	ERS-130	Entr. RSC-453 (A) (P/ Venâncio Aires) – Entr. ERS-129 (P/ Roca Sales)	69,19	97,27	28,08
	ERS-129	Entr. ERS-130 (P/ Arroio do Meio) – Entr. ERS-441 (Guaporé)	67,55	126,83	59,28
Boa Vista do Sul	RSC-453	Entr. BRS-386(B)/ERS-129 (Estrela) – Entr. RSC-470 (A) (Garibaldi)	37,97	96,18	58,21
	ERS-128	Entr. BRS-386 (B) (P/ Tabai) – Entr. RSC-453 (Teutônia)	13,89	30,27	16,38
Cruzeiro do Sul	ERS-453	Entr. RSC-287/ERS-244 (P/ Santa Cruz do Sul) – Entr. ERS-130 (A) (P/ Cruzeiro do Sul)	0,00	29,83	29,83
Venâncio Aires	RSC-287	Entr. BRS-386 (B) (Tabai) – Entr. BRS-471 (B) (P/ Santa Cruz)	28,03	104,65	76,62
Candelária	RSC-287	Entr. BRS-471 (B) (P/ Santa Cruz) – Entr. ERS-502 (P/ Contenda do Sul)	104,65	176,68	72,03
Coxilha	ERS-135	Entr. ERS-324 (Passo Fundo) – Entr. BRS-153 (A) (P/ Erechim)	0,00	78,33	78,33
Total					908,48

Em 2017 destacam-se as seguintes realizações:

1 - Conclusão da obra de arte que integra o viaduto no km 100 da rodovia RSC-287 em Santa Cruz do Sul; 2 - Em andamento na rodovia RSC-287 no município de Santa Cruz do Sul obras de duplicação com extensão de 3,1 km; 3 - Conclusão da interseção de acesso ao município de Santa Cruz do Sul através da rua Melvin Jones na rodovia RSC-287; 4 - Conclusão da interseção de acesso ao município de Capela de Santana na ERS-240; 5 - Conclusão da obra emergencial do pontilhão no km 153 da rodovia RSC-287; 6 - Reconstrução e estabilização do talude localizado no km 7 da rodovia ERS-122; 7 - Início das obras da rotatória localizada na confluência da rodovia ERS-239 com a rodovia ERS-115 no km 49 no sentido Porto Alegre – Rolante; 8 - Início da pavimentação de 1,6 km de acostamento na rodovia ERS-239 no município de Riozinho; 9 - Início de obras de implantação de rua lateral no km 15 ao km 16 da rodovia ERS-239 no município de Novo Hamburgo;

No que tange a contratação de projetos executivos de engenharia a EGR no ano de 2017 deu início à contratação dos seguintes projetos:

1 - Projeto de viaduto na rodovia ERS-122 com a rodovia RSC-453 no município de Caxias do Sul; 2 - Projeto de readequação do acesso ao distrito industrial de Guaporé. 3 - Projeto (concluído) de rua lateral à rodovia ERS-239 no km 28 com extensão de 580 m no município de Sapiranga; 4 - Projeto do acesso ao município de Nova Hartz no km 38 da rodovia ERS-239; 5 - Projeto de duplicação da rodovia ERS-122 entre o município de Nova Milano e o município de Farroupilha; 6 - Projeto (concluído) da interseção de acesso a Vila Marlene, município de Candelária, no km 139 da rodovia RSC-287; 7 - Projeto de duplicação da rodovia ERS-122 entre os km 38 e 52, totalizando a extensão de 13,8 km (São Vendelino – Nova Milano); 8 - Projeto (concluído) de interseção de acesso no km 47 da rodovia ERS-040 (localidade Canquerine - Águas Claras) no município de Viamão. 9 - Projeto (concluído) do acesso aos bombeiros e distrito industrial no município de Igrejinha na ERS-115; 10 - Projeto de interseção para acesso à rua Frederico Germano Haenssger no município de Cruzeiro do Sul, no km 23 da rodovia RSC-453; 11 - Projeto de interseção para o acesso à Vila Brands no município de Venâncio Aires, no km 3 da rodovia RSC-453; 12 - Projeto de acesso secundário ao município de Garibaldi no km 91 da rodovia RSC-453; 13 - Projeto de interseção de acesso ao município de Mato Leitão na rodovia RSC-453; 14 - Projeto de acesso à rua João Fell no município de Estrela na rodovia RSC-453; 15 - Projeto de acesso secundário ao município de Muçum na rodovia ERS-129; 16 - Projeto (concluído) de interseção para acesso à Av. Júlio de Castilhos, no município de São Francisco de Paula, no km 92 da rodovia ERS-020; 17 - Projeto de viaduto na ERS-122 entre município de São Vendelino e Nova Milano; 18 - Projeto de ampliação da capacidade da rodovia ERS-130 entre os municípios de Lajeado e Arroio do Meio; 19 - Projeto (concluído) de duplicação de 2,6 km na rodovia ERS-239, iniciando no entroncamento com a ERS-020 no município de Taquara, em direção ao arroio Tucanos. 20 - Projeto de restauração da rodovia RSC-287 abrangendo trecho compreendido entre Tabai e Paraíso do Sul, compreendendo as praças de pedágios de Venâncio Aires e Santa Cruz do Sul.

