



CEEE
GERAÇÃO E
TRANSMISSÃO

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Dezembro 2018

**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 2018 e 2017.

Valores expressos em milhares de reais.

SUMÁRIO

Relatório de Administração	
Relatório de Administração	03
Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas	
Balanços Patrimoniais Individuais e Consolidados	29
Demonstração dos Resultados Individuais e Consolidados	30
Demonstração dos Resultados Abrangentes Individuais e Consolidados	30
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido Individuais e Consolidados	31
Demonstração dos Fluxos de Caixa Individuais e Consolidados	32
Demonstração dos Valores Adicionados Individuais e Consolidados	33
Notas Explicativas da Administração às Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas	
Notas Explicativas da Administração às Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas	34
Relatório do Auditor Independente sobre as Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas	103
Declaração dos Diretores da Companhia sobre as Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas	108
Declaração dos Diretores da Companhia sobre as Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas	109
Parecer 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 2018, acompanhadas dos pareceres dos Auditores Independentes, do Conselho Fiscal e da manifestação do Conselho de Administração.

1. Mensagem da Administração

O ano de 2018 foi de muitos desafios para as empresas que atuam no setor elétrico. Para a CEEE Geração e Transmissão, esses desafios têm sido especialmente importantes, pois a empresa tem concentrado esforços para seguir atuando com o compromisso estratégico de melhorar a prestação de serviço e buscar a melhoria dos indicadores técnicos e financeiros, com o objetivo de tornar a empresa eficiente e sustentável.

Nesse período, merece destaque a conclusão de 08 (oito) grandes obras, sendo 03 (três) de transmissão e 05 (cinco) de geração, contribuindo para o desempenho positivo da totalidade dos indicadores técnicos e econômico-financeiro, mantendo esta tendência para o próximo ano.

Entre as ações na área de geração estão a continuidade na automação da Usina Hidrelétrica Passo Real, com previsão de conclusão em 2019. Além de obras de automação das Pequenas Centrais Hidrelétricas Ernestina, Guarita e Capigui, na região norte do Estado. A atualização dos equipamentos de tecnologia analógica por digitais, principalmente nas funções de controle, comando, medição, proteção e regulação, permitirá que estas instalações sejam supervisionadas e telecomandadas de forma remota, otimizando a disponibilidade do sistema e incrementando a vida útil dos equipamentos.

Na área de Transmissão, a ampliação do número de subestações telecomandadas através do Centro de Operação de Instalações (COI) permitiu um total de 35 subestações monitoradas e operadas remotamente, contribuindo para o incremento da disponibilidade do sistema.

Para o ano de 2018, a CEEE-GT comprometeu-se com 05 (cinco) indicadores de desempenho e com a entrega de 15 (quinze) projetos, sendo 07 (sete) obras de Transmissão, 07 (sete) obras de Modernização da Geração e o Desinvestimento do Complexo Eólico Povo Novo. Os resultados alcançados confirmam o compromisso da gestão com a eficiência operacional, a racionalização dos gastos e assertividade nos investimentos.

Neste relatório, será possível acompanhar, de forma transparente, a evolução desses resultados de 2018, com um resumo das ações que estão levando a Empresa à sua recuperação. 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 2018 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
ELETOBRÁS	3.067.035	32,23	87.639	53,43	3.154.674	32,59
CUSTÓDIA EM BOLSA - B3	33.528	0,35	20.622	12,57	54.150	0,56
MUNICÍPIOS	34.844	0,36	53.446	32,60	88.290	0,91
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: 31/12/2018

2 - 555 Acionistas

2.1.1. Comportamento do preço das ações

De janeiro a dezembro de 2018, as ações ordinárias nominativas (ON) da Companhia foram negociadas em 33 dos 226 pregões do ano e as ações preferenciais nominativas (PN) em 21 dos 163 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\$ 210 (duzentos e dez reais) e R\$ 222,50 (duzentos e vinte e dois reais e cinquenta centavos) o preço unitário, sendo negociadas por lotes de mil unidades.

As informações acima podem ser encontradas no “Resumo Mensal de Negociação” de dezembro de 2018, 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 Companhia possui contrato de prestação de serviços de Escrituração de Ações com a Itaú Corretora, que possui canal exclusivo para atendimento aos acionistas conforme abaixo:

+55 11 3003-9285 (capitais e regiões metropolitanas)

0800 7209285 (demais localidades)

Em dias úteis das 9h às 18h.

Informações societárias estão disponíveis no site <http://ri.ceee.com.br>. Em caso de dúvidas ainda é disponibilizado o e-mail ri@ceee.com.br como contato, além de atendimento via telefone pelo número +55 51 3382-5715, em dias úteis das 9h às 17h.

2.1.3. Relações com o mercado

Em 2018, a Companhia realizou a Reunião Pública Anual com Investidores e Analistas do Mercado no dia 21/12/2018, a apresentação está disponível para *download* no site da CVM, B3 e de RI da Companhia.

2.2. Reconhecimentos

2.2.1. ESARH – Categoria Gestão de Pessoas

O Grupo CEEE conquistou, no Encontro Sul-americano de Recursos Humanos, realizado em Gramado (entre 14 e 16 de maio de 2018), o troféu na categoria Gestão de Pessoas. A Empresa ganhou destaque com o case “Capacitação de Instrutores Internos Convex”. O objetivo da iniciativa é reconhecer e incentivar as melhores práticas de Gestão de Pessoas e Responsabilidade Socioambiental. O diretor Administrativo, Giovanni Francisco da Silva, representou o Grupo CEEE.

2.2.2. Prêmio Parceria Pela Vida

O grande destaque do prêmio Parceria Pela Vida, promovido pela Leal Equipamentos de Segurança, no ano de 2018 foi o Grupo CEEE. Projetos da empresa foram vencedores em três das quatro categorias do reconhecimento. Técnicos da Companhia receberam a distinção nas categorias “Case Concessionária”, “Foto e frase” e “Empresa Mais Engajada”. O prêmio busca disseminar a saúde e segurança do trabalho nas concessionárias do setor elétrico e operadoras de telefonia do Sul e Sudeste e de suas contratadas.

2.2.3. 500 Maiores do Sul

No Prêmio Grandes & Líderes – 500 Maiores do Sul, edição 2018, o Grupo CEEE foi reconhecido pela Revista Amanhã como a 10ª maior empresa do Estado e a 29ª maior da região Sul. A Revista faz anualmente um ranking baseado em dados coletados no balanço financeiro das corporações. No ano anterior, a Companhia ocupava a 8ª colocação no Estado e a 12ª na região. O ranking Grandes & Líderes - 500 Maiores do Sul é elaborado pela Revista Amanhã em conjunto com a PwC.

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 Assembléia Geral, Conselho de Administração, Diretoria Colegiada, Conselho Fiscal e Conselho de Consumidores. Além disso, completa a estrutura de governança o Comitê de Auditoria Estatutário, o Comitê de Elegibilidade, 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 de todos os dirigentes, empregados e partes interessadas, independente da área de atuação e do nível hierárquico ocupados.

Para reforçar a aplicação do Código, o Comitê de Ética, constituído desde o final do ano de 2013 e atualmente em sua segunda gestão (2017/2019), é composto por três membros indicados pela Diretoria e três escolhidos por meio de processo eletivo direto. O Comitê atua em situações de conflitos ou dilemas éticos, avaliando e orientando os dirigentes do Grupo CEEE quanto aos procedimentos a serem adotados.

O Código de Ética está disponível a todos os interessados no site www.ceeecom.br. Para o envio de consultas e denúncias de práticas irregulares ou consideradas ilegais e contrárias aos valores e princípios éticos, os seguintes canais de relacionamento estão disponibilizados, podendo ser acionados por empregados, clientes, fornecedores, investidores e sociedade em geral: endereço de e-mail comite.ceed@ceeecom.br, telefone 0800-721-2333 (Ouvidoria), diretamente com qualquer membro do Comitê ou por ofício protocolado na Secretaria-Geral da Companhia.

O Comitê de Ética da CEEE-GT realizou 33 reuniões em 2018. Membros do Comitê também integram grupo de trabalho multidisciplinar criado pela Diretoria para revisão do atual Código de Ética.

No exercício de 2018, o Comitê de Ética da CEEE-GT recebeu 10 denúncias e solicitações de orientação. E, em conjunto com o Comitê de Ética da CEEE-D (com quem compõe a CEEE-Par), atuou em mais 14 denúncias e demandas comuns. O procedimento em relação às denúncias ou orientações inclui a análise preliminar, a averiguação de admissibilidade, a designação de relatoria, o encaminhamento da proposição, o retorno ao Comitê e a averiguação da conduta ética.

3.3. Modernização tecnológica

A Companhia opera desde dezembro de 2016 com novos sistemas de Gestão Empresarial (ERP) e Comercial (SGC), que integram o Projeto Convex. Ao longo do ano de 2018, novas melhorias e módulos foram colocados em operação.

O sistema que atende ao controle de processos jurídicos (Benner), por exemplo, teve sua integração concluída, com a disponibilização de inúmeras funções que automatizam o fluxo das cobranças judiciais – em 2017 já haviam sido ativadas as ferramentas que permitem o recebimento e tratamento de liminares, consulta de processos judiciais e de partes interessadas.

Em atendimento ao Decreto nº 8.373, de 11 de dezembro de 2014, que institui o Sistema de Escrituração Digital das Obrigações Fiscais, Previdenciárias e Trabalhistas (eSocial) e com adesão obrigatória até 2018, a Companhia realizou as alterações e melhorias necessárias em seu sistema ERP, permitindo o fornecimento de dados ao Ambiente Nacional do eSocial.

Na área de Geração, em 2018 teve continuidade a automação da UHE Passo Real, com previsão de conclusão em 2019. Além disso, foram realizadas as obras de automação das usinas UHE Ernestina, PCH Guarita e PCH Capigui. A atualização dos equipamentos de tecnologia analógica por digitais, principalmente nas funções de controle, comando, medição, proteção e regulação, permitirá que estas instalações sejam supervisionadas e telecomandadas de forma remota, otimizando a disponibilidade do sistema e incrementando a vida útil dos equipamentos.

Na área de Transmissão, houve a ampliação do número de subestações telecomandadas através do Centro de Operação de Instalações (COI). Estruturado em 2016, com o objetivo de unificar a operação remota de todas as subestações da Transmissão, o COI passou a operar em 2017. Inicialmente responsável pelo telecomando de 18 unidades, encerrou 2018 com 35 subestações comandadas remotamente, contribuindo para o incremento da disponibilidade do sistema de Transmissão.

3.4. Acordo de Resultados

Em 2018 a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT) firmou o Acordo de Resultados junto ao Governo do Estado do RS, oportunidade em que formalizou os principais compromissos da Empresa com a sociedade. Sua composição abrange três dimensões, assim como nos anos de 2015, 2016 e 2017, sendo:

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

Para o ano de 2018 a CEEE-GT comprometeu-se com 05 (cinco) indicadores de desempenho e com a entrega de 15 (quinze) projetos, sendo: 07 (sete) obras de Transmissão, 07 (sete) obras de Modernização da Geração e o Desinvestimento do Complexo Eólico Povo Novo. 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 08 (oito) obras no período, sendo 03 (três) de transmissão e 05 (cinco) de geração, o que contribuiu para o desempenho positivo da totalidade dos indicadores técnicos e econômico-financeiro (tabela 02), mantendo esta tendência para o próximo ano.

Quanto ao Desinvestimento do Complexo Eólico Povo Novo, no ano de 2018 obtivemos grandes evoluções, como a publicação da Lei 15.231/2018, a qual autoriza a CEEE-GT a alienar o Complexo em sua totalidade. O relançamento da Chamada Pública deve ocorrer no ano de 2019.

Tabela 02

Indicador	Objetivo do Indicador	Unidade de medida	Polaridade	Meta	Realização 2018
DGH60	Medir a Disponibilidade da Geração Hidrelétrica, sendo considerada a média móvel 60 meses das disponibilidades das usinas.	Pontos percentuais	↑	92,43	93,97
TFM-G	Medir a Disponibilidade da Geração Hidrelétrica, sendo considerada a média móvel 60 meses das disponibilidades das usinas.	Pontos percentuais	↓	7	4,01
QRB	Medir a qualidade da Rede Básica da transmissora.	Pontos percentuais	↓	98,65	99,36
QDIT	Medir a qualidade das demais instalações da transmissora.	Pontos percentuais	↑	98,65	99,21
EBITDA REGULATÓRIO	Resultado Operacional	Valor em milhões R\$	↑	≥0	Aguardando fechamento*

* O fechamento do ebitda regulatório do exercício de 2018 ocorrerá em 30/04/2019.

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)	0,08%
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 CEEE-GT tem participação de 5% nos primeiros 10 anos de operação comercial (2001 à 2010), 10% do 11º ao 20º (2011 à 2020) e 15% a partir do 21º ano até o fim da concessão.

- (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

O setor elétrico brasileiro está estruturado para garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, promover a inserção social, por meio de programas de universalização do atendimento, e também a modicidade tarifária e de preços.

Após 2004, o setor elétrico adotou um novo modelo que estabeleceu a possibilidade de financiamento através de recursos públicos e privados; empresas divididas por atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação; convivência entre Empresas Estatais e Privadas; competição na geração e comercialização, considerando o número de players no segmento, além de que o produto, energia elétrica, pode ser tratado como uma *commodity*; *manutenção* dos setores transmissão e distribuição como monopólios naturais, pois sua estrutura física não possibilita a competição entre agentes em uma mesma área de concessão, fazendo-se necessário uma forte regulação nos segmentos; existência de consumidores Livres e Cativos, garantindo a convivência entre Mercados Livre e Regulado.

No âmbito da Geração, segundo o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), em dado divulgado ainda sem o fechamento de dezembro/18, a capacidade instalada de geração de energia elétrica ultrapassou os 6.120 MW em 2018. No âmbito da transmissão, até novembro de 2018, a expansão totalizou 3.436 km de linhas e 12.505 MVA de transformação.

No segmento de Distribuição, de acordo com os dados informados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE – o ano de 2018 fechou com crescimento de 1,1% no consumo de energia elétrica nacional em relação ao ano de 2017. O montante de energia distribuída em 2018 chegou a 472 TWh contra 467 TWh verificado no ano anterior. Nesse período, o consumo cativo apresentou queda de 1,3% e a migração de consumidores favoreceu o aumento do consumo livre, que finalizou o ano com avanço de 6,3%.

Ainda de acordo com a EPE o consumo residencial de energia elétrica apresentou crescimento de 1,2% em 2018, atribuído principalmente à lenta recuperação do mercado de trabalho. Nesse período, o consumo médio nas residências do país manteve-se estável em torno de 158 kWh/mês, praticamente sem variação em relação ao ano anterior (-0,2%).

O consumo industrial demonstrou crescimento de 1,3% em 2018 frente a 2017, sendo que o ramo automotivo foi o maior destaque no ano, mostrando desempenho de +5,4% no consumo de energia elétrica. O comportamento do comércio durante o ano de 2018 refletiu num fraco crescimento do consumo de energia elétrica da classe comercial, resultando em um acréscimo de 0,6% comparado ao desempenho apresentado no ano passado.

Dentre os destaques do Setor Elétrico Nacional em 2018 está o crescimento da micro e mini geração distribuída. Desde 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Em 2018, a modernização do instrumento normativo da ANEEL foi discutida através da Consulta Pública nº 010/2018. A Consulta Pública – CP nº 010/2018 recebeu 1.511 contribuições de 136 interessados, sendo 914 contribuições encaminhadas por 78 agentes pelo endereço eletrônico disponibilizado na CP e 597 sugestões recebidas de 58 interessados pelo formulário eletrônico, evidenciando a relevância do tema para o futuro do Setor Elétrico, em especial, para o segmento de Distribuição.