Na área administrativa destaca-se: projeto de implantação de sistema integrado ERP; mapeamento dos processos da Gerência Operacional e Modelagem do CCO – Centro de Controle Operacional; desenvolvimento de manual abrangendo 11 programas ambientais; conclusão do Programa de

Exploração de Rodovias – PER para curto (1 ano), médio (6 anos) e longo prazos (30 anos), que serviu de base para o plano de recomposição tarifária da EGR.

Porto Alegre, 31 de dezembro de 2017.


Nelson Lidio Nunes
Diretor Presidente



Ney Michelucci Rodrigues
Diretor Administrativo e Financeiro


Milton Cypel
Diretor Técnico

BALANÇO PATRIMONIAL
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 de Dezembro de 2017 e 2016 - em reais (R\$)

	Nota	31/12/2017	31/12/2016		Nota	31/12/2017	31/12/2016
ATIVO		163.611.962,77	131.970.382,74	PASSIVO + PATRIMÔNIO LÍQUIDO		163.611.962,77	131.970.382,74
ATIVO CIRCULANTE		95.667.268,82	99.261.377,02	PASSIVO		78.541.387,92	52.770.217,29
DISPONIBILIDADES	2.4	78.780.034,28	74.673.082,51	PASSIVO CIRCULANTE		66.405.388,82	52.770.217,29
Bancos		3.497.250,64	1.011.586,73	Fornecedores		17.091.277,86	13.953.813,08
Aplicação Fiançeira		75.282.783,64	73.661.495,78	Obrigações Trabalhistas		1.396.261,56	1.147.121,76
Arrecadação das Praças		10.709.681,30	19.693.743,53	Tributos Contribuições Federais		3.311.620,22	2.579.438,90
Valores a Receber		59.242,99	70.432,91	Tributos Municipais	5	37.092.360,36	28.861.158,81
Depósitos Judiciais		-	69.691,74	Outras Contas a Pagar		7.214.923,08	5.889.888,69
Adiantamento a Fornecedores		110.309,51	21.478,25	Adiantamento de clientes		176.181,02	170.936,85
Adiantamento a Empregados		48.395,53	14.451,45	Provisão p/Penalidades Contratuais		122.764,72	167.859,20
Impostos a Recuperar	6	5.927.735,34	4.650.582,43	PASSIVO NÃO CIRCULANTE		12.135.999,10	
ESTOQUES		-	67.914,20	Imposto de Renda Pessoa Jurídica	10	12.135.999,10	-
Material de Expediente		-	41.437,48				
Material Rodovias		-	26.476,72				
DESPESAS ANTECIPADAS		31.869,87	-	PATRIMÔNIO LÍQUIDO		85.070.574,85	79.200.165,45
Despesas Antecipadas		31.869,87	-	CAPITAL SOCIAL	7	37.752.827,81	33.288.129,61
ATIVO NÃO CIRCULANTE		67.944.693,95	32.709.005,72	Capital Subscrito		38.252.827,81	33.788.129,61
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO		23.253.276,53	433,97	Capital a Integralizar		(500.000,00)	(500.000,00)
Créditos e Valores		11.018.603,25	433,97	RESERVA DE LUCROS		47.317.747,04	45.912.035,84
Depósitos Judiciais		12.234.673,28	-	Reserva Legal		3.015.210,10	2.941.152,69
IMOBILIZADO	2.5	1.071.011,14	706.833,62	Reserva Retenção Lucros	9	44.302.536,94	42.970.883,15
Imobilizado		1.336.515,82	846.588,66				
Depreciação Acumulada		(265.504,68)	(139.755,04)				
INTANGÍVEL		43.620.406,28	32.001.738,13				
Intangível		45.008.168,46	32.697.549,95				
Amortização Acumulada		(1.387.762,18)	(695.811,82)				

Porto Alegre, 31 de dezembro de 2017.