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 Distribuidoras, Geradores e Comercializadores . 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 de	Potência Instalada (MW) Proporcional	Garantia Física (MW Médios) Proporcional	Início de Operação Comercial	Vencimento de Outorga
Integral	909,90	406,67		909,90	406,67		
UHE Governador Leonel de Moura Brizola	180,00	116,90	100%	180,00	116,90	1962	31/12/2042
UHE Passo Real	158,00	66,20	100%	158,00	66,20	1973	31/12/2042
UHE Itaúba	500,00	180,50	100%	500,00	180,50	1978	30/12/2021
PCH Ivaí	0,70	0,45	100%	0,70	0,45	1950	*
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	*
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	1726,49		357,37	156,00		
UHE Machadinho	1.140,00	547,1	5,53%	63,00	26,16	2002	
UHE Dona Francisca	125,00	75,9	10,00%	12,50	7,59	2001	
UHE Campos Novos	880,00	379,7	6,51%	57,30	24,72	2007	
UHE Furnas do Segredo	9,80	5,51	10,50%	1,03	0,58	2005	
UHE Monte Claro	130,00	56,10	30,00%	39,00	16,83	2005	
UHE Castro Alves	130,00	61,80	30,00%	39,00	18,54	2008	
UHE 14 de Julho	100,00	47,50	30,00%	30,00	14,25	2009	
UHE Foz do Chapecó	855,00	427,20	9,00%	77,00	38,45	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	2.133,16		1.267,27	562,67		

*Usina com registro. Sem data de vencimento

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 225 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.

Quadro 02

Modelo de Negócio e Condições no ACR			
Usina	Modelo de Negócio em 31 de dez/2018 (energia)	Preço no ACR em 31/DEZ/2018	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 R\$ 48.716.137,61	IPCA em 1º/jul
UHE Passo Real	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 42.752.249,87	IPCA em 1º/jul
UHE Canastra	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 10.637.642,00	IPCA em 1º/jul

PCH Bugres	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 3.960.482,05	IPCA em 1º/jul
PCH Herval	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 684.604,50	IPCA em 1º/jul
PCH Passo do Inferno	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 777.829,40	IPCA em 1º/jul
UHE Ernestina	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 2.239.279,37	IPCA em 1º/jul
PCH Capigüi	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 2.087.136,57	IPCA em 1º/jul
PCH Forquilha	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 694.654,86	IPCA em 1º/jul
PCH Guarita	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 1.099.071,04	IPCA em 1º/jul
PCH Santa Rosa	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 858.435,65	IPCA em 1º/jul
PCH Ijuizinho	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 689.666,68	IPCA em 1º/jul
UHEs Itaúba e Dona Francisca, PCHs Toca e Ivaí, Participação Machadinho	100% ACL	Não Aplicável	Não Aplicável

Além dos montantes entregues na forma de Cotas, a CEEE-GT comercializou em 2018, entre contratos de compra e venda, um total de 205 MW médios no Ambiente de Contratação Livre.

Nas contabilizações do Mercado de Curto Prazo (MCP), realizadas junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), foram liquidadas sobras energéticas, as quais foram utilizadas como HEDGE para mitigação dos efeitos financeiros associados ao GSF. Neste ponto destaca-se que durante o ano de 2018 as usinas participantes do MRE geraram o equivalente a 84,6% 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, a qual produziu efeitos nas contabilizações de março de 2015 a novembro de 2017. Em janeiro de 2018 houve reversão desta decisão liminar, sendo cobrados os valores anteriormente evitados pela limitação judicial da regra. Após diversas ações administrativas junto a ANEEL e judiciais, a CEEE-GT vem pagando mensalmente o resultado do Mercado de Curto Prazo, adicionados de 5% do saldo devedor associado à queda da liminar judicial.

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, com valores válidos a partir de janeiro de 2018. Destaca-se a redução de 5% da garantia física da UHE de Itaúba, passando de 190 MW med 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.

A Receita Anual de Geração (RAG) das Usinas Hidrelétricas Cotistas passou por revisão em julho de 2018. O processo de reajuste seguiu o regramento estabelecido no PRORET 12.1, homologado pela Resolução Normativa Nº 818, de 19 de Junho de 2018, contemplando importante alteração regulatória ao incluir incremento de receita associada aos investimentos em melhorias necessários para a manutenção da qualidade e continuidade da prestação do serviço pelas usinas hidrelétricas (GAG Melhorias) na RAG. A nova regulamentação pôs fim a necessidade de elaboração e aprovação de plano de investimentos, deixando a gestão das melhorias sob responsabilidade da Concessionária.

No segmento de Transmissão destaque para um tema altamente relevante para o setor que é a Revisão Tarifária, inicialmente prevista para ocorrer em julho/2018 tendo sido postergada pela ANEEL para julho/2019 (com efeitos retroativos a julho/2018). Esse é um processo que contempla ampla discussão e análise setorial, especialmente por meio das audiências públicas, abarcando temas como Banco de Preços e Custos Operacionais Eficientes. A Companhia de forma individual e conjuntamente com a ABRATE está interagindo junto ao Regulador sempre na busca da remuneração adequada para a garantia do equilíbrio econômico e financeiro da relação contratual.

4.3.1. Indicadores de Desempenho Operacional e de Produtividade de Geração

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 2018 atendendo este indicador.
- DGH60: 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 2018, que corresponde à média acumulada nos últimos 5 anos, ficou em 93,97%.
- 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 Disponibilidade Média móvel 60 meses, ponderado pela Potência Instalada das Usinas Despachadas Centralizadamente												Meta	
	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	
Itauba	93,01%	92,92%	92,84%	92,84%	92,69%	92,69%	92,85%	92,87%	92,93%	93,04%	92,94%	92,92%	92,32%
Passo Real	96,15%	96,15%	96,38%	96,46%	96,46%	96,46%	96,61%	96,88%	96,87%	96,99%	97,10%	97,10%	92,32%
Jacui	95,23%	95,23%	95,37%	95,52%	95,52%	95,29%	95,43%	95,39%	95,09%	94,75%	94,39%	94,11%	92,83%
Média no ano	94,08%	94,02%	94,05%	94,10%	94,01%	93,96%	94,11%	94,17%	94,14%	94,15%	94,04%	93,97%	92,43%

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.

4.3.2. 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 2018 a CEEE-GT concluiu a implantação de 1 transformador na Subestação Guaíba 2, acrescentando 50 MVA a potência instalada ao sistema de transmissão. A desativação, devido ao final de vida útil, do TR-4 69/13,8 kV – 42 MVA da Subestação Santa Marta, do TR-1 69/13,8 kV – 12,5 MVA da Subestação Farroupilha e dos TRs 4 e 5 6,6/23 kV – 2 x 2,5 MVA da subestação Usina Bugres a Potência Instalada ficou em 10.415 MVA. Houve redução de 9 MVA de capacidade instalada em relação a 2017.

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 04 demonstra os valores obtidos nos últimos 4 anos.

Quadro 04

Valores do Indicador QRB				
Indicador (%)	2015	2016	2017	2018
QRB	98,59%	99,21%	98,44%	99,36%

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 05 demonstra os valores obtidos nos últimos 4 anos.

Quadro 05

Valores do Indicador QDIT				
Indicador (%)	2015	2016	2017	2018
QDIT	99,68%	98,65%	99,10%	99,21%

4.4. 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. Em 2018 o valor total investido foi de R\$ 119,38 milhões. Para 2019 o valor do investimento projetado é de R\$ 183,34 milhões.

4.5. Geração

4.5.1. 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 e Centrais Eólicas, através da qual a companhia pretende expandir em cerca de 90 MW a sua capacidade de geração em um horizonte até 2028 anos. 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. Parte dos serviços de campo foi concluída em 2018 sendo previsto a finalização para 2019 bem como a realização do projeto básico. Sua implantação está prevista para o horizonte 2020/2021 ao custo estimado de R\$ 16 milhões de reais.
- 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. A peça orçamentária 2019-2023 prevê esta ampliação para os anos de 2021/22 com um custo estimado de R\$ 44 milhões de reais e uma remuneração adicional de R\$ 7,4 milhões ao ano.

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

- Em função da mudança do marco regulatório, que resultou na inviabilidade técnica e econômico-financeira da ampliação da UHE BUGRES, pleiteou-se junto a ANEEL a apresentação de novo projeto básico que busque atender todos os requisitos necessários para a continuidade do empreendimento.
- Durante o ano de 2018 foi preparada documentação e lançado edital de Venda de Participação no Complexo Eólico Povo Novo com a premissa de recuperação integral dos investimentos realizados. O processo lançado em 08/2018 não teve interessados. Nova chamada deverá ser lançada no primeiro trimestre de 2019 com as premissas iniciais alteradas para aumentar o interesse da venda.

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. Apresentaram-se na ANEEL, em 12/2018, as características especiais desta obra para demonstrar que, do ponto de vista regulatório, as tarifas previstas em GAG melhoria não atendem as necessidades orçamentárias da obra. A SCG/ANEEL acolheu o argumento de forma a se buscar alternativas para a realização das melhorias necessárias para a usina.

4.5.2. 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 2018, a Companhia alcançou o indicador de Disponibilidade de suas usinas de 93,97% para as usinas despachadas centralizadamente, resultado da soma de esforços operacionais e da aplicação de recursos da ordem de R\$ 272,28 milhões (sendo R\$ 53,3 milhões em despesas de capital e R\$ 218,9 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.

4.5.3. Modernização de Instalações de Geração

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

- **Automações das PCHs Ernestina, Capigüi e Guarita**
 - As automações destas PCH's consistiram na atualização tecnológica de diversos equipamentos, substituindo 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 substituídos já estavam há algumas décadas desatualizados, e sua substituição por modelos mais eficientes é fundamental para aumentar a vida útil das instalações. A substituição desses equipamentos permitirá que as PCH's (Ernestina, Capigui e Guarita) sejam telecomandadas de forma remota, permitindo então minimizar a mão de obra (local) e a concentrando em um centro de operação centralizado na UHE de Canastra. A contratação previu a atualização nas usinas, entre outros:
 - Sistema Digital de Supervisão e Controle;
 - Sistema de Regulação de Velocidade e de Tensão;
 - Conjunto de Manobra em Media Tensão;
 - Sistema Auxiliar de Baixa Tensão C.A. e C.C.;
 - Válvula de Adução e By-Pass;
 - Sistema de Frenagem;
 - Sistema de Resfriamento de Equipamentos;
 - Sistema de Lubrificação;

- Sistema de Drenagem;
 - Sistema de Vigilância Eletrônica;
 - Valor após 1º TA: 12.146.438,02
- **UHE Passo Real - Reforma G-2**
 - O contrato original, realizado com o Consórcio CONIPAR – Consórcio Itaúba/Passo Real, tinha por objeto a realização de serviços de reabilitação e modernização da unidade geradora 4 da UHE Itaúba, além da unidade 2 da UHE Passo Real. Os serviços na unidade geradora 4 da UHE Itaúba foram concluídos em sua integralidade, em um prazo de 300 dias, em março de 2014. Por razões de operação do Sistema Interligado Nacional, o ONS não autorizou a realização da execução dos serviços na UHE Passo Real logo após a conclusão dos serviços na UHE Itaúba, conforme previsto, o que acarretou o atraso no cronograma da obra, sendo necessário o aditivo contratual.
 - Os serviços contratados para a UHE Passo Real serão realizados, em sua totalidade, com recursos provenientes da Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD, sendo que a CEEE-GT será ressarcida deste investimento mediante Receita Anual de Geração, a ser acrescida quando da conclusão da obra.
 - A unidade geradora 2 da UHE Passo Real já encontra-se montada, com comissionamento sendo executado. A previsão de conclusão das atividades e retorno operacional da unidade é estimado para o dia 23/01/2019.
 - **UHE Passo Real – Automação**
 - 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 muito 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 a concentrando em um centro de operação centralizado na UHE Itaúba.
 - Todos os painéis de serviços auxiliares e SDSC já foram entregues na usina. Os painéis CAO, CAM, QSI, QDE e equipamentos do vertedouro sendo concluídas as instalações e aguardando comissionamento. Concluída lançamento da fibra ótica entre usina e vertedouro. As atividades relacionadas a unidade geradora 02 da UHE Passo Real já foram executadas, sendo executado no momento os ensaios e testes de comissionamento. A previsão de conclusão das atividades e retorno operacional da unidade é estimado para o dia 23/01.
 - Foi solicitada a extensão do prazo do contrato de 26/01/2019 para 01/03/2019, para permitir a conclusão da análise da proposta de aditivo apresentada pela Voith para a conclusão das atividades de automação da unidade geradora 01 e subestação.
 - **UHE Itaúba – Recuperação G-2**
 - O contrato emergencial de recuperação da unidade 02 da UHE Itaúba teve como objetivo a recuperação operacional da unidade após sinistro ocorrido em 07/05/2018, e também a recuperação dos componentes da comporta de serviço, portas estanques, junta de expansão do conduto forçado e turbina. A autorização do início dos serviços ocorreu em 13 de junho de 2018, contemplando um prazo máximo de execução de 240 dias.
 - A previsão de conclusão da montagem da máquina é de 19/01, com ensaios e testes de comissionamento sendo executados a partir do dia 21/01. A previsão de retorno operacional da unidade é estimado para o dia 08/02/2019.
 - Valor do contrato: R\$ 20.470.000,00

• **UHE Canastra – Recuperação De Trecho Da Adutora**

- Esta obra se fez necessária para o reforço da adutora no trecho onde foi identificada torção na tubulação e deslocamento do bloco de ancoragem denominado BA-12. O projeto previu o macaqueamento do bloco para recolocá-lo na posição original, troca e consertos nas juntas de dilatação deste trecho (JD-10, 11 e 12) e construção de bloco de ancoragem que engloba o bloco original, o bloco de reação do macaqueamento e o trecho de adutora danificado, de maneira que a dilatação térmica “obrigue” a junta trabalhar em vez de mover o bloco de ancoragem. Também foi refeita a contenção na lateral da tubulação que estava rompida junto ao BA-12 e a proteção da fundação de bloco entre BA-15 e 16, que esta exposta, além de consertar vazamentos significativos nas juntas de dilatação do trecho BA-12 a BA-10 e recuperar 5 trechos com rasgos na tubulação.
- Andamento das atividades: obras concluídas e pendência apenas na remoção dos resíduos, que deve ocorrer ainda em janeiro/19.
- O prazo previsto de execução era de 120 dias corridos a contar da ordem de início, mas em função da greve dos caminhoneiros, da frequência das chuvas, de uma condição encontrada in loco que divergia do projeto (foi necessária a revisão do projeto) e de alguns outros situações imprevisíveis, foram necessários aditivos tanto de prazo como de valor
- Valor adjudicado: R\$ 1.961.869,70
- Valor com aditivos: R\$ 2.218.261,45

4.6. Transmissão

4.6.1. 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 quadro 06 temos as principais Obras com suas localizações, com foco na expansão da transmissão da CEEE-GT através das obras de ampliação de Subestações:

Quadro 06

Expansão da Transmissão - Obras e Serviços em Subestações e Linhas de Transmissão			
COREDE	Subestação	Especificação	Situação
Vale do Rio dos Sinos	SE Sanremo	Implantação	Em andamento
Central	SE Júlio de Castilhos	Implantação	Em andamento
Serra	SE Garibaldi 1	Ampliação	Em andamento
Hortênsias	SE Usina Canastra	Adequação	Em andamento
Norte	SE Erechim 1	Ampliação	Em andamento
Litoral	SE Osório 2	Adequação	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 empreendimento de R\$709 milhões consiste da conexão dos Parques Eólicos de Santa Vitória do Palmar ao Sistema Interligado Nacional, bem como da 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. Devido a emissão da resolução autorizativa ANEEL nº 4916/2014 foi implantado o segundo Transformador 525/230 kV – 672 MVA na SE Povo Novo, energizado em janeiro de 2018. Obras concluídas.

TESB: Consórcio formado pela CEEE-GT, PROCABLE e INSIGMA, onde a CEEE - GT possui 92,63% de participação. 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. Em novembro de 2014 foi emitida a Resolução Autorizativa nº 4918 para implantação do terceiro Transformador 230/69 kV – 83 MVA na SE Jardim Botânico. O valor de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC's) aplicado pela CEEE-GT em 2018 foi de R\$ 53,31 milhões.

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 Ângelo x Maçambará com conclusão prevista para maio de 2019; SE Santa Maria 3 energizada em maio de 2016. O valor de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital aplicados em 2018 pela CEEE-GT, foi de R\$ 12,5 milhões.

4.6.2. *Manutenção e Operação da Transmissão*

Durante o ano de 2018 foram concluídos 20 reforços e 86 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 2019. Os reforços realizados até 30/04/2018 já tiveram sua receita definida pela ANEEL e constam na Resolução Homologatória N° 2.408, de 26 de Junho de 2018. 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.

4.6.3. *Modernização de Instalações de Transmissão*

As principais obras com andamento em 2019 que visam a Expansão da Transmissão estão elencadas no quadro 07 abaixo.

Quadro 07

Obra	Descrição	Previsão de Conclusão
Subestação Uruguaiana 5	Instalar Banco Capacitores 230 kV 30 Mvar e conexões e proteção diferencial adaptativa.	mar/19
Linha de Transmissão 230 kV Gravataí 2 / Gravataí 3	Recondutorar 13,5 km da Linha de Transmissão para 1x715,5 KCMIL.	abr/19
Subestação Garibaldi 1	Substituição de dois Transformadores 230/69 kV – 83 MVA por 2 Transformadores 230/69 kV – 165MVA	mai/19
Subestação Erechim 1	Substituição dos transformadores TR4 e TR5 138/69 kV - 23 MVA da SE Erechim 1	ago/19
Subestação Osório 2	Substituição do banco de transformadores TR3 (3x15/18 MVA - 138/69 kV) da SE Osório 2	ago/19
Subestação Usina de Canastra	Substituição do transformador TR2 138/69/13,8 kV - 35,25 MVA da SE UHE Canastra	out/19

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.

5. Balanço Social – Indicadores Sociais

1 - BASE DE CÁLCULO	Dezembro 2018 (valor em mil R\$)			Dezembro 2017 (valor em mil R\$)		
Receita líquida (RL)	974.734			996.545		
Resultado operacional (RO)	214.036			342.683		
Folha de pagamento bruta (FPB)	231.394			215.814		
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	Valor (em mil R\$)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre FPB	% sobre RL
Plano de Saúde	5.059	2%	1%	4.805	2%	0%
Saúde e Segurança Ocupacional	184	0%	0%	148	0%	0%
Serviços Médicos e Laboratoriais	656	0%	0%	1.252	1%	0%
Vestuário, EPIs e Equipamento de Proteção	547	0%	0%	745	0%	0%
Capacitação e Desenvolvimento Profissional	166	0%	0%	168	0%	0%
Alimentação	19.483	8%	2%	13.229	6%	1%
Creches ou Auxílio-Creche	1.614	1%	0%	1.485	1%	0%
Previdência Privada	87.780	38%	9%	84.126	36%	9%
Encargos Sociais Compulsórios	58.265	25%	6%	52.936	23%	5%
Participação nos Lucros ou Resultados	19	0%	0%	80	0%	0%
Vale Transporte - Excedente	197	0%	0%	174	0%	0%
Outros Benefícios	-	0%	0%	-	0%	0%
Total - Indicadores sociais internos	173.970	80%	17%	159.148	73%	16%
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL
Educação	3.454	-2%	0%	1.897	-1%	0%
Cultura	111	0%	0%	74	0%	0%
Total das contribuições para a sociedade	3.565	2%	0%	1.971	1%	0%
Tributos (excluídos encargos sociais)	114.099	53%	12%	92.489	43%	9%
Total - Indicadores sociais externos	117.664	55%	12%	94.460	44%	10%
4 - INDICADORES AMBIENTAIS	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL
Meio Ambiente	249	0%	0%	872	0%	0%
Poda e Desmatamento	6.056	3%	1%	4.788	2%	0%
Gestão de Resíduos	-	0%	0%	-	0%	0%
Outros	114	0%	0%	73	0%	0%
Total dos investimentos em meio ambiente	6.419	3%	1%	5.733	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 type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%:	<input type="checkbox"/> não possui metas <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50%:		<input type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%:
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL	2018		2017			
Nº de empregados(as) ao final do período*	1.091		1.128			
Nº de admissões durante o período	0		0			
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	511		762			
Nº de estagiários(as)	60		55			
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	412		405			
Nº de mulheres que trabalham na empresa	157		166			
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	19,70%		24,10%			
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	45		130			
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	0,00%		6,02%			
Nº de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	17		19			
6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL	Em 2018:		Em 2017:			
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	18,6		13,01			
Número total de acidentes de trabalho**	10		5			
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"/> incentivar e seguirá a OIT	<input type="checkbox"/> não se envolverá	<input checked="" type="checkbox"/> seguirá as normas da OIT	<input type="checkbox"/> incentivar e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)
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"/> serão exigidos	<input type="checkbox"/> não serão considerados	<input checked="" type="checkbox"/> serão sugeridos	<input type="checkbox"/> serão exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	<input type="checkbox"/> não se envolverá	<input type="checkbox"/> apoiará	<input checked="" type="checkbox"/> organizará e incentivará	<input type="checkbox"/> não se envolverá	<input type="checkbox"/> apoiará	<input checked="" type="checkbox"/> organizará e incentivará
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	Em 2018: R\$1.040.161		Em 2017: R\$989.659			
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	28,75% governo 16,67% acionistas	29,68% colaboradores(as) 24,30% terceiros ___% retido	21,30% governo 39,92% acionistas	29,01% colaboradores(as) 9,76% terceiros ___% retido		
7 - OUTRAS INFORMAÇÕES						
Contempla a Campanha do Agasalho e a Campanha do Brinquedo						
Escolaridade	Em 2018		Em 2017			
Graduados	648		626			
Ensino Médio	427		484			
Ensino Fundamental	12		13			
Ensino Fundamental Incompleto	4		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						

5.1. Indicadores Sociais

5.1.1. Força de Trabalho

A CEEE-GT encerrou o ano de 2018 com 1.091 empregados, uma variação de -3,28% em relação ao exercício anterior. A força de trabalho da Empresa é formada, majoritariamente, por eletricitistas, técnicos e engenheiros, dos quais 13,92% são mulheres e 82,80% são homens.

A maior parte dos empregados 42,07% se encontra na faixa de idade entre 31 e 40 anos. Temos ainda sobre o quadro de empregados que, 37,76% são empregados na faixa etária acima dos 45 anos. Referente ao grau de instrução, 41,98% tem nível superior e 17,42% 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 2018, 132 estudantes estagiaram na CEEE-GT. Em 31 de dezembro de 2018 a Empresa contava com um total de 60 estagiários, representado 5,50% em relação ao total de empregados.

A taxa de rotatividade (turnover) é historicamente baixa e como nos anos anteriores manteve este padrão ficando em 0,15% como taxa média do ano de 2018.

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.

5.1.2. Diversidade e Igualdade

A Empresa respeita a diversidade e não permite qualquer tipo de discriminação em razão de raça, cor, gênero, opção sexual, ideologia, nacionalidade, religião ou qualquer outra condição pessoal, física ou social.

Os empregados devem exercer postura ética entre si e frente aos demais públicos da empresa, conforme rege o Código de Ética da Companhia. A CEEE-GT disponibiliza canais para recebimento de denúncias e aplica, no tratamento de ocorrência de atos discriminatórios, a instauração de Sindicância e Processo Administrativo. A partir destes são tomadas as medidas disciplinares cabíveis.

Quanto ao processo de contratação, 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, 17 empregados com deficiência o que representa 1,56%.

Em seus canais e campanhas de comunicação internas, a CEEE-GT busca refletir a diversidade e a representatividade de seu público interno e adequar as peças para que todos possam acessá-las – incluindo textos para áudio-descrição, por exemplo.

5.1.3. 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 2018 foram promovidos 43 empregados, conforme segue:

Quadro 08

Níveis	Pleno	Sênior
Administrativa	4	0
Operacional	16	10
Técnica	4	1
Superior	7	1

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.

5.1.4. 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 as suas atividades.

5.1.5. 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 2018 foram desligados através do PDI 22 empregados, distribuídos entre as áreas da Empresa.

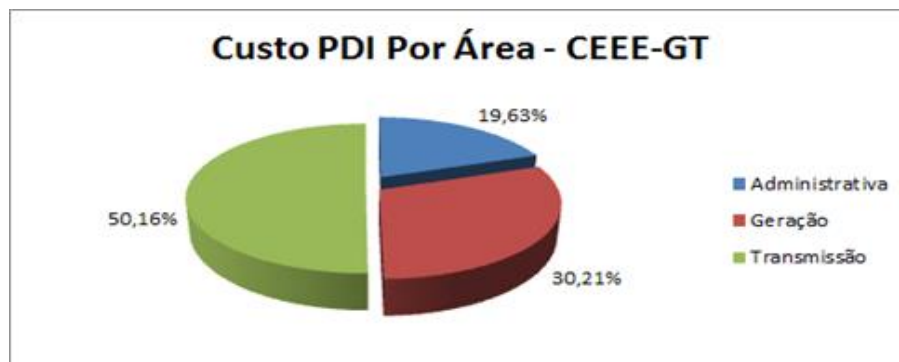
O valor despendido com o Programa de Desligamento Incentivado foi de R\$ 3,5 milhões e engloba valores de incentivo, verbas de rescisão e respectivos encargos.

Quadro 09

ÁREA	CUSTO COM PDI*	NÚMERO DE DESLIGADOS	PERCENTUAL DE CUSTOS
Administrativa	681,74	4	19,63%
Geração	1.049,45	6	30,21%
Transmissão	1.742,12	12	50,16%
TOTAL	3.473,31	22	100,00%

*valores em R\$ mil

Gráfico 01



5.1.6. *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, 1.091 empregados ativos.

Quadro 10

NOME DO SINDICATO	QUANTIDADE DE EMPREGADOS
CONTABILISTAS	22
SENERGISUL	686
SENGE	147
SINDAERGS	18
SINDARS	19
SINDECON	6
SINDIJORS	2
SINDITEST	9
SINTEC	179
SIPERGS	2
SOERGS	1
TOTAL	1.091

Em 2018, a CEEE-D realizou inúmeras reuniões com as entidades sindicais com as quais se relaciona, visando à celebração do acordo coletivo de trabalho e de acordos específico.

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.

5.1.7. *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.

5.2. 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\$ 1,89 milhão, durante o ano de 2018, 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.
- Desenvolvimento de uma metodologia para Monitoramento e Controle de Vegetação Interferente com Linhas de Transmissão, Considerando os Riscos à Operação do Sistema Elétrico. O projeto prevê uma metodologia para diagnóstico e monitoramento de risco de desligamento de linhas de transmissão – LT empregando a análise de dados do LIDAR (Light Detection and Ranging) aerotransportado e do levantamento florestal e ambiental (solos, vegetação e relevo terrestre). Público Alvo: CEEE-GT

6. Contexto Econômico - Financeiro

Em um ano que começou com razoável otimismo, a greve dos caminhoneiros colocou freio e deu uma “guinada” no processo de retomada do crescimento econômico, revertendo às expectativas dos agentes econômicos e gerando volatilidade. O desempenho do mercado de trabalho, com lenta redução da taxa de desemprego, aumento da informalidade e estagnação do rendimento médio não impulsionou, de forma consistente o consumo das famílias. Outros fatores internos também pesaram, como as incertezas do quadro político e eleitoral e sobre a condução de medidas de ajuste fiscal, o restrito consumo do governo, a baixa confiança da indústria e a tardia recuperação da confiança do consumidor, de acordo com o ICI e ICC–FGV.

Em 2018, o cenário externo foi mais turbulento do que nos últimos anos. Apesar do bom desempenho do PIB dos EUA, a continuidade do seu aperto monetário, o conflito protecionista com a China e a redução do crescimento na União Europeia impactaram negativamente os países emergentes, inclusive o Brasil, cujo câmbio desvalorizou, fechando o ano em 3,87 R\$/US\$, ante os 3,30 R\$/US\$ do ano anterior (BCB).

O agravamento da crise na Argentina teve reflexos sobre a indústria de transformação no Brasil, sobretudo na indústria automotiva. Esse dinâmico setor da indústria de transformação brasileira não repetiu o forte crescimento de 2017 (24%), que foi pautado, entre outros elementos, pela exportação de veículos, principalmente para a Argentina. O crescimento das vendas internas, todavia, foi suficiente para elevar a produção de veículos em 6% em 2018. Já em termos agregados, a produção da indústria geral cresceu 1,5%, o volume de vendas do comércio, 5,4% e o volume de serviços, -0,1%, acumulado do ano até novembro (PIM, PMC e PMS–IBGE).

A partir deste cenário passa-se a analisar o desempenho da Carga do Sistema Interligado (SIN) ao longo de 2018, que foi impactado pelo quadro de recuperação lenta e gradual da economia brasileira e o elevado nível de incerteza política e econômica no contexto nacional. A EPE/ ONS estimou preliminarmente que a Carga de energia do SIN no ano de 2018, cresceu 1,4% sobre igual período de 2017, contudo os dados projetados previam crescimento da carga na ordem de 2,3%.

Merece destaque o impacto, na carga do SIN, da greve dos caminhoneiros ocorrida entre o final de maio e o início de junho/18, quando foi observado um aumento dos estoques de produtos e redução de estoque de insumos, afetando os custos, produção, utilização da capacidade e confiança. Além disso, o comportamento diferenciado da carga observada nos dias de jogos do Brasil na Copa do Mundo também contribuiu para o desempenho da carga no mês de junho/18.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, onde está concentrada cerca de 60% da carga industrial do país, a variação positiva 1,6% observada na carga no ano de 2018, é explicada principalmente pelo desempenho da indústria.

A carga no subsistema Sul apresentou no ano de 2018 um crescimento de 1,7% relativamente ao ano anterior. Destaca-se o crescimento de 10,1% na carga neste subsistema no mês de abril/18, explicada principalmente pela ocorrência de temperaturas muito superiores às verificadas no mesmo período do ano anterior associada ao efeito calendário.

No subsistema Nordeste o crescimento foi 2,0%, devido principalmente aos baixos índices de precipitações e altas temperaturas, que foram superiores ao ano anterior.

A variação negativa 1,8% no subsistema Norte foi devido à baixa carga de um Consumidor Livre da Rede básica.

Em 2018 a carga verificada no SIN foi de 66.510 MWmédio, contra 65.585 MWmédio de 2017, representando uma variação na carga de energia no SIN de 1,4%.

Considerando os cenários macroeconômicos traçados por diversos analistas econômicos para 2019, há o indicativo que o PIB ficará entre 2,5%, e 3,0%. No entanto, para atingir este patamar de crescimento econômico será necessário melhorar o equilíbrio fiscal e fazer as reformas que estão na agenda do Governo Federal, sendo a Reforma da previdência a mais esperada pelo mercado.

A economia brasileira continua apresentando sinais favoráveis à retomada do crescimento. A manutenção dos juros e da inflação em patamares baixos sugere que o crescimento deve acelerar ao longo de 2019.

Levando em consideração este contexto macroeconômico e também o cenário regulatório nacional a CEEE-GT continua com sua política de redução dos custos operacionais gerenciáveis, seguindo na execução de ações que buscam a melhora de suas margens operacionais e equilíbrio de sua estrutura de capital, sempre combinando a melhor remuneração de seus acionistas com a manutenção de sua capacidade de investimento, em consonância com seus objetos sociais e legais.

6.1. Desempenho Econômico e Financeiro

A CEEE-GT encerrou o exercício de 2018 com lucro líquido de R\$ 173,39 milhões, frente aos R\$ 395,08 milhões do ano de 2017. Esta variação de -56,11% do resultado líquido é derivada, principalmente, do registro da reversão da perda do valor recuperável do Contrato de Concessão nº 055/2001, contabilizada em 2017, no valor de R\$299,25 milhões. O resultado líquido de 2018 cresceu 140,94% se cotejado com o resultado de 2017, livre de seus eventos não recorrentes.

O Ebitda (lucro antes de juros, impostos depreciação e amortização) foi de R\$ 238,29 milhões em 2018 comparado aos R\$ 367,71 milhões em 2017, representando uma variação de -35,20% no período. Outrossim, o Ebitda de 2018 cresceu 248,03% comparado ao exercício de 2017, descontado os fatos não recorrentes.

A receita operacional líquida no exercício de 2018 foi de R\$ 974,73 milhões, representando variação de -2,19% frente aos R\$ 996,54 milhões apresentados no exercício de 2017.