Nelson Lidio Nunes
Diretor - Presidente
CPF nº 150.698.340-53


Milton Cypel
Diretor Técnico
CPF nº 077.103.300-10

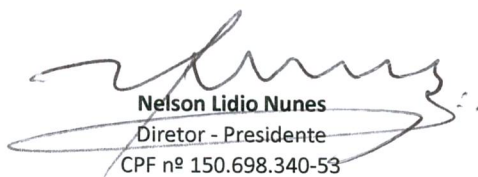

Ney Michelucci Rodrigues
Diretor Adm. e Financeiro
CPF nº 237.646.270-34


Rubem Frederico Masera e Silva
Contador CRC/RS 078309
CPF nº 387.554.670/91

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 de dezembro de 2017 e 2016 - em reais (R\$)

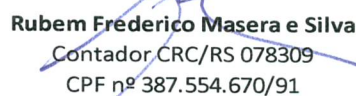
RECEITA BRUTA OPERACIONAL	31/12/2017	31/12/2016
RECEITAS PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS	243.342.500,20	215.839.441,48
Prestações de Serviços	243.342.500,20	215.839.441,48
DEDUÇÕES DA RECEITA	(49.540.436,64)	(46.290.098,74)
PIS	(1.394.066,24)	(1.244.315,87)
COFINS	(6.434.151,29)	(5.742.996,34)
ISSQN	(9.234.699,00)	(8.406.462,83)
Isentos	(2.863.112,85)	(2.994.763,50)
Multipassagem	(8.153.962,10)	(7.378.654,90)
Isentados	(22.385.161,40)	(20.435.792,30)
Violações	(110.110,95)	(87.113,00)
Reversão de ISSQN	1.034.827,19	-
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	193.802.063,56	169.549.342,74
CUSTOS DOS SERVIÇOS PRESTADOS	(171.044.102,29)	(132.180.151,13)
Serviços de Terceiros PJ	(22.342.411,22)	(18.248.769,67)
Manutenção Conservação de Rodovia	(104.000.406,53)	(71.419.699,25)
Manutenção Conservação de Intalações	(41.347.762,83)	(39.602.233,09)
Convênios	(3.334.002,98)	(2.849.533,02)
Ressarcimento Usuários	(14.878,92)	(59.878,90)
Reembolso Usuários	(14,00)	(37,20)
Licença Ambiental	(4.625,81)	-
RECEITAS DIVERSAS	400.832,91	407.260,31
Receitas Diversas	9.367,16	51.476,83
Outras Receitas Operacionais	391.465,75	355.783,48
DESPESAS OPERACIONAIS	(19.207.630,65)	(21.102.132,94)
Despesas Administrativas	(8.326.377,80)	(18.937.823,82)
Despesas com Pessoal	(10.881.252,85)	-
Despesas diversas	-	(2.164.309,12)
RECEITA ANTES DO MOVIMENTO FINANCEIRO	3.951.163,53	16.674.318,98
Receitas Financeiras	4.120.438,40	6.045.233,12
Despesas Financeiras	(5.832.365,47)	(4.464.969,28)
PREJUÍZO/LUCRO ANTES PROVISÃO IRPJ E CSLL	2.239.236,46	18.254.582,82
Provisão IRPJ	(551.064,92)	(3.401.918,38)
Provisão CSLL	(207.023,37)	(1.233.330,62)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	1.481.148,17	13.619.333,82

Porto Alegre, 31 de dezembro de 2017.