O custo do serviço de energia elétrica apresentou redução de 23,08%, totalizando R\$ 637,67 milhões no exercício de 2018 comparados aos R\$ 828,97 milhões em 2017. A redução no custo do serviço de energia elétrica se deve ao reconhecimento do custo com GSF, realizada no exercício anterior.

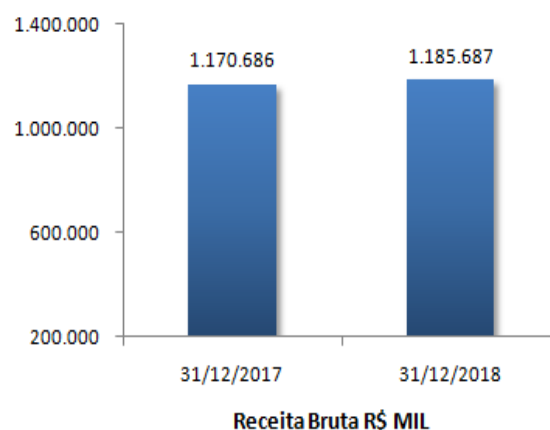
Os custos e despesas operacionais apresentaram variação de -2,8%, totalizando R\$ 594,3 milhões em 2018 comparados aos R\$ 611,4 milhões no exercício de 2017.

O endividamento com instituições financeiras aumentou 44,68%, passando de R\$ 587,34 milhões do exercício de 2018 para R\$ 405,95 milhões no exercício de 2017.

6.2. Resultados do exercício

6.2.1. 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 2018 com uma receita operacional bruta de R\$1.185,69 milhões representando um acréscimo de 1,28% em relação ao mesmo período do ano anterior, que foi de R\$1.170,69 milhões.



A Resolução Homologatória nº 2.408 de 28 de junho de 2018 estabeleceu a nova RAP da Transmissora que totaliza para o ciclo 2018/2019 R\$ 690 milhões, nela está incluído incremento de R\$ 38 milhões provenientes de obras novas e de atualização monetária, em comparação ao Ciclo 2017/2018. A receita referente aos investimentos não totalmente depreciados vinculados aos bens de transmissão existentes em 31 de maio de 2000 (Rede Básica do Sistema Existente – RBSE, instalações de conexão e às Demais Instalações de Transmissão – DITs, previstos na Portaria nº120/2016), como esperado, restou R\$ 19 milhões a menor que a percebida no ciclo anterior. Este fato ocorre porque houve o recálculo do componente econômico, considerando a depreciação desses ativos ao longo do próximo ciclo.

A Receita da Transmissão totaliza R\$ 706,19 milhões frente aos R\$ 627,46 milhões em 2017, apresentou uma variação de 12,54%. O incremento é refletido na Receita de Disponibilização do Sistema Transmissão em decorrência dos reajustes tarifários dos ciclos 2017/2018 e 2018/2019.

A Resolução Homologatória nº 2.421, de 17 de julho de 2018, 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. A RAG homologada é de R\$ 115,2 para o período de 1º de julho de 2018 a 30 de junho de 2019. Os novos valores da RAG são oriundos do processo de revisão tarifária realizada para o ciclo 2018-2023 e contemplam os valores do Custo da Gestão dos Ativos de Geração (GAG), Ajustes de Indisponibilidade ou Desempenho Apurados (Ajl), Encargos de Conexão e Uso dos sistemas de Distribuição e Transmissão, além de Encargos como a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) e os custos associados aos programas de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/PEE), eventuais ajustes e a devida atualização monetária.

No segmento de Geração, foi verificada uma redução de 11,73% na Receita Bruta, passando de R\$ 543,23 milhões registrados em 2017, para R\$ 479,50 milhões em 2018. Esta redução é verificada especialmente na Receita de Energia Elétrica de Curto Prazo, em consequência da queda da liminar judicial que limitava o GSF (risco hidrológico) em 5%, gerando créditos no ambiente da CEEE, os quais eram reconhecidos nesta rubrica. Já

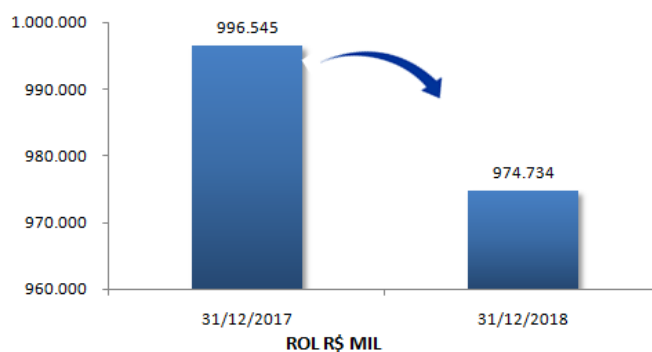
durante o exercício de 2018, o GSF corrente está sendo pago em sua integralidade, não havendo créditos a serem reconhecidos.

6.2.2. 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 21,14% nas deduções operacionais, totalizando R\$ 210,95 milhões em 2018 frente aos R\$ 174,14 milhões de 2017. Este incremento deve-se substancialmente pelo incremento de PIS/COFINS, em decorrência do acréscimo verificado na Receita de Disponibilização do Sistema de Transmissão e na quota CDE estabelecida pela ANEEL.

6.2.3. 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 2017 foi de R\$996,54 milhões, já em dezembro de 2018 foi de R\$974,73 milhões, refletindo a redução de 2,19%.



6.2.4. 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 é segregado em Custo com Energia Elétrica e Custo de Operação. Observa-se que 2018 reduziu 23,08% passando de R\$828,97 milhões em dezembro de 2017 para R\$637,67 milhões em dezembro de 2018, sendo que o Custo de Energia Elétrica comprada para revenda o item de maior impacto.

- **Custo com Energia Elétrica:** O custo com energia elétrica reduziu em 51,33% passando de R\$361,71 milhões em dezembro de 2017 para R\$176,04 milhões em dezembro de 2018. Esta contração deve-se principalmente à redução do Custo com Energia Elétrica de Curto Prazo, em consequência do reconhecimento do custo com o GSF realizado no exercício de 2017, conforme queda da liminar judicial até então existente.
- **Custo de Operação:** O custo de operação apresentou uma redução de 1,20% resultando em dezembro de 2018 no valor de R\$461,63 milhões em comparação ano anterior no qual o custo era de R\$467,26 milhões. Esta variação é explicada pela diminuição nas rubricas de Serviço de Terceiros, Materiais e Custo de Construção.

6.2.5. 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 7,99% em relação a dezembro de 2017, passando de R\$144,23 milhões para R\$132,71 milhões em dezembro de 2018.

Os fatores que ocasionaram esta redução foi o registro da provisão para perda de valor recuperável no investimento Complexo Eólico Povo Novo realizado em 2017 no montante de R\$ 9,0 milhões, quando no exercício de 2018 apenas houve complementação de R\$ 1,6 milhões na mesma rubrica e também a reversão ocorrida na Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, em função da recuperação dos valores.

Demonstração dos Resultados dos períodos findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017:

	31/12/2018	31/12/2017	Δ %
Receita Operacional Bruta.....	1.185.687	1.170.686	1,28
Deduções da Receita Operacional.....	(210.953)	(174.141)	21,14
Receita Operacional Líquida.....	974.733	996.545	(2,19)
Custo do Serviço de Energia Elétrica.....	(637.672)	(828.974)	(23,08)
Custo com Energia Elétrica.....	(176.037)	(361.717)	(51,33)
Custo de Operação.....	(461.635)	(467.257)	(1,20)
Lucro Operacional Bruto.....	337.062	167.571	101,15
Despesas Operacionais	(132.713)	(144.230)	(7,99)
Outras Receitas	14.285	319.433	(95,53)
Outras Despesas	(4.598)	(91)	4.952,86
Resultado do Serviço.....	214.036	342.683	(37,54)
Depreciação e Amortização.....	24.260	25.031	(3,08)
Resultado de Participações Societárias.....	90.541	39.980	126,47
EBITDA.....	238.296	367.714	(35,20)
Margem EBITDA.....	24,45%	36,90%	(33,75)
Receita/Despesa Financeira.....	(81.974)	8.481	(1.066,51)
IR e CS.....	(49.217)	3.936	(1.350,29)
Resultado Líquido do Período.....	173.386	395.080	(56,11)

6.3. LAJIDA / EBITDA

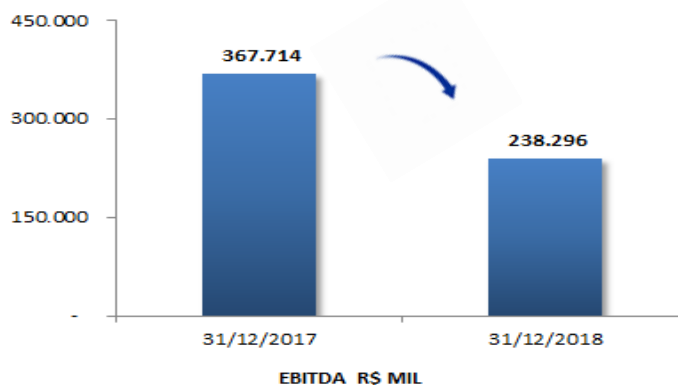
O EBITDA representa o quanto a empresa gera de recursos considerando apenas as suas atividades operacionais, é o lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização.

A variação negativa de 35,20% do EBITDA em dezembro de 2018, em comparação ao mesmo período do ano anterior deve-se, essencialmente, ao registro da reversão da perda do valor recuperável do Contrato de Concessão nº 055/2001, contabilizada no exercício de 2017, no valor de R\$299,25 milhões.

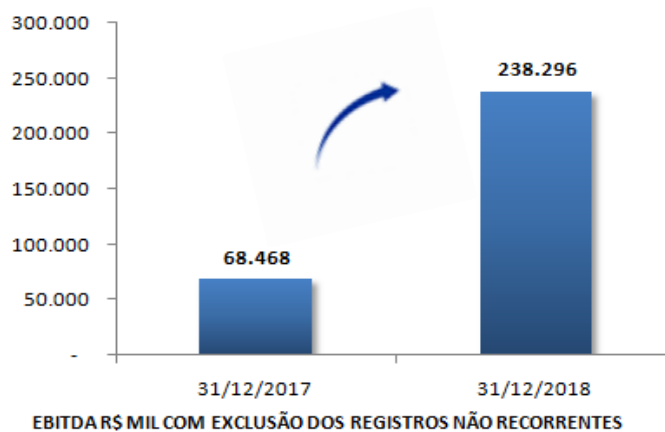
O EBITDA foi apurado pela Companhia observando as disposições da Instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012.

Demonstrativo do Cálculo do EBITDA	2018	2017	Variação % 2017/2016
Receita Operacional Líquida - ROL	974.734	996.545	-2,19
(-) Custo do Serviço de Energia E 1175592	(637.672)	(828.974)	-23,08
(-) Despesas Operacionais	(123.026)	175.113	-170,26
Resultado do Serviço - EBIT	214.036	342.684	-37,54
(+) Depreciação e Amortização	24.260	25.031	-3,08
EBITDA	238.296	367.715	-35,20
Margem EBITDA	24,45%	62,76%	-38,31

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

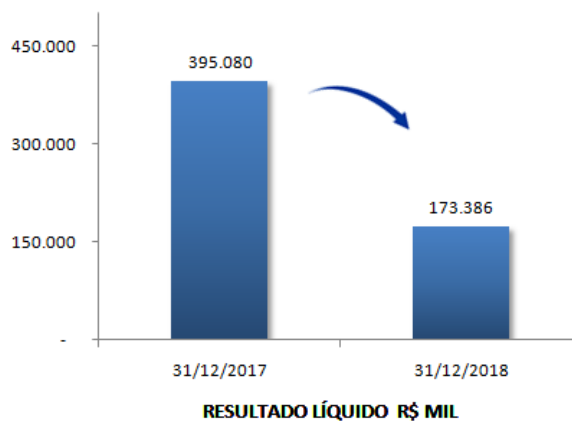


Considerando a exclusão dos registros não recorrentes, essencialmente ao que diz respeito à reversão da perda do valor recuperável do Contrato de Concessão nº 055/2001, contabilizada em 2017, no valor de R\$299,25 milhões, a evolução do EBITDA fica demonstrada conforme gráfico abaixo:

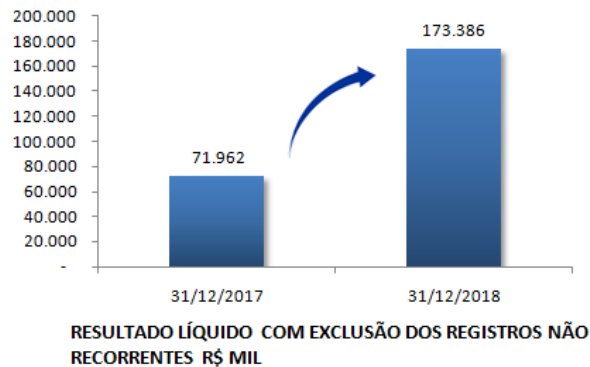


6.4. Resultado Líquido

Como consequência da combinação de todos os efeitos anteriormente expostos, o resultado do período é de R\$173.386, apresentando um decréscimo de 56,11%, em relação ao lucro de R\$ 395.080, apresentado em dezembro de 2017.



Desconsiderando os efeitos dos eventos não recorrentes registrados no exercício anterior (principalmente a reversão da perda do valor recuperável do Contrato de Concessão nº 055/2001, R\$ 299,25), a evolução do resultado líquido fica assim representada:



6.5. Endividamento com Instituições Financeiras

Em 2018, o saldo da dívida da Empresa totalizou em R\$ 587,34 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		50.407	8,58%
Moeda Nacional - BNDS	TJLP	50.407	8,58%
Saldo Devedor da Dívida Interna		536.936	91,42%
Moeda Externa - AFD	Dólar/Libor	214.855	36,58%
Moeda Externa - BID	Dólar/Libor	322.081	54,84%
Saldo Devedor da Dívida Interna		587.343	100,00%

6.6. Ingressos Extra-Operacionais

No mês de Junho de 2018, a CEEE-GT recebeu nova parcela do desembolso no valor de R\$ 110,17 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).

No mês de dezembro de 2018, a CEEE-GT recebeu nova parcela do desembolso no valor de R\$ 35,76 milhões, resultante do financiamento firmado junto a Agência Francesa de Desenvolvimento-AFD.

7. 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 empresa Maciel Auditores S/S na elaboração de suas demonstrações financeiras. A empresa foi homologada como vencedora do certame licitatório LIC6000001162 em 10.10.2018, cuja adjudicação do objeto foi publicada em Diário Oficial do Estado em 28.11.2018. O objeto da licitação trata da realização dos serviços de auditoria para as demonstrações financeiras relativas ao encerramento do exercício de 2018, dos trimestres e do encerramento do ano de 2019, com a possibilidade de renovações a cada doze meses, limitadas a sessenta meses.

Por força do Mandado de Segurança 001/1.18.0127045-8, impetrado por uma das empresas concorrentes no certame, a contratação foi suspensa em 03.12.2018, até que no dia 20 do mesmo mês, o magistrado de plantão permitiu a execução dos serviços exclusivamente à auditoria do exercício de 2018.



Neste cenário, em 15.01.2019, o contrato CEEEGT/5000003214 foi assinado para execução dos serviços de auditoria relativos ao encerramento do exercício de 2018.

O contrato conta com o valor de R\$99.827,00, referente a 2.194 horas de trabalho, tendo como prazo limite de execução do objeto a data de 31.05.2019. No escopo do contrato, além dos serviços normais de auditoria independente na elaboração de demonstrações financeiras, a empresa deverá realizar os serviços de auditoria das Demonstrações Contábeis Regulatórias - DCR e auditoria do Relatório de Controle Patrimonial - RCP.

Além dos serviços prestados à geradora e transmissora, a Auditoria Independente da Maciel Auditores S/S possui contratos para a prestação de Serviços de Auditoria Externa com a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D (valor de R\$95.686,50, e uma carga de 2.103 horas) e Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-PAR (valor de R\$9.100,00, e uma carga de 200 horas), 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 48,79% em relação aos honorários totais pagos pelo Grupo.

A política na contratação de bens e serviços da Companhia é elaborada em observância à Lei Nº 13.303/2016. 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.

Urbano Schmitt
Diretor Presidente

César Eduardo Lindenmeyer
Diretor

Giovani Francisco da Silva
Diretor

Jorge Paglioli Jobim
Diretor

Daniel Vargas de Farias
Diretor

Balanco Patrimonial
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
		Reapresentado		Reapresentado	
ATIVO CIRCULANTE					
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	182.196	281.576	186.601	285.333
Investimentos em Títulos do Governo	10	102.734	135.585	102.734	135.585
Concessionárias e Permissionárias	6	101.333	190.254	101.551	190.681
Tributos a Recuperar	7	22.117	55.474	22.279	55.592
Estoques	8	27.509	16.007	27.509	16.007
Ativo de Concessão - Contratual.....	12	116.890	89.141	117.489	98.583
Ativo de Concessão - Financeiro.....	13	282.770	224.471	282.770	224.471
Pagamentos Antecipados	14	1.075	1.255	1.107	1.333
Investimentos Mantidos para Venda.....	15	445.567	-	445.567	-
Outros Créditos a Receber	9	121.434	73.968	109.703	64.737
		<u>1.403.624</u>	<u>1.067.731</u>	<u>1.397.309</u>	<u>1.072.322</u>
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Tributos a Recuperar	7	6	5	6	5
Aplicações Financeiras	5	9	9	9	9
Depósitos Judiciais	11	45.722	40.748	70.682	43.471
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	16.8	78.068	180.458	12.500	35.998
Ativo de Concessão - Contratual.....	12	772.424	700.172	1.040.993	912.615
Ativo de Concessão - Financeiro.....	13	1.412.735	1.399.409	1.412.735	1.399.409
Bens e Direitos Destinados à Alienação e Renda		2.104	2.094	2.104	2.094
Outros Créditos a Receber	9	377.251	75.123	478.916	115.007
Investimentos	16	325.065	588.019	(37.260)	364.648
Investimentos.....		449.565	710.863	87.240	487.492
(-) Provisão para Perda.....		(124.499)	(122.844)	(124.499)	(122.844)
Imobilizado	17	542.917	563.588	677.480	753.076
Intangível	18	42.696	27.168	43.074	27.545
		<u>3.598.997</u>	<u>3.576.793</u>	<u>3.701.239</u>	<u>3.653.877</u>
TOTAL DO ATIVO		<u>5.002.621</u>	<u>4.644.524</u>	<u>5.098.548</u>	<u>4.726.199</u>
	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	19	137.197	243.102	142.923	292.011
Obrigações Trabalhistas	20	35.761	32.726	35.773	32.739
Obrigações Fiscais	21	27.439	22.401	29.979	26.704
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	22	38.984	28.224	38.984	28.224
Provisão para Benefícios a Empregados	23	137.355	196.115	137.355	196.115
Obrigações da Concessão	24	59.762	66.386	59.762	66.386
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	25	37.148	20.151	37.148	20.151
Outros Passivos	26	43.892	29.225	49.154	34.486
Dividendos Obrigatórios.....		140.806	140.000	140.806	140.000
		<u>658.345</u>	<u>778.330</u>	<u>671.885</u>	<u>836.816</u>
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	22	548.359	377.730	548.359	377.730
Provisão para Benefícios a Empregados	23	943.113	704.896	943.113	704.896
Obrigações Fiscais	21	-	-	6.528	7.096
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	25	149.818	146.778	152.539	146.778
Obrigações da Concessão	24	14.371	9.563	14.371	9.563
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	27	257.595	243.319	257.595	243.319
Outros Passivos	26	58.441	59.609	115.341	61.387
		<u>1.971.697</u>	<u>1.541.895</u>	<u>2.037.845</u>	<u>1.550.769</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital Social	28.1	915.633	588.447	915.633	588.447
Reserva de Capital		-	327.186	-	327.186
Outros Resultados Abrangentes	28.2	(487.463)	(460.526)	(487.463)	(460.526)
Reserva Legal.....	28.3.1	31.176	20.415	31.176	20.415
Reserva Estatutária.....	28.3.4	62.354	40.832	62.354	40.832
Reserva Especial de Lucros a realizar.....	28.3.2	-	194.505	-	194.505
Reserva Especial - Dividendo Não Distribuído.....	28.3.3	841.576	604.136	841.576	604.136
Reserva de Incentivos Fiscais	28.5	1.009.304	1.009.304	1.009.304	1.009.304
Lucros (Prejuízos) Acumulados		-	-	-	-
		<u>2.372.580</u>	<u>2.324.299</u>	<u>2.372.580</u>	<u>2.324.299</u>
Participação dos não controladores		-	-	16.238	14.315
		<u>2.372.580</u>	<u>2.324.299</u>	<u>2.388.818</u>	<u>2.338.614</u>
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		<u>5.002.621</u>	<u>4.644.524</u>	<u>5.098.548</u>	<u>4.726.199</u>

As notas explicativas da administração são parte integrante das Informações Trimestrais

Demonstração do Resultado

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

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	30	974.734	996.545	1.023.431	1.017.226
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA		(637.672)	(828.974)	(684.511)	(835.819)
Custo com Energia Elétrica	31	(176.037)	(361.717)	(176.037)	(361.717)
Custo de Operação	32	(461.635)	(467.257)	(508.474)	(474.102)
RESULTADO OPERACIONAL BRUTO		337.062	167.571	338.921	181.407
Despesas Operacionais		(132.713)	(144.230)	(134.777)	(190.176)
Despesas com Vendas	30	26	(11.271)	26	(11.271)
Despesas Gerais e Administrativas	30	(83.836)	(82.614)	(85.463)	(83.965)
Outras Despesas Operacionais	30	(48.903)	(50.345)	(49.340)	(94.940)
Provisão para Redução ao Valor Recuperável.....	30	(83.609)	-	-	-
Outras Despesas Operacionais.....	30	34.706	(50.345)	(49.340)	(94.940)
Outras Receitas	33	14.285	319.433	14.285	319.433
Outras Despesas	33	(4.598)	(91)	(4.598)	(91)
RESULTADO DO SERVIÇO		214.036	342.683	213.831	310.573
Resultado de Participações Societárias		90.541	39.980	90.911	71.845
Resultado Financeiro, Líquido	34	(81.974)	8.481	(81.995)	5.631
Resultado Operacional		222.603	391.144	222.747	388.049
RESULTADO ANTES DO IR E CS		222.603	391.144	222.747	388.049
Imposto de Renda Corrente	35	(65.151)	(24.496)	(65.204)	(24.674)
Imposto de Renda Diferido	35	29.490	27.581	29.490	27.581
Contribuição Social Corrente	35	(24.172)	(9.078)	(24.210)	(9.160)
Contribuição Social Diferida	35	10.616	9.929	10.616	9.929
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		173.386	395.080	173.439	391.725
Lucro Básico e Diluído por Ação Ordinária - R\$	29	17,91	40,81	17,92	40,46
Lucro Básico e Diluído por Ação Preferencial - R\$	29	17,91	40,81	17,92	40,46
Atribuído ao Acionista da Companhia Controladora		-	-	173.386	395.080
Atribuído ao Acionista Não Controlador		-	-	53	(3.355)

As notas explicativas da administração são parte integrante das Informações Trimestrais

Demonstração do Resultado Abrangente

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		173.386	395.080	173.439	391.725
OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES		(203.221)	11.934	(203.221)	11.934
Varição líquida no valor justo por meio de outros resultados abrangentes.....	10	5.770	1.075	5.770	1.075
Venda de Títulos do Governo	10	(1.270)	-	(1.270)	-
Ganho/Perda Atuarial	26.4	(206.650)	10.371	(206.650)	10.371
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos sobre Outros Resultados Abrangentes	10	(1.071)	488	(1.071)	488
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO		(29.835)	407.014	(29.782)	403.659
Atribuído ao Acionista da Companhia Controladora				(29.835)	407.014
Atribuído ao Acionista Não Controlador				53	(3.355)

As notas explicativas da administração são parte integrante das Informações Trimestrais

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

Nota Explicativa	CONTROLADORA									CONSOLIDADO			
	Capital Social Integralizado	Reserva de Lucro						Lucros Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Total	Participação dos Não Controladores	Total	
		Reserva de capital	Reserva de Incentivos Fiscais	Reserva Legal	Reserva Dividendos não Distribuídos	Reserva Estatutária	Reserva Lucros a Realizar						Dividendos Remanescentes
Saldos 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	2.199.267
Lucro Líquido do Exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	395.080	-	395.080	(3.358)	391.722
Integralização de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	139	139
Outros resultados abrangentes													
Variação líquida no valor justo por meio de outros resultados abrangentes	10	-	-	-	-	-	-	-	-	1.605	1.605	-	1.605
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	10	-	-	-	-	-	-	-	-	(42)	(42)	-	(42)
Registro da Perda Atuarial	10	-	-	-	-	-	-	-	-	10.371	10.371	-	10.371
Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos		-	-	-	-	-	-	-	-	11.934	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	-	4.695
Total do ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos		-	-	-	-	-	-	-	13.235	(8.540)	4.695	-	4.695
Dividendos Distribuídos		-	-	-	(129.143)	-	-	-	-	-	(129.143)	-	(129.143)
Dividendos Destinados a Reserva		-	-	-	317.963	-	-	(317.963)	-	-	-	-	-
Destinação do Resultado:													
Constituição da Reserva de Capital		-	327.186	(200.000)	(42.396)	-	(84.790)	-	-	-	-	-	-
Constituição da Reserva Legal		-	-	-	20.415	-	-	-	(20.415)	-	-	-	-
Provisão para Dividendos		-	-	-	-	-	-	-	(140.000)	-	(140.000)	-	(140.000)
Constituição da Reserva Estatutária		-	-	-	-	-	40.832	-	(40.832)	-	-	-	-
Constituição da Reserva Especial de Lucros a realizar		-	-	-	-	-	(79.105)	-	79.105	-	-	-	-
Constituição da Reserva Dividendos não distribuídos		-	-	-	286.173	-	-	-	(286.173)	-	-	-	-
Saldos em 31/12/2017	588.447	327.186	1.009.304	20.415	604.136	40.832	194.505	-	-	(460.526)	2.324.299	14.315	2.338.614
Lucro Líquido do Exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	173.386	-	173.386	53	173.439
Adoção CPC 47, efeito de 1º de janeiro de 2018	-	-	-	-	-	-	-	-	31.196	183.303	214.499	159	214.658
Integralização de capital	327.186	(327.186)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.711	1.711
Outros resultados abrangentes													
Variação líquida no valor justo por meio de outros resultados abrangentes	10	-	-	-	-	-	-	-	-	4.499	4.499	-	4.499
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	10	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.071)	(1.071)	-	(1.071)
Registro do Ganho Atuarial	10	-	-	-	-	-	-	-	-	(206.649)	(206.649)	-	(206.649)
Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos		-	-	-	-	-	-	-	-	(203.221)	(203.221)	-	(203.221)
Ajuste de Avaliação Patrimonial													
Realização do custo atribuído dos ativos		-	-	-	-	-	-	-	10.636	(10.636)	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização do custo atribuído dos ativos		-	-	-	-	-	-	-	-	3.617	3.617	-	3.617
Total do ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos		-	-	-	-	-	-	-	10.636	(7.019)	3.617	-	3.617
Destinação do Resultado:													
Constituição da Reserva Legal		-	-	-	10.761	-	-	-	(10.761)	-	-	-	-
Provisão para Dividendos		-	-	-	-	-	-	-	(140.000)	-	(140.000)	-	(140.000)
Constituição da Reserva Estatutária		-	-	-	-	-	21.522	-	(21.522)	-	-	-	-
Constituição da Reserva Dividendos não distribuídos		-	-	-	237.440	-	(194.505)	-	(42.935)	-	-	-	-
Saldos em 31/12/2018	915.633	-	1.009.304	31.176	841.576	62.354	-	-	-	(487.463)	2.372.580	16.238	2.388.818

As notas explicativas da administração são parte integrante das Informações Trimestrais

Demonstração dos Fluxos de Caixa

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
			Reapresentado		Reapresentado
ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro Líquido/(Prejuízo) do Exercício		173.386	395.080	173.439	391.722
Despesas (Receitas) que não afetam o Caixa					
Variações Monetárias e Cambiais dos Empréstimos de Longo Prazo		63.356	7.179	63.356	7.179
Variações Monetárias do Passivo Não Circulante		-	13.862	-	13.862
Encargos de Dívidas Provisionados.....		20.891	-	20.891	-
Depreciação e Amort. de Bens do Ativo Imobilizado e Intangíveis	31	24.783	26.296	24.783	26.296
Resultado de Equivalência Patrimonial		(90.541)	(39.980)	(90.911)	(71.844)
Constituição de Provisão para Passivos e Outras		83.629	42.649	86.350	42.649
Constituição de Provisão Para Perda Estimada com Créd. de Liquidação Duvidosa	31	(26)	11.271	(26)	11.271
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos		(42.354)	(4.013)	(42.354)	(4.013)
Baixa de Ativo Imobilizado, Investimentos e Intangível		1.620	311.124	20.200	311.124
Reversão da perda do ativo recuperável.....		1.655	(299.248)	1.655	(299.248)
Varição dos Investimentos em Títulos do Governo	10	(10.688)	(11.629)	(10.688)	(11.629)
Indenização Rede Básica Sistema Existente - RBSE		(71.625)	(28.011)	(71.625)	(28.011)
Outros		-	-	(24.600)	32.856
CAIXA GERADO NAS OPERAÇÕES		154.086	424.580	150.470	422.214
Variações no Ativo Circulante e Não Circulante					
		(20.857)	113.618	(42.904)	113.376
Concessionárias e Permissionárias		88.947	(107.512)	89.156	(107.854)
Tributos a Recuperar		(44.748)	(45.944)	(44.765)	(46.002)
Estoques		(11.502)	(7.915)	(11.502)	(7.915)
Dividendos Recebidos.....		81.125	-	81.125	-
Investimentos em Títulos do Governo		50.580	7.341	50.580	7.341
Pagamentos Antecipados		180	-	227	-
Contas a Receber		153	382.911	153	383.257
Depósitos Judiciais		(4.974)	-	(27.231)	-
Ativo Financeiro - RBSE		269.138	-	269.138	-
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital		-	(124.749)	-	(124.749)
Ativo Contratual		(100.001)	-	(100.001)	-
Bens e Direitos Destinados à Alienação		(8)	-	(8)	-
Outros Créditos a Receber		(349.747)	9.486	(349.776)	9.298
Variações no Passivo Circulante e Não Circulante					
		(257.701)	(11.080)	(268.051)	(25.601)
Fornecedores		(105.905)	189.211	(113.031)	175.674
Obrigações Trabalhistas		3.035	59	3.035	54
Obrigações Estimadas.....		-	-	14	-
Obrigações Fiscais		83.143	(30.879)	80.143	(31.597)
Provisão para Benefícios a Empregados		(95.132)	(41.890)	(95.132)	(41.890)
Obrigações da Concessão		(1.816)	27.619	(1.816)	27.619
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias		-	(22.315)	-	(22.315)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos		-	(13.945)	-	(13.945)
Pagamento de Encargos de Dívidas		(19.680)	(14.321)	(19.680)	(14.315)
Dividendos Obrigatórios.....		(139.194)	-	(139.194)	-
Outros Passivos		17.848	(104.619)	17.610	(104.886)
CAIXA LÍQUIDO ATIVIDADES OPERACIONAIS		(124.472)	527.118	(160.485)	509.989
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Caixa Líquido (Aplicado) nas Atividades de Investimento		(91.730)	(376.441)	(33.472)	(389.292)
Aumento de Investimentos		(86.021)	(156.879)	(86.021)	(156.879)
Aquisição de Bens do Ativo Imobilizado		(3.644)	(303.805)	(40.817)	(316.656)
Aquisição de Ativo Intangível		(17.616)	(26.475)	(17.616)	(26.475)
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital		15.551	110.718	110.982	110.718
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Caixa Líquido Aplicado/Gerado nas Atividades de Financiamento		116.822	97.053	95.225	126.982
Incremento de Empréstimos e Financiamentos		145.933	130.910	145.933	130.910
Amortização do Principal de Empréstimos e Financiamentos		(29.111)	(33.857)	(29.111)	(33.857)
Integralização de Capital Social		-	-	50.851	92.728
Partes Relacionadas.....		-	-	(72.448)	(62.799)
REDUÇÃO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(99.380)	247.730	(98.732)	247.679
Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes de Caixa	5	281.576	33.846	285.333	37.654
Saldo Final de Caixa e Equivalentes de Caixa	5	182.196	281.576	186.601	285.333