Nelson Lidio Nunes
Diretor - Presidente
CPF nº 150.698.340-53


Ney Michelucci Rodrigues
Diretor Adm. e Financeiro
CPF nº 237.646.270-34


Milton Cypel
Diretor Técnico
CPF nº 077.103.300-10



Rubem Frederico Masera e Silva
Contador CRC/RS 078309
CPF nº 387.554.670/91

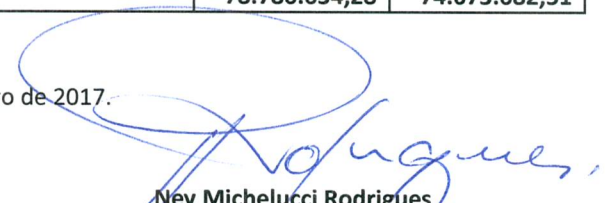
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 de Dezembro de 2017 e 2016 - em reais (R\$)

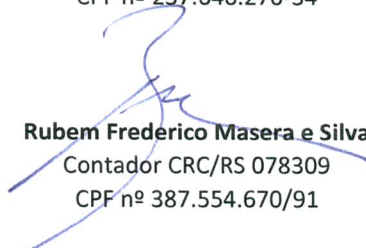
Fluxo de Caixa Operacional	2017	2016
Lucro Líquido	1.481.148,17	13.619.333,82
Despesas com Depreciação	125.749,64	73.266,38
Despesas com Amortização	691.950,36	523.842,32
Ajustes Exercícios Anteriores	(75.436,97)	-
<u>Aumento/Diminuição do Ativo</u>		
Arrecadação das praças	8.984.062,23	(4.568.921,32)
Adiantamentos	(122.775,34)	(849,59)
Valores a receber	11.189,92	(66.050,47)
Dépósitos Judiciais	69.691,74	(54.281,4)
Estoques	67.914,20	15.256,20
Despesas antecipadas	(31.869,87)	-
Valores a receber longo prazo	(11.018.169,28)	-
Depósitos Judiciais longo prazo	(12.234.673,28)	-
Aumento/Diminuição de impostos a recuperar	(1.277.152,91)	(859.081,41)
<u>Aumento/Diminuição do Passivo</u>		
Obrigações trabalhistas	249.139,80	191.736,11
Fornecedores	3.137.464,78	(2.926.770,01)
Obrigações Fiscais	8.963.382,87	9.523.289,62
Outras contas a pagar	1.325.034,39	(111.502,29)
Adiantamento de clientes	5.244,17	(29.407,07)
Provisões	(45.094,48)	63.251,89
Imposto de renda pessoa jurídica longo prazo	12.135.999,10	-
Caixa Líquido Atividades Operacionais	12.442.799,24	15.393.112,78
Fluxo de Caixa Investimentos		
Aquisição/baixa de imobilizado	(489.927,16)	(245.153,58)
Aquisição de intangível	(12.310.618,51)	(19.478.393,77)
Caixa Líquido Atividades Investimentos	(12.800.545,67)	(19.723.547,35)
Fluxo de Caixa Financiamentos		
Integralização de Capital	4.464.698,20	2.788.129,61
Caixa Líquido Atividades Financiamentos	4.464.698,20	2.788.129,61
Aumento Líquido de Caixa e Equivalente de Caixa	4.106.951,77	(1.542.304,95)
Caixa e Equivalente de Caixa no Início do Período	74.673.082,51	76.215.387,47
Caixa e Equivalente de Caixa no Fim do Período	78.780.034,28	74.673.082,51

Porto Alegre, 31 de dezembro de 2017.


Nelson Lido Nunes
Diretor - Presidente
CPF nº 150.698.340-53


Ney Michelucci Rodrigues
Diretor Adm. e Financeiro
CPF nº 237.646.270-34


Milton Cypel
Diretor Técnico
CPF nº 077.103.300-10

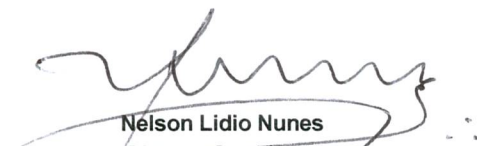

Rubem Frederico Masera e Silva
Contador CRC/RS 078309
CPF nº 387.554.670/91

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 de Dezembro de 2017 e 2016 - em reais (R\$)

	CAPITAL REALIZADO	RESERVAS DE LUCROS		LUCROS OU PREJUÍZOS ACUMULADOS	TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
		Reserva Legal	Reserva Ret. Lucros		
Saldo em 31.12.2015	30.500.000,00	2.260.186,00	26.769.123,32	-	59.529.309,32
Ajuste exercício anterior			3.263.392,70	-	3.263.392,70
Saldo em 31.12.2015 reap.	30.500.000,00	2.260.186,00	30.032.516,02	-	62.792.702,02
Integralização	2.788.129,61	-	-	-	2.788.129,61
Lucro líquido exercício	-	-	-	13.619.333,82	13.619.333,82
Destinação :					
Reserva Legal	-	680.966,69	-	(680.966,69)	-
Reserva Retenção Lucros	-	-	12.938.367,13	(12.938.367,13)	-
Saldo em 31.12.2016	33.288.129,61	2.941.152,69	42.970.883,15	13.619.333,82	79.200.165,45
Integralização	4.464.698,20	-	-	-	4.464.698,20
Lucro líquido exercício	-	-	-	1.481.148,17	1.481.148,17
Destinação :					
Reserva Legal	-	74.057,41	-	(74.057,41)	-
Reserva Retenção Lucros	-	-	1.407.090,76	(1.407.090,76)	-
Ajuste exercício anterior	-	-	(75.436,97)	-	(75.436,97)
Saldo em 31.12.2017	37.752.827,81	3.015.210,10	44.302.536,94	-	85.070.574,85

Porto Alegre, 31 de dezembro de 2017.



Nelson Lido Nunes
Diretor - Presidente
CPF nº 150.698.340-53



Ney Michelucci Rodrigues
Diretor Adm. e Financeiro
CPF nº 237.646.270-34



Milton Cypel
Diretor Técnico
CPF nº 077.103.300-10



Rubem Frederico Masera e Silva
Contador CRC/RS 078309
CPF nº 387.554.670/91

Notas Explicativas da Administração às Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2017 – em reais (R\$)

1. Informações Gerais

A Empresa Gaúcha de Rodovias – EGR – é uma empresa pública de capital fechado controlada pelo Estado do Rio Grande do Sul, constituída sob a forma de sociedade anônima, nos termos da Lei Federal nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e alterações, mediante autorização da Lei Estadual nº 14.033, de 29 de junho de 2012, vinculada à Secretaria dos Transportes – e regida pelo Estatuto aprovado pelo Decreto nº 49.593, de 19 de setembro de 2012. A EGR sujeitar-se-á ao regime jurídico próprio das empresas privadas, inclusive quanto aos direitos e obrigações civis, comerciais, trabalhistas e tributários. A empresa tem sede e foro na cidade de Porto Alegre podendo criar escritórios regionais no Estado do Rio Grande do Sul e possui prazo de duração indeterminado.

2. Resumo das Principais Políticas Contábeis

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação destas demonstrações financeiras estão definidas abaixo. Essas políticas vêm sendo aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados.

2.1 - Base de Preparação

As demonstrações financeiras foram elaboradas com base em diversas bases de avaliação utilizadas nas estimativas contábeis. As estimativas contábeis envolvidas na preparação das demonstrações financeiras foram baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da Administração para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações financeiras.

As demonstrações financeiras da Empresa foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as políticas contábeis adotadas no Brasil, as quais abrangem a legislação societária, os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pela IASB, e as Normas emitidas pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

2.2 - Reconhecimento de Receita

A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Empresa e quando possa ser mensurada de forma confiável.

Receita de pedágio – As receitas de pedágio, incluindo as receitas com cartões de pedágio e pós-pagos, são registrados no resultado quando da passagem do usuário pela praça de pedágio.

Receita de rendimento de aplicações financeiras – Os rendimentos referentes às aplicações financeiras (SIAC – Sistema de Integrado de Administração de Caixa) são registrados como receita financeira.

2.3 - Regime de Contabilização

As receitas e despesas foram apropriadas com base no regime de competência.

2.4 - Disponibilidades

São compostas pelo caixa, depósitos bancários e investimentos de curtíssimo prazo de alta liquidez, utilizados para cumprimento de obrigações de curto prazo.

2.5 – Imobilizado e Intangível

Os bens adquiridos pela EGR estão demonstrados pelo valor do custo de aquisição e a depreciação foi calculada pelo método linear pelas taxas vigentes.