As notas explicativas da administração são parte integrante das Informações Trimestrais

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

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
		Reapresentado		Reapresentado	
RECEITAS					
Receita Operacional Bruta	28	1.185.687	1.170.686	1.234.533	1.191.548
Provisão para Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa	30	26	(11.271)	26	(11.271)
Outras Receitas e Despesas		9.687	319.342	9.687	319.342
(-) INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS		(339.810)	(560.283)	(387.759)	(611.774)
Material	30	(1.590)	(2.295)	(1.591)	(2.295)
Serviços de Terceiros	30	(35.725)	(44.698)	(37.226)	(45.119)
Custo de Energia Comprada	29	(176.037)	(361.717)	(176.037)	(361.717)
Outros Custos Operacionais	30	(2.034)	(1.392)	(2.034)	(1.392)
Custo de Construção	30	(118.017)	(127.734)	(161.176)	(134.579)
Outras Despesas Operacionais	30	(6.407)	(22.447)	(9.695)	(66.672)
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO		855.590	918.474	856.487	887.845
(-) Depreciação e Amortização	30	(23.892)	(24.823)	(23.892)	(24.823)
(-) Provisões	30	(53.054)	(43.063)	(53.054)	(43.063)
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO		778.644	850.588	779.540	819.959
(+) Resultado de Participações Societárias		90.541	39.980	90.911	71.845
(+) Receitas Financeiras	32	170.976	99.091	171.214	99.216
(=) VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		1.040.161	989.659	1.041.665	991.020
Distribuição do Valor Adicionado					
Pessoal		308.626	287.148	309.447	288.056
Remuneração Direta		150.924	149.758	151.733	150.657
Benefícios		29.371	38.289	29.383	38.298
Plano de Benefícios Previdenciais		104.669	48.770	104.669	48.770
Compromissos Previdenciais		10.581	38.463	10.581	38.463
F.G.T.S.		13.081	11.868	13.081	11.868
Impostos, Taxas e Contribuições		299.030	210.809	299.369	211.527
Federais		297.389	206.813	297.728	207.531
Estaduais		839	12	839	12
Municipais		802	3.984	802	3.984
Remuneração de Capitais de Terceiros		259.119	96.622	259.411	99.715
Aluguéis	30	6.169	6.012	6.202	6.130
Despesas Financeiras	32	252.950	90.610	253.209	93.585
Remuneração de Capitais Próprios		173.386	395.080	173.439	391.722
Lucro Líquido do Exercício		173.386	395.080	173.439	391.722
TOTAL		1.040.161	989.659	1.041.665	991.020

As notas explicativas da administração são parte integrante das Informações Trimestrais

Notas Explicativas

às Demonstrações Financeiras
em 31 de Dezembro de 2018

(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 92,63% 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 16.2.

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 17.

1.1.1.1. Aspectos Regulatórios

a) Repactuação do Risco Hidrológico

As condições hidrológicas adversas ocorridas nos últimos anos, 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).

Ao longo de 2015, 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 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 CCEE. Judicialmente a Companhia conquistou nova liminar judicial, a qual possibilitou que a Companhia pague 5% da dívida ao mês, desonerando-a de todos os eventuais ônus e sanções relacionados ao não aporte da garantia financeira e não pagamento do respectivo débito em sua totalidade. Mantida essa situação, o saldo devedor será integralmente quitado ao longo de 2019.

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.

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. Informações complementares estão disponíveis na nota explicativa nº 13.

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 INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

3.1. Base de Preparação e Apresentação das Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas

As Demonstrações Financeiras individuais e consolidadas 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.

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 financeiras individuais são divulgadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas.

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 financeiras.

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 financeiras.

3.1.1. Autorização e Emissão das Demonstrações Financeiras

A Administração da Companhia autorizou a emissão das Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas em 21/03/2019.

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. Todos os valores foram arredondados 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 29.

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 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.

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 Perda estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa

A Companhia registra provisão sobre contas a receber, alinhada às expectativas da administração quando existem incertezas quanto ao seu recebimento. As provisões estão constituídas por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Concessionárias e Permissionárias.

O critério utilizado para reconhecimento da perda toma como base os recebíveis vencidos a mais de 90 dias. A Companhia realiza o ajuste de valor recuperável, para atendimento à norma IFRS 9 / CPC48, quando testa as suas carteiras de contratos no intuito de identificar aumento significativo no risco de crédito que leve ao comprometimento do fluxo de caixa ou contraprestação esperada.

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 Contratual

A taxa aplicada ao ativo contratual é uma taxa de desconto que melhor representa a estimativa da Companhia para a remuneração financeira dos investimentos da infraestrutura de transmissão, por considerar os riscos e prêmios específicos do negócio.

Quando a concessionária presta serviços de operação e manutenção, é reconhecida a receita pelo valor justo, tendo como um dos parâmetros os valores estimados pelo Poder Concedente e os respectivos custos, conforme contraprestação dos serviços.

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. Para ativos e passivos financeiros não obtidos em mercados ativos, a Companhia utiliza técnicas de avaliação para definição do valor justo, incluindo o método de fluxo de caixa descontado. A Administração da Companhia entende que os métodos utilizados são adequados para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros.

A taxa aplicada ao Ativo Financeiro da Concessão é uma taxa de desconto que melhor representa a estimativa da Companhia para a remuneração financeira dos investimentos da infraestrutura de transmissão, por considerar os riscos e prêmios específicos do negócio.

Vida útil do ativo imobilizado

A Companhia reconhece a depreciação de seus ativos imobilizados com base na vida útil regulatória dos bens, estabelecida pela ANEEL. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens.

Ativo 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.

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.

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	
	31/12/2018	31/12/2017
1 - Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda - TESB	92,63%	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

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.

4.2. 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 Perda Estimada com 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 Contratual da Concessão

Com base na análise dos Contratos de Concessão e de acordo com a Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão e do Pronunciamento Técnico CPC 47 – Receitas de Contrato com Cliente, a Companhia reconhece como ativo contratual da concessão os investimentos realizados nas concessões de transmissão e os novos investimentos nas usinas de geração que operam pelo regime de cotas. 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.

O valor do Ativo Contratual representa o valor dos serviços de construção e melhorias, que será recebido através da Receita Anual Permitida ou Receita Anual de Geração 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 Contratual 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 Contratual é calculada com base na taxa interna de retorno (TIR), através do fluxo de caixa projetado ao longo do período da concessão.

A Companhia reconhece a receita de construção e melhorias ao longo da implantação, 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. A Companhia não reconhece nenhuma margem de construção 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.

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 contratual 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.
- IV. Ativo Contratual: o valor justo do ativo contratual é mensurado pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros da Receita Anual Permitida da Transmissão e Receita Anual de Geração. O valor justo do ativo contratual considera as modificações nos fluxos de caixa futuros decorrentes das revisões e reajustes das receitas pelo Poder Concedente, reconhecendo as variações no resultado do exercício.

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 referencia 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 Principais alterações nas normas contábeis

4.31.1 Principais alterações nas normas vigentes em 2018

As principais normas divulgadas pelo International Accounting Standard – IASB e normatizadas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, as quais tiveram vigência a partir de 01 de janeiro de 2018, são as seguintes:

4.31.1.1 IFRS 15 (CPC 47 – Receita de Contrato com Cliente)

A Companhia, a partir de 1º de janeiro de 2018, adota as práticas previstas nas normas CPC 47/ IFRS 15 – Receitas de Contratos de Clientes, que consiste em um novo modelo para reconhecimento de receitas originadas de contratos com clientes, composto por cinco passos, cujos valores devem refletir a contraprestação à qual a entidade espera ter direito em troca da transferência de bens e serviços a um cliente. A Companhia avaliou os cinco passos para reconhecimento e mensuração da receita, conforme requerido pelo CPC 47/IFRS 15: i) identificar os tipos de contratos firmados com seus clientes; ii) identificar as obrigações presentes em cada tipo de contrato; iii) determinar o preço de cada tipo de transação; iv) alocar o preço às obrigações contidas nos contratos; e v) reconhecer a receita quando (ou na medida em que) a entidade satisfaz cada obrigação do contrato.

A Companhia analisou as receitas de construção da infraestrutura da concessão e concluiu que as mesmas são reconhecidas conforme contratos firmados, cuja obrigação de desempenho é atendida ao longo do tempo e o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber no momento em que os serviços são efetivamente transferidos ao cliente. Com base nas análises realizadas, a Companhia reclassificou os saldos contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2017 da rubrica de ativo financeiro da concessão para ativo contratual (nota explicativa 12).

A aplicação retrospectiva deste pronunciamento para os saldos de 31 de dezembro de 2017 gerou uma reclassificação de ativo financeiro da concessão para ativo contratual no montante de R\$ 789.314.

A Companhia, aproveitando a isenção que lhe permite, optou pela adoção do CPC 47 através do método de efeito cumulativo, com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018, não havendo efeitos nos atos societários já aprovados referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

4.31.1.2 IFRS 9 (CPC 48 – Instrumentos Financeiros)

Este pronunciamento trouxe, a partir de 01 de janeiro de 2018, uma nova abordagem a respeito da classificação, mensuração, reconhecimento e provisão de perdas de valor recuperável sobre os ativos e passivos financeiros. Anteriormente, esta abordagem era tratada no CPC38 - Instrumentos Financeiros.

As classificações anteriormente previstas no parágrafo 45 do CPC 38 / IAS 39, estavam assim elencadas: **i)** ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado; **ii)** investimentos mantidos até o vencimento; **iii)** empréstimos e contas a receber; e **iv)** ativos financeiros disponíveis para venda.

A partir da vigência do pronunciamento CPC 48, a Companhia passou a classificar seus ativos e passivos financeiros com base no modelo de negócio em que a gestão dos mesmos leve ao atingimento do seu objetivo comercial, considerando as intenções da administração em relação ao instrumento individual ou agrupado em um portfólio. As novas classificações adotadas são:

- i) Custo amortizado;
- ii) Valor justo por meio do resultado (VJR); e
- iii) Valor justo por meio de outros resultados abrangente (VJORA).

Com as novas classificações introduzidas pelo CPC 48 / IFRS 9, vieram os novos conceitos para o enquadramento dos ativos e passivos financeiros, estes observados pela Companhia no momento de classificação dos seus instrumentos. Desta forma, descreve-se abaixo as principais características sobre cada uma das modalidades:

- i) Custo amortizado:
 - a) Quando o ativo for mantido em um modelo de negócio cujo objetivo principal seja receber fluxos de caixa contratuais; e
 - b) Quando os termos contratuais derem origem, em datas específicas, a fluxos de caixa que constituam o pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto;
- ii) Valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA):
 - a) Quando o ativo financeiro for mantido em um modelo de negócio cujo objetivo seja tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais ou pela venda do ativo; e
 - b) Quando os termos contratuais derem origem, em datas específicas, a fluxos de caixa que constituam o pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto.
- iii) Valor justo por meio do resultado (VJR):
 - a) Quando não for mensurado pelo custo amortizado ou pelo valor justo por meio de outros resultados abrangentes. Entretanto, no reconhecimento inicial, a Companhia pode, de forma irrevogável, designar um ativo financeiro que, de outra forma, satisfaça os quesitos para serem mensurados ao custo amortizado ou VJORA como ao VJR, se isso eliminar ou reduzir significativamente um descasamento contábil que de outra forma poderia surgir.

Apresentados estes conceitos, o quadro a seguir descreve sobre como a Companhia realiza esta avaliação para a classificação dos seus ativos e passivos financeiros:

Política aplicada a partir de 01 de janeiro de 2018:

Avaliação do modelo de negócio:	A companhia faz a avaliação do modelo de negócio para o ativo ou passivo financeiro, seja em sua forma individual ou em um portfólio de ativos/contratos que apresentem as mesmas características de recebimento ou pagamento que não se difiram quando analisados de forma individual.
	A classificação inclui a verificação de como se concentra a estratégia da administração, ou do órgão regulador, a respeito das características de recebimento de principal e juros em um fluxo de caixa, consideradas também as possibilidades de venda, indenização, ou pagamento do instrumento.
	Para fins desta avaliação, “principal” é o valor justo do ativo financeiro no momento do seu reconhecimento inicial. De outra forma, “juros” são considerados os encargos para cobrir da taxa relacionada à perda do valor do dinheiro no tempo e o risco de crédito associado.
Formas de reconhecimento de ganhos e perdas:	Ativos financeiros mensurados pelo VJR: Os ganhos e perdas são reconhecidos no resultado na competência em que ocorrem, exemplo: juros, taxas de retorno sobre o investimento (remuneração), dividendos e redução ao valor recuperável.
	Ativos financeiros mensurados ao custo amortizado: Os ganhos e perdas são reconhecidos no resultado na competência em que ocorrem. Exemplo: redução de valor recuperável, juros e variações monetárias.
	Ativos financeiros mensurados ao VJORA: Os ganhos e perdas decorrentes de juros, variações monetárias e redução ao valor recuperável são reconhecidos no resultado na competência em que ocorrem. Outros ganhos e perdas líquidas são reconhecidos no ORA. No momento de desreconhecimento, os ganhos e perdas acumulados são reclassificados para o resultado.

O novo pronunciamento trouxe como inovador o conceito de que as perdas de valor recuperável dos ativos migram de um modelo de “perdas incorridas” para um modelo prospectivo de “perdas de crédito esperadas”. O quadro abaixo retrata as principais práticas da Companhia no sentido de acompanhar se o valor contábil líquido dos seus ativos estão apresentados nas demonstrações contábeis por seu valor plenamente recuperável.

Perdas ao valor recuperável:	<p>A Companhia avalia periodicamente se existem sinais de aumento no risco de crédito que seja significativa para o fluxo de caixa da contraprestação esperada para liquidação dos ativos financeiro/contratual.</p> <p>Especificamente para os ativos contratuais, a Companhia avalia o comportamento, através do portfólio de contratos, dos seus principais contratos, que são os relacionados à venda de energia e à disponibilização dos sistemas de transmissão. Nesta avaliação, é criticado o histórico da inadimplência da carteira de contas a receber relacionada aos faturamentos destes contratos, além de outras rubricas que compõem o contas a receber.</p> <p>Sobre os demais ativos financeiros, a companhia avalia o valor justo dos mesmos por meio de comparativo com o valor de mercado, que em alguns casos pode ser o valor novo de reposição (VNR) devidamente constante em resolução homologatória do órgão regulador, que, em alguns casos, podem ser atualizados por algum indexador de inflação, geralmente, IPCA.</p> <p>Outros ativos financeiros têm seu valor justo identificado pela metodologia de fluxo de caixa descontado por uma taxa de desconto razoável para o modelo de negócio ou ainda é constituído um fluxo de caixa que contempla os investimentos iniciais e as receitas (contraprestações) esperadas ao longo da vida do ativo/contrato, estabelecendo a taxa de retorno que é utilizada para a sua atualização e para identificação do valor presente do fluxo de caixa.</p> <p>Quando é identificado um valor inferior entre o valor recuperável e o valor líquido constante nos saldos contábeis, seja pela venda ou pelo fluxo de caixa advindo do uso do ativo, a diferença é ajustada imediatamente no resultado no momento em que ocorre.</p>
-------------------------------------	--

Desde a adoção inicial do CPC 48/ IFRS 9, em 01 de janeiro de 2018, a Companhia revisa periodicamente as premissas e os dados que sustentam a construção da matriz de inadimplência, que gera um *aging list* (antiguidade de vencimentos) dos ativos contratuais, assim como os dados para elaboração dos fluxos de caixa dos ativos financeiros, com o objetivo de identificar qualquer alteração significativa que possa elevar o risco de crédito e ocasionar um registro de perda por valor recuperável.

A Companhia, com a adoção retrospectiva do CPC 48, estimou o valor justo por meio do resultado para os saldos de 31 de dezembro de 2017 do ativo financeiro da Lei nº 12.783 – RBSE, com impacto no montante de R\$ 269.138 no total do ativo.

A Companhia, aproveitando a isenção que lhe permite, optou pela adoção do CPC 48 através do método de efeito cumulativo, com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018, não havendo efeitos nos atos societários já aprovados referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

Segue abaixo a nova classificação para os instrumentos financeiros com a aplicação do novo pronunciamento:

	Nota	Classificação de acordo com:			
		CPC 38/IAS 39	CPC 48/IFRS 9	31/12/2017	01/01/2018
Ativos Financeiros					
Numerário Disponível	5.1	VJR	VJR	2.080	2.080
Aplicações Financeiras	5.2	VJR	VJR	279.496	279.496
Concessionárias e Permissonárias	6	Empréstimos e recebíveis	Custo Amortizado	190.254	190.254
Ativo de Concessão - Financeiro	13	Empréstimos e recebíveis	VJR	1.623.880	1.893.018
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar-CRC	10	Disponível para Venda	VJORA	135.585	135.585
Passivos Financeiros					
Fornecedores	17	Custo Amortizado	Custo Amortizado	243.102	243.102
Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações	20	Custo Amortizado	Custo Amortizado	405.954	405.954

4.31.1.3 Efeitos da aplicação dos novos pronunciamentos contábeis

A adoção dos novos pronunciamentos contábeis causou os seguintes impactos nos saldos patrimoniais e no resultado do exercício:

	Saldo Divulgado em 31.12.2018	Ajustes CPC 47/IFRS 15 e CPC 48/IFRS 9	Saldos sem a Adoção em 31.12.2018
Ativo Circulante			
Ativo Financeiro	282.770	12.452	270.318
Ativo Contratual (infra estrutura em construção)	116.890	116.890	-
Ativo Não Circulante			
Ativo Financeiro	1.412.735	(663.824)	2.076.559
Ativo Contratual (infra estrutura em construção)	772.424	772.424	-
Passivo Não Circulante			
IR e CSLL Diferidos	302.873	56.630	243.243
Patrimônio Líquido			
Outros Resultados Abrangentes	852.078	181.312	670.766
Resultado Acumulado	184.022	(31.196)	215.218
Resultado do Exercício			
Resultado Líquido do Exercício	173.387	31.195	204.582

4.32. Novas normas e interpretações ainda sem impacto

4.32.1. Principais alterações nas normas contábeis – Vigentes a partir de 01 de janeiro de 2019.

4.32.1.1 IFRS 16 Leases (CPC 06 (R2) Operações de Arrendamento Mercantil)

i) Interpretação e aplicação

O IASB emitiu a Norma IFRS 16, que define os princípios para reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de leases (arrendamentos). Chancelando as considerações deste report, o Comitê de Pronunciamentos Contábeis promoveu a revisão do seu Pronunciamento Técnico CPC 06 (R1), que passou a contar com sua versão (R2), estando vigente a partir de 01 de janeiro de 2019, e que aborda os princípios para a mensuração e reconhecimento das operações com arrendamentos. O princípio norteador desta nova normativa diz respeito ao reconhecimento do ativo e passivo advindo do direito de uso de um bem objeto do contrato de arrendamento.

A Companhia realizou levantamento em todos os seus contratos com características de arrendamentos, com a finalidade de avaliar o impacto de adoção da nova norma para divulgação nas demonstrações financeiras do exercício de 2018, assim como para projetar o impacto nas demonstrações do exercício de 2019.

No levantamento dos contratos foram ponderados alguns pré-requisitos para o registro como ativo e passivo de direito de uso, sendo eles:

- a) a identificação de um ativo exclusivo no contrato de arrendamento, o qual o arrendador não tenha o direito de substituição;
- b) o arrendatário obtém substancialmente todos os benefícios econômicos do uso do ativo durante todo o período de uso;
- c) o direito do arrendatário em direcionar a finalidade de utilização do ativo durante todo o período de uso.
- d) o período de arrendamento é superior a doze meses; e
- e) o arrendamento não é de pequeno valor.

Este levantamento de contratos trouxe o seguinte cenário de análise para a aplicação da nova norma:



ii) Mensuração do ativo de direito de uso e do passivo de arrendamento

Para cada contrato escopo da nova norma contábil, a Companhia adotou a metodologia de fluxo de caixa descontado, com o objetivo de identificar o valor presente dos ativo e passivo a serem registrados pelo direito de uso em 1º de janeiro de 2019. Foram considerados no fluxo de caixa os valores mensais das parcelas fixadas no contrato, pelo período de janeiro de 2019 até o último período contratual, sendo considerados os reajustes anuais que ocorrem por IGP-M.

Os fluxos de caixa foram ajustados a valor presente pela taxa incremental de empréstimos e financiamentos, sendo aquela que representa o custo real das suas últimas consultas para captações no mercado financeiro. A Companhia considerou como adequada a taxa (% CDI + 3,25% a.a) convertidas para taxa efetiva mensal.

iii) Impactos da adoção

A Administração da Companhia conclui que, a partir da aplicação da nova norma IFRS/16, além do reconhecimento dos ativo e passivo do direito de uso, que até então não eram registrados pela prática contábil vigente, ocorrerá o deslocamento de parte do custo do contrato do resultado operacional para o resultado financeiro.

A Companhia demonstra a seguir os impactos da aplicação da norma no momento de sua adoção em 1º de janeiro de 2019:

Na adoção jan./19:

Em mil R\$



A Companhia também avaliou o impacto da adoção da norma em seu resultado para ao longo do exercício de 2019 e para os exercícios seguintes, em comparação à norma anterior CPC06, estando os valores demonstrados na tabela que segue:

2019 (Em mil R\$)			
	CPC06	IFRS16/CPC06 (R2)	Comparativo
Despesa Operacional	313	208 -	104
Despesa Financeira	-	298	298
Resultado Líquido	313	507	194

Exercícios Seguintes (Em mil R\$)			
	CPC06	IFRS16/CPC06 (R2)	Comparativo
Despesa Operacional	5.974	4.525 -	1.450
Despesa Financeira	-	1.256	1.256
	5.974	5.780 -	194
Resultado Líquido	6.287	6.287	-

A partir da análise dos dados apresentados, a Companhia concluiu que, no momento da adoção inicial, ocorrerá um aumento dos ativos e passivos de direito de uso na ordem de R\$ 3,1 milhões, sem reflexo no resultado ou no patrimônio líquido.

Já no resultado em 2019, ocorrerão uma redução da despesa operacional e um incremento da despesa financeira. Desta forma, o resultado líquido será reduzido em R\$ 194 mil neste exercício. Contudo, percebe-se que esta influência no resultado é temporária, sendo revertida nos exercícios seguintes.

Diante deste cenário, considerando que os valores aqui apresentados são imateriais frente aos valores das demonstrações contábeis da Companhia, a Administração está avaliando se deve adotar a nova norma, uma vez que deve ser observado o julgamento da materialidade, este bem apontado pela CVM em seu Ofício-Circular Nº 01/2019.

Por fim, a Administração da Companhia informar que não existem outras normas e interpretações emitidas e ainda não adotadas que possam ter impacto significativo no resultado ou no patrimônio líquido divulgado.

4.32.1.2 ICPC 22/IFRIC 23 Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro

A interpretação ICPC 22 esclarece como aplicar os requisitos para reconhecimento e mensuração do CPC 32 quando há incerteza sobre os tratamentos de tributo sobre o lucro. Neste contexto, a Companhia deverá reconhecer e mensurar seu tributo corrente ou diferido ativo ou passivo, aplicando os requisitos do CPC 32 com base em lucro tributável (prejuízo fiscal), bases fiscais, prejuízos fiscais não utilizados, créditos fiscais não utilizados e alíquotas fiscais determinados, aplicando esta Interpretação.

5. CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE					
Numerário Disponível	5.1	1.161	2.080	1.632	4.981
Aplicações Financ. de Liq. Imediata - SIAC/BANRISUL	5.2	181.035	279.496	184.969	280.352
Total de Caixa e Equivalentes de Caixa		182.196	281.576	186.601	285.333
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\$1.161 (R\$2.080 em 31 de dezembro de 2017) refere-se a recursos depositados em instituições bancárias.

5.2. Aplicações Financeiras

O valor de R\$181.035 (R\$279.496 em 31 de dezembro de 2017) 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	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Suprimento de Energia	20.707	22.946	20.707	22.946
Encargos de uso da Rede	84.910	104.093	85.128	104.520
Energia de Curto Prazo - CCEE	-	73.367	-	73.367
Títulos de Crédito a Rebeber	501	463	501	463
Provisão para Perda Estimada com Crédito de Liquidação Duvidosa ..	(4.785)	(10.615)	(4.785)	(10.615)
	<u>101.333</u>	<u>190.254</u>	<u>101.551</u>	<u>190.681</u>

6.1. Provisão para Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa

O valor de R\$4.785 (R\$10.615 em 31 de dezembro de 2017) refere-se à provisão para perda estimada com créditos de liquidação duvidosa relativos a valores de concessionárias, permissionárias diversas e consumidores livres vencidos há mais de três meses.

	31/12/2017	CONTROLADORA/CONSOLIDADO		31/12/2018
		ADIÇÕES	EXCLUSÕES	
Suprimento de Energia	1.602	309	(1.900)	11
Encargos de uso da Rede	9.013	1.576	(5.815)	4.774
	<u>10.615</u>	<u>1.885</u>	<u>(7.715)</u>	<u>4.785</u>

7. TRIBUTOS A RECUPERAR

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE				
PIS/COFINS a Compensar	338	565	338	565
INSS a Compensar	400	1.155	400	1.155
IRPJ e CSLL a Compensar	283	49.681	283	49.681
IRPJ e CSLL Base Negativa	21.096	4.073	21.258	4.191
	<u>22.117</u>	<u>55.474</u>	<u>22.279</u>	<u>55.592</u>
NÃO CIRCULANTE				
PIS/COFINS a Compensar	2	2	2	2
IRPJ e CSLL a Compensar	1	1	1	1
Outros Créditos a Compensar	3	2	3	2
	<u>6</u>	<u>5</u>	<u>6</u>	<u>5</u>

8. ESTOQUES

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Estoque de Operação	28.025	16.489	28.025	16.489
(-) Provisão para Perdas	(516)	(482)	(516)	(482)
	<u>27.509</u>	<u>16.007</u>	<u>27.509</u>	<u>16.007</u>

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:

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE					
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	9.1	9.555	7.175	9.555	7.175
Adiantamento a Fornecedores/Empregados.....		5.584	1.810	5.584	1.810
Aluguel de Postes e Serviços Prestados		13.717	9.617	13.717	9.617
Cedência de Funcionários	35	509	236	509	236
Conta Gráfica	9.2	2.437	5.802	2.437	5.802
Dividendos a Receber.....	9.3	38.072	20.886	38.072	20.886
Custos a Reembolsar.....	9.4	23.222	20.601	11.086	10.985
Outros Devedores		28.338	7.841	28.743	8.226
		<u>121.434</u>	<u>73.968</u>	<u>109.703</u>	<u>64.737</u>
NÃO CIRCULANTE					
Mútuo CEEE-D	9.5	373.240	70.959	373.240	70.959
Outros		4.011	4.164	105.676	44.048
		<u>377.251</u>	<u>75.123</u>	<u>478.916</u>	<u>115.007</u>

9.1. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

O valor de R\$9.555 (R\$7.175 em 31 de dezembro de 2017) 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\$2.437 (R\$5.802 em 31 de dezembro de 2017) refere-se aos saldos de cedência de funcionários e bloqueios judiciais realizados entre as contas da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D e da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-PAR.

9.3. Dividendos a Receber

O valor de R\$38.072 (R\$20.886 em 31 de dezembro de 2017) refere-se a dividendos declarados pelas investidas, compostos da seguinte forma: Chapecoense R\$5.961, Ceran R\$7.442, TSLE R\$7.334, Enercan R\$3.353, Etau R\$40, Complexo Eólico Povo Novo R\$17 e Enerfin R\$13.925.

9.4. Custos a Reembolsar

O valor de R\$23.222 (R\$20.601 em 31 de dezembro de 2017) refere-se aos contratos de prestação de serviços, os quais tratam do escopo de revisões, acompanhamento técnico de engenharia, financeiro, administrativo, ambiental e avaliações de áreas e fiscalizações das obras, principalmente 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 (mutuaria) 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.

Em 31 de julho de 2018, a ANEEL de acordo com o Despacho 1.716, anuiu à celebração do Contrato de Mútuo entre a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE – D e a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE – GT, o qual teve como objeto o refinanciamento pelo prazo de 24 meses do saldo devedor do Contrato de Mútuo anterior firmado entre as empresas, correspondente a R\$ 72.282 (setenta e dois milhões, duzentos e oitenta e dois mil reais) da data de 16 de abril de 2018. Posteriormente em 15 de agosto de 2018 a Agência Reguladora emitiu o Despacho 1.856, permitindo aditivo ao mútuo já existente, no valor de até R\$ 300.000 (trezentos milhões de reais), pelo prazo de 24 meses.

O saldo do contrato de Mútuo corrigido mensalmente pela CDI perfaz o montante de R\$373.240.

Data do Evento	Histórico	Valor
25/05/2016	Contrato Repactuado	335.212
31/08/2018	Liberção Mútuo	100.000
30/09/2018	Liberção Mútuo	150.000
31/10/2018	Liberção Mútuo	50.000
31/12/2018	Parcelas Liberadas até 31/12/2018	635.212
31/12/2018	Atualização até 31/12/2018	61.102
31/12/2018	Parcelas Recebidas até 31/12/2018	(323.074)
NÃO CIRCULANTE		373.240

10. INVESTIMENTOS EM TÍTULOS DO GOVERNO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Investimentos em Títulos do Governo	102.734	135.585	102.734	135.585
	102.734	135.585	102.734	135.585

10.1. Descrição

O saldo de R\$102.734 (R\$135.585 em 31 de dezembro de 2017) 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 à 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 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 31/12/2017	135.585	8.874	(3.267)	-	-
Atualização pela taxa efetiva.....	11.959	-	-	11.959	-
Valorização do valor justo	5.770	-	5.770	-	-
Venda do ativo financeiro.....	(43.915)	-	(1.270)	1.270	-
Juros Recebidos.....	(6.665)	-	-	-	-
Efeito tributário.....	-	548	(1.071)	-	523
Posição em 31/12/2018	102.734	9.422	162	13.229	523

11. DEPÓSITOS JUDICIAIS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Depósitos Judiciais.....	45.722	40.748	70.682	43.471
	45.722	40.748	70.682	43.471

O valor de R\$45.722 (R\$40.748 em 31 de dezembro de 2017) 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 25).

12. ATIVO DE CONCESSÃO - CONTRATUAL

Composição dos saldos do Ativo de Concessão de Transmissão:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Circulante	116.890	89.141	117.489	98.583
Não Circulante	772.424	700.172	1.040.993	912.615
	889.314	789.313	1.158.482	1.011.198

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.

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 aplica o modelo “financeiro” e reconhece os ativos do contrato pelo valor justo, considerando que a infraestrutura construída é recuperada por meio dos fluxos de caixa estabelecidos na RAP (Receita Anual Permitida) ou RAG (Receita Anual de Geração), 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.