IMOBILIZADO	Saldo no início do exercício	Aquisições	Baixas	Depreciação	Saldo no final do exercício
Móveis e utensílios	184.939,80	37.733,17	2.012,00	25.652,52	195.008,45
Máquinas	6.826,96	-	-	1.038,84	5.788,12
Equipamentos	475.166,26	146.002,99	5.859,66	64.964,33	550.345,26
Computadores e periféricos	22.384,98	278.102,66	-	28.705,23	271.782,41
Impressoras	17.515,62	-	-	5.388,72	12.126,90
Imob. Pred. 3º	-	35.960,00	-	-	35.960,00
Total	706.833,62	497.798,82	7.871,66	125.749,64	1.071.011,14

INTANGÍVEL	Saldo no início do exercício	Aquisições	Baixas	Amortização	Saldo no final do exercício
Software	361.582,79	13.053,00	-	97.243,44	277.392,35
Imóveis	14.293.243,60	-	-	594.706,92	13.698.536,68
Obras em andamento	17.346.911,74	12.297.565,51	-	-	29.644.477,25
Total	32.001.738,13	12.310.618,51	-	691.950,36	43.620.406,28

TOTAL IMOB. E INTAG.	32.708.571,75	12.808.417,33	7.871,66	817.700,00	44.691.417,42
-----------------------------	----------------------	----------------------	-----------------	-------------------	----------------------

No intangível na conta Imóveis e Obras em andamento estão registrados obras viárias, tais como acessos, passarelas e duplicações em estradas estaduais, executadas pela **EGR**, amortizado nas condições estabelecidas pelo Pronunciamento Técnico CPC 04, que trata especificamente sobre este item patrimonial.

	Taxa de depreciação/amortização
Móveis e utensílios	10%
Máquinas	10%
Equipamentos	10%
Computadores e periféricos	20%
Impressoras	20%
Software	20%
Imóveis	4%
Obras em andamento	0%

2.6 - Impostos

Os impostos são calculados de acordo com a Legislação Tributária em vigor.

3. Imobilizado Recebido das Concessionárias

Os bens recebidos pela EGR, originários do patrimônio das Concessionárias responsáveis pelas praças de pedágio, foram transferidos no exercício de 2013, sem especificação de valor, estão os mesmos sendo analisados, classificados e avaliados por empresa especializada e serão incorporados posteriormente ao patrimônio da EGR, por essa razão não figuraram no imobilizado da empresa.

4 . Adiantamento a Empregados

O valor publicado no exercício de 2016 na conta Adiantamento a Fornecedores de R\$ 14.451,45 está registrada em nosso sistema contábil com o valor de R\$ 14.501,45 em 31/12/2016. Esta diferença de R\$ 50,00 foi identificada e ajustada em 01/01/2017.

5 . Imposto Sobre Serviço de Qualquer Natureza

O ISSQN devido pela EGR sobre a prestação de serviços é mensalmente registrado em conta do passivo circulante, mas não ocorreu pagamento em 2017 pois a matéria está sendo discutida no âmbito jurídico quanto à imunidade tributária. Pelo princípio da prudência, os valores totalizando R\$ 9.234.699,00, foram registrados no passivo que já acumula R\$ 36.762.415,22 referente aos exercícios de 2013, 2014, 2015, 2016 e 2017. Ainda no exercício de 2017 ocorreu decisão judicial favorável a EGR no município de Candelária, o valor correspondente a esta prefeitura baixado da contabilidade em uma conta redutora das deduções no mês em que se deu a decisão.

6. Impostos a Recuperar

O saldo de impostos a recuperar é de R\$ 5.927.735,34 é composto de R\$ 4.338.312,25 de IRPJ, R\$ 1.476.204,37 de CSLL, R\$ 17.310,32 de IRRF, R\$ 6.817,80 de INSS, R\$ 89.090,60 PIS/COFINS/CSLL.

7. Patrimônio Líquido.

7.1 - Capital Social

O capital social é de R\$ 37.752.827,81 (trinta e sete milhões e setecentos e cinquenta e dois mil e oitocentos e vinte sete reais e oitenta e um centavo), dividido em 31.000.000 (trinta e um milhões) de ações ordinárias nominativas, sem valor nominal. O Capital Social previsto no Estatuto da EGR publicado em 19 de setembro de 2012 através do Decreto nº 49.593 era de R\$ 1.000.000,00 sendo R\$ 500.000,00 integralizados. Houve a subscrição do capital social em dezembro de 2013 no valor de R\$ 30.000.000,00 com base na Lei nº 14.372 de 13 de dezembro de 2013 e no Decreto nº 51.034 de 17 de dezembro de 2013 e integralizado em 2014. Em 2017 houve a integralização de capital de R\$ 4.464.698,20 decorrente da incorporação dos juros de capital próprio.

8. Remuneração dos Investidores

No exercício de 2017 não serão distribuídos dividendos, tendo em vista a política da Companhia que é a de aplicar nas rodovias pedagiadas sob sua administração, todos os recursos que arrecada que são provenientes da exploração direta de rodovias, por meio da cobrança de tarifas ou de serviços suplementares relacionados à exploração rodoviária, situação expressa em sua lei de criação nº LEI N.º 14.033, de 29 de Junho DE 2012 no art.7º : "§ 2º A receita referida no inciso I deste artigo será depositada em conta da EGR específica para cada praça de pedágio, devendo ser aplicada integralmente nas obras, serviços e demais investimentos na rodovia onde houve a arrecadação, deduzidos custos operacionais e tributários".

9. Reserva de Retenção de Lucros

Na reserva de retenção de Lucros de 2017 foi incorporado o valor de R\$ 1.481.148,17 deduzido R\$ 75.436,97 referente a ajuste de exercícios anteriores, permanecendo com o saldo de R\$ 44.302.536,94 em 31.12.2017.

10. Imposto de Renda Pessoa Jurídica

A EGR através de ação ordinária nº 5019554-33.2014.404.7100/RS está discutindo a imunidade do IRPJ, e está efetuando os valores de antecipação mensal e valores do ajuste anual em conta designada pela justiça. Para evidenciar os valores depositados efetuou-se o registro no realizável a longo prazo e correspondente obrigação no exigível a longo prazo.

Porto Alegre, 31 de dezembro de 2017.



Nelson Lidio Nunes
Diretor - Presidente
CPF nº 150.698.340-53



Ney Michelucci Rodrigues
Diretor Adm. e Financeiro
CPF nº 237.646.270-34



Milton Cypel
Diretor Técnico
CPF nº 077.103.300-10



Rubem Frederico Masera e Silva
Contador CRC/RS 078309
CPF nº 387.554.670/91

**RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS
DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS**

**Aos
Administradores e Acionistas da
EMPRESA GAÚCHA DE RODOVIAS S.A. - EGR
Porto Alegre - RS**

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis da EMPRESA GAÚCHA DE RODOVIAS S.A. – EGR, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, 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.

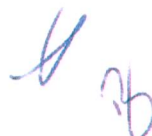
Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da EGR em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

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 contábeis". Somos independentes em relação à EGR, 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

Conforme divulgado na nota explicativa 3, a EGR recebeu bens das concessionárias responsáveis pelas praças de pedágio, os quais ainda não estão quantificados, sendo que no controle patrimonial há o registro de R\$ 5.440.145,88 relativo a esses bens. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.



Responsabilidade da administração e da governança pelas demonstrações contábeis

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

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

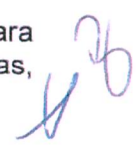
Os responsáveis pela governança da EGR são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis, 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 contábeis.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como, obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas,

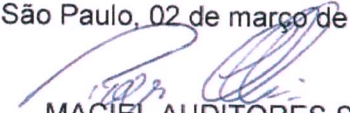


não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da EGR.


- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da EGR. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis 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 EGR a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

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.

São Paulo, 02 de março de 2018.



MACIEL AUDITORES S/S
2CRC RS 5.460/O-0 – T - SP
ROGER MACIEL DE OLIVEIRA
1CRC RS – 71.505/O-3 – T - SP
Sócio Responsável Técnico



LUCIANO GOMES DOS SANTOS
1CRC RS – 59.628/O-2 – S - SP
Sócio Responsável Técnico

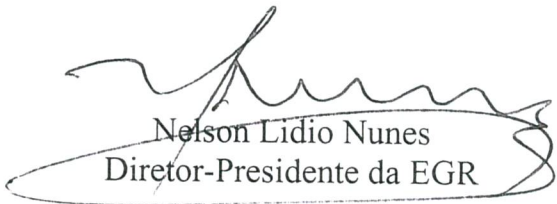
MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da Empresa Gaúcha de Rodovias S.A., tendo examinado o Relatório da Diretoria, o Balanço Patrimonial, a Demonstração do Resultado do Exercício, a Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, a Demonstração do Fluxo de Caixa e demais documentos da Companhia referentes ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria e tendo presente o teor do Relatório dos Auditores Independentes, manifesta-se pela aprovação, por unanimidade de votos, do conjunto de Demonstrações Financeiras e, ainda, pela aprovação da Proposta de Destinação dos Lucros, sem distribuição de dividendos, e que os lucros sejam incorporados na reserva de retenção de lucros; pela redução na reserva de retenção de lucros do ajuste de exercícios anteriores; pela incorporação dos juros de capital próprio a pagar, por meio de aumento de capital e pelo encaminhamento destas para apreciação e deliberação da Assembleia Geral Ordinária de Acionistas. Porto Alegre, 04 de abril de 2018.


MEMBROS DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA EGR



Humberto Brandão Canuso - Presidente
Representante da Secretaria dos Transportes



Nelson Lídio Nunes
Diretor-Presidente da EGR



Mário Rache Freitas

Gilberto Machado de Pinho

Everton Santos Oltramari

Jackson Valenti Nogueira
Representante da Casa Civil




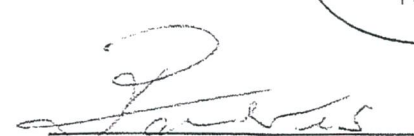
ATA DE REUNIÃO ORDINÁRIA DO CONSELHO FISCAL DA EMPRESA GAÚCHA DE RODOVIAS S/A – EGR


ATA 61

LOCAL, DATA E HORA: Av. Borges de Medeiros, n.º 261, 3º andar, sala de reuniões da Empresa Gaúcha de Rodovias (EGR), nesta Capital, dia 04 de abril de 2018, às 12h00min. **COMPOSIÇÃO DA MESA:** com a presença da totalidade de seus membros, reuniu-se o Conselho Fiscal da Empresa Gaúcha de Rodovias S.A – EGR, integrado pelos Conselheiros, Delmar Henrique Backes, Paulo Cesar Santana Nunes e Vanderlan Frank Carvalho. **ORDEM DO DIA:** a) exame e parecer sobre as Demonstrações Financeiras da Companhia, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017; b) exame e parecer sobre a Proposta de Destinação do Lucro oriunda dos Órgãos da Administração da Companhia. **PARECER:** após exame das peças que compõem as Demonstrações Financeiras da Companhia, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017 e, da Proposta de Destinação do Lucro, o Colegiado emanou, por unanimidade e sem ressalvas, o seguinte parecer: *“PARECER DO CONSELHO FISCAL: Na qualidade de membros do Conselho Fiscal da Empresa Gaúcha de Rodovias S/A - EGR, nos termos da lei e dos estatutos sociais, examinamos o Balanço Patrimonial, a Demonstração de Resultado e demais demonstrações contábeis do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017, todas em comparabilidade ao exercício social de 2016. Da análise procedida, inferiu-se que as Demonstrações Financeiras, lidas em conjunto com as Notas Explicativas, o Relatório da Administração, o Relatório dos Auditores Independentes e, as manifestações deste Colegiado proferidas em relatórios de suas Reuniões Ordinárias, representam adequadamente, em seus aspectos relevantes, a posição econômico-financeira da Empresa em 31 de dezembro de 2017. Opinamos, ainda, favoravelmente sobre a Proposta de destinação do Lucro, oriunda dos Órgãos da Administração da Companhia, a qual não contempla a distribuição de dividendos ou de juros sobre o capital próprio”*. Nada mais havendo a ser tratado, foi dada por encerrada a reunião e dela lavrada a Ata que, após lida e considerada conforme, foi assinada por todos os Conselheiros presentes.

MEMBROS DO CONSELHO FISCAL DA EGR


Paulo Cesar Santana Nunes
Conselheiro Presidente


Delmar Henrique Backes
Conselheiro


Vanderlan Frank Carvalho
Conselheiro