Em 31 de dezembro de 2018, o valor de R\$889.314 é composto por R\$39.298, referente aos bens vinculados ao Contrato de Concessão nº 080/2002, por R\$764.026, referente ao Contrato de Concessão nº 055/2001 e R\$85.990 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 de Concessão - Contratual

	CONSOLIDADO				Total
	Contrato 055/2001	Contrato 080/2002	Contrato 025/2000	Contrato 001/2011 TESB	
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	698.902	44.342	46.069	221.885	1.011.198
(+) Receita de Construção (Adições).....	76.160	-	41.857	23.163	141.180
(+) Receita Financeira.....	74.298	12.008	3.320	25.037	114.663
(-) Baixas.....	(2.255)	-	(199)	-	(2.454)
(+) Reversão da Perda de Valor recuperável.....	-	-	-	-	-
(-) Amortização do período.....	(83.079)	(17.052)	(5.091)	(2.984)	(108.206)
(-) Outros.....	-	-	34	2.067	2.101
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	764.026	39.298	85.990	269.168	1.158.482
Em 31 de Dezembro de 2018 - Circulante	93.848	16.936	6.106	599	117.489
Em 31 de Dezembro de 2018 - Não Circulante	670.178	22.362	79.884	268.569	1.040.993

A Receita Anual Permitida – RAP prevista na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.408/2018 para os ativos do Contrato de Concessão de Transmissão nº 055/2001 que entraram em operação após 2012 (RBNII), classificados como Ativo Contratual, é de R\$ 115.924.

A Receita Anual Permitida – RAP prevista na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.408/2018 para os ativos do Contrato de Concessão de Transmissão nº 080/2002, classificados como Ativo Contratual, é de R\$ 25.796

Os ativos do Contrato de Concessão de Geração nº 025/2000 alcançados pela Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão, classificados como Ativo Contratual, tem sua receita anual de R\$ 115.197 definida pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.421/2018, contemplando o valor de R\$ 49.671 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. Ativo de Concessão - Financeiro

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Circulante	282.770	224.471	282.770	224.471
Não Circulante	1.412.735	1.399.409	1.412.735	1.399.409
	<u>1.695.505</u>	<u>1.623.880</u>	<u>1.695.505</u>	<u>1.623.880</u>

O Montante de R\$1.695.505 (R\$ 1.623.880 em 31 de dezembro de 2017) 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.

Em 10 de abril de 2017, foi proferida sentença judicial favorável à liminar conduzida pela ABRACE, ABIVIDRO e ABRAFE determinando que a ANEEL retirasse o custo de capital (ke) relativo ao período de 1º de janeiro de 2013 a 30 de junho de 2017 da parcela que compõe a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUSD, o que ocorreu por força dos normativos ANEEL Despacho 1.779/2017 e da Resolução Homologatória Nº 2.258/2018, com o apoio da Nota Técnica 183/2017, já com reflexo para o ciclo de RAP 2017/2018.

A Companhia entende que, por meio dos dispositivos regulatórios do setor elétrico, assim com as disposições do contrato de concessão, é indiscutível o direito de recebimento do custo de capital inserido nas parcelas de reintegração relativas ao período de janeiro de 2013 a junho de 2017 e, desta forma, os valores relativos ao custo de capital (ke) foram segregados em controle auxiliar do ativo financeiro, estando registrados pelo seu valor justo através de fluxo de caixa descontado pelo Wacc regulatório e sem qualquer atualização.

13.1. Movimento do Ativo Financeiro da Concessão

	CONTROLADORA/CONSOLIDADO	
	Contrato 055/2001 RBSE	Total
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	1.623.880	1.623.880
(+) Receita de Construção (Adições).....	-	-
(+) Receita Financeira.....	115.851	115.851
(-) Baixas.....	-	-
(+) Adoção CPC 47/48.....	269.138	269.138
(-) Amortização do período.....	(313.364)	(313.364)
(-) Outros.....	-	-
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	1.695.505	1.695.505
Em 31 de Dezembro de 2018 - Circulante	282.770	282.770
Em 31 de Dezembro de 2018 - Não Circulante	1.412.735	1.412.735

A Receita Anual Permitida – RAP prevista na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.408/2018 para os ativos do Contrato de Concessão de Transmissão nº 055/2001 abrangidos pela 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 (RBSE), classificados como Ativo Financeiro, é de R\$ 290.083, sendo R\$ 142.828 referente ao componente econômico e R\$ 147.255 ao componente financeiro.

14. PAGAMENTOS ANTECIPADOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Pagamentos Antecipados.....	1.075	1.255	1.107	1.333
	1.075	1.255	1.107	1.333

O valor de R\$1.075 (R\$1.255 em 30 de setembro de 2017), corresponde à apropriação das quotas de custeio PROINFA relativo às concessionárias do serviço público de transmissão que atendam consumidor livre e/ou autoprodutor com unidade de consumo conectada às instalações de Rede Básica do Sistema Interligado Nacional.

15. INVESTIMENTOS MANTIDOS PARA VENDA

Em 17 de setembro de 2018, foi aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia o Plano de Desinvestimento em 06 ativos nos quais a Companhia possui participação minoritária em seu capital social, sendo eles: Companhia Energética Rio das Antas – CERAN, Chapecoense Geração S/A – CHAPECOENSE, Campos Novos Energia – ENERCAN, Fronteira Oeste Transmissora de Energia – FOTE, Transmissora Sul Litorânea de Energia – TSLE e Empresa de Transmissão Alto Uruguai – ETAU.

A Iniciativa de Venda desses Ativos faz parte da estratégia de potencializar o foco de realização nos investimentos atinentes aos Contratos de Concessão nativos da Companhia (Contrato de Concessão nº 055/2001, nº 025/2000 e nº 080/2002).

Neste ensejo, foram aprovados os preços mínimos de venda dos ativos e forma de alienação destas participações societárias, a qual será realizada por meio de Leilão, na B3 S.A – Brasil Bolsa, cujo edital foi originalmente publicado no 4º trimestre de 2018.

Conforme Comunicado ao Mercado divulgado em 06 de dezembro de 2018, o processo de desinvestimento instruído no âmbito do Edital do Leilão de Alienação nº 000001/2018 está suspenso pelo prazo necessário à avaliação sobre a pertinência de eventuais ajustes pela Administração.

A Companhia levou em consideração o Pronunciamento Técnico – CPC 31 – Ativo Não Circulante Mantido para Venda, e entendeu que em 30 de setembro de 2018 a participação nas sociedades Companhia Energética Rio das Antas – CERAN, Chapecoense Geração S/A – CHAPECOENSE, Campos Novos Energia – ENERCAN, Fronteira Oeste Transmissora de Energia – FOTE, Transmissora Sul Litorânea de Energia – TSLE e Empresa de Transmissão Alto Uruguai – ETAU atenderam aos parâmetros dispostos para classificação em Mantidos para Venda. Os Ativos Mantidos para Venda foram mensurados pelo menor valor entre o seu valor contábil e seu valor justo diminuído das despesas de vendas.

Os ganhos ou perdas relativos às operações dos Ativos Mantidos para Venda estão demonstrados na nota explicativa 16.7 – Movimentação dos Investimentos. Não há ganhos ou perdas reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes.

15.1 Participações Societárias Mantidas para Venda

	31/12/2018		31/12/2017	
	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)
FOTE.....	62.879	49,00%	54.870	49,00%
TSLE.....	379.681	49,00%	379.681	49,00%
Ceran.....	510.000	30,00%	510.000	30,00%
Chapecoense.....	714.509	9,00%	714.509	9,00%
Enercan.....	200.787	6,51%	200.787	6,51%
Etau.....	34.895	10,00%	34.895	10,00%

15.2 Demonstrações Financeiras dos Investimentos Mantidos para Venda

	31/12/2018				
	Capital social	Patrimônio líquido publicado	Patrimônio líquido ajustado	Lucro (prejuízo) publicado	Lucro (prejuízo) ajustado
FOTE.....	54.870	111.119	111.119	(8.576)	(8.576)
TSLE.....	379.861	402.343	402.343	28.734	28.734
Ceran.....	120.000	218.423	218.423	99.230	99.230
Etau.....	34.895	87.249	87.249	17.635	17.635
Chapecoense.....	714.509	989.602	989.602	278.495	278.495
Enercan.....	200.787	395.369	395.369	205.899	205.899

15.3 Movimentação dos Investimentos Mantidos para Venda

	CONTROLADORA/CONSOLIDADO				
	Saldos em 31/12/2017	Reclassificação Ativos Mantidos para Vendas	Equivalência Patrimonial	Dividendos	Saldos em 31/12/2018
FOTE.....	-	47.051	(4.814)	-	42.237
TSLE.....	-	208.133	(4.652)	(8.664)	194.817
Ceran.....	-	83.711	11.703	(11.644)	83.770
Chapecoense.....	-	88.981	6.952	(8.447)	87.486
Enercan.....	-	28.579	4.651	(4.785)	28.445
Etau.....	-	9.821	461	(1.470)	8.812
	-	466.276	14.301	(35.010)	445.567

16. INVESTIMENTOS

16.1. Composição

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Participações societárias permanentes				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial.....	446.541	707.840	84.217	484.469
Avaliadas pelo método de custo.....	3.024	3.023	3.024	3.023
(-) Provisão Para Redução Ao Valor Recuperável.....	(124.499)	(122.844)	(124.499)	(122.844)
	325.065	588.019	(37.260)	364.648

16.2. Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Método de Equivalência Patrimonial

Os investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial da CEEE-GT estão classificados nos seguintes segmentos de negócio:

Hídrico	Transmissão	Eólico
Jaguari	TESB TPAE	Ventos de Curupira Ventos de Povo Novo Ventos de Vera Cruz Palmares Ventos da Lagoa Ventos do Litoral Ventos do Sul Ventos dos Índios

Os saldos compõem-se de participação no capital das seguintes empresas:

	31/12/2018		31/12/2017	
	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)
Controladas				
TESB.....	342.190	92,63%	255.475	90,40%
Ventos de Curupira.....	55.929	99,99%	39.768	99,99%
Ventos de Povo Novo.....	24.639	99,99%	14.108	99,99%
Ventos de Vera Cruz.....	62.759	99,99%	38.581	99,99%
Coligadas				
TPAE.....	20.350	20,00%	20.350	20,00%
Jaguari.....	17.680	10,50%	17.680	10,50%
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%

16.3 Controladas

16.3.1. 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.

Em 2016 a Companhia integralizou capital na investida no montante de R\$ 176,7 milhões, mediante a emissão de 176.710.061 novas ações, mantendo sua participação no empreendimento em 90,40%.

Durante o exercício de 2018 houve nova integralização por parte da CEEE-GT no montante de R\$ 86,02 milhões, mediante a emissão de 86.020.000 novas ações, sendo acompanhada pela acionista Procable e havendo cedência de quotas por parte da acionista Zhejiang United Engineering CO Ltda, evento que culminou no aumento de participação na controlada, resultando em um controle de 92,63% das ações. Não houve ágio decorrente da operação.

A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é 92,63% do capital social subscrito, totalizando R\$ 316,9 milhões.

16.3.2. 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.

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. Já no exercício de 2018 ocorreu nova integralização nos montantes de 10,5 milhões em Ventos de Povo Novo, R\$ 16,1 milhões em Ventos de Curupira e R\$24,1 milhões em Ventos de Vera Cruz, mantendo a participação nos empreendimentos em 99,99%, não havendo ágio na operação.

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 em 2016 e R\$ 44 milhões em 2017. Já no exercício de 2018 ocorreu contabilização de R\$ 10,4 milhões como reversão da perda anteriormente reconhecida.

Já no empreendimento Complexo Eólico Povo Novo foi registrado R\$ 104,3 milhões com perda de valor recuperável no empreendimento em 2016, R\$ 9 milhões em 2017 e R\$ 1,65 milhões em 2018, sendo todo montante contabilizado na controladora CEEE-GT.

16.4. Coligadas

16.4.1 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.

16.4.2. 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.

16.4.3. 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.

16.4.4. 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.

16.4.5. 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, na aquisição, está disposto abaixo:

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

16.4.6. 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.

16.5. Demonstrações Financeiras das Investidas

16.5.1. Demonstrações Financeiras Controladas

Balço Patrimonial	31/12/2018			
	TESB	Ventos do Curupira	Ventos de Povo Novo	Ventos de Vera Cruz
Ativo				
Caixa e Equivalentes de Caixa.....	3.934	199	84	188
Outros Ativos Circulantes.....	940	358	85	33
Ativo Não Circulante.....	323.628	81.610	35.747	89.150
	<u>328.502</u>	<u>82.167</u>	<u>35.916</u>	<u>89.371</u>
Passivo e Patrimônio Líquido				
Outros Passivos Circulantes.....	7.638	2.888	995	2.530
Outros Passivos Não Circulantes.....	82.257	22.510	9.936	22.042
Patrimônio Líquido.....	238.607	56.769	24.985	64.799
	<u>328.502</u>	<u>82.167</u>	<u>35.916</u>	<u>89.371</u>

Demonstração do Resultado	31/12/2018			
	TESB	Ventos do Curupira	Ventos de Povo Novo	Ventos de Vera Cruz
Receita Operacional Líquida.....	48.405	133	42	118
Custo de Operação.....	(46.839)	-	-	-
Lucro Bruto.....	1.566	133	42	118
Despesas Operacionais.....	(646)	(654)	(278)	(555)
Resultado Financeiro.....	(107)	20	16	119
Lucro Antes dos Impostos.....	813	(501)	(220)	(318)
Impostos sobre o Lucro.....	(91)	-	-	-
Lucro líquido.....	<u>722</u>	<u>(501)</u>	<u>(220)</u>	<u>(318)</u>

16.5.2. Demonstrações Financeiras Controladas e Coligadas

	31/12/2018				
	Capital social	Patrimônio líquido publicado	Patrimônio líquido ajustado	Lucro (prejuízo) publicado	Lucro (prejuízo) ajustado
Controladas					
TESB.....	342.190	238.607	238.607	722	722
Ventos de Curupira.....	55.929	56.769	56.769	(501)	(501)
Ventos de Povo Novo.....	24.639	24.985	24.985	(220)	(220)
Ventos de Vera Cruz.....	62.759	64.799	64.799	(318)	(318)
Coligadas					
TPAE.....	20.350	15.156	15.156	1.467	1.467
Jaguari.....	17.680	23.557	23.557	1.086	1.086
Palmares.....	114.116	128.136	128.136	8.116	8.116
Ventos da Lagoa.....	88.701	110.610	110.610	7.397	7.397
Ventos do Litoral.....	102.901	109.869	109.869	9.048	9.048
Ventos do Sul.....	140.964	175.594	175.594	49.782	49.782
Ventos dos Índios.....	63.641	82.730	82.730	(2.166)	(2.166)

16.6. Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Custo

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
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>

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/CONSOLIDADO							Saldos em 31/12/2018
	Saldos em 31/12/2017	Aumento de Capital	Impairment	Equivalência Patrimonial	Reclassificação para Ativos Mantidos para Vendas	Dividendos	Ajuste CPC 47	
Controladas								
TESB.....	124.588	86.020	-	668	-	-	1.992	213.268
Ventos de Curupira.....	(11.231)	16.156	(745)	(510)	-	-	-	3.670
Ventos de Povo Novo.....	(4.678)	10.529	(232)	(230)	-	-	-	5.389
Ventos de Vera Cruz.....	(7.796)	24.162	(678)	(328)	-	-	-	15.360
Coligadas								
FOTE.....	10.158	35.993	-	900	(47.051)	-	-	-
TSLE.....	191.753	-	-	16.380	(208.133)	-	-	-
Ceran.....	73.743	-	-	21.336	(83.711)	(11.368)	-	-
TPAE.....	2.732	-	-	299	-	-	-	3.031
Jaguari.....	1.697	-	-	139	-	-	-	1.836
Etau.....	9.437	-	-	1.412	(9.821)	(1.028)	-	-
Palmares.....	13.642	-	-	812	-	(1.639)	-	12.815
Ventos da Lagoa.....	11.253	-	-	740	-	(931)	-	11.062
Ventos do Litoral.....	11.971	-	-	905	-	(1.890)	-	10.986
Ventos do Sul.....	22.862	-	-	4.978	-	(10.278)	-	17.562
Ventos dos Índios.....	8.489	-	-	(217)	-	-	-	8.272
Chapecoense.....	84.950	-	-	19.331	(88.981)	(15.300)	-	-
Enercan.....	22.635	-	-	9.625	(28.579)	(3.681)	-	-
Ágio Parques Eólicos.....	971	-	-	-	-	-	-	971
Ágio Ventos do Sul.....	18.174	-	-	-	-	-	-	18.174
	<u>585.350</u>	<u>172.860</u>	<u>(1.655)</u>	<u>76.240</u>	<u>(466.276)</u>	<u>(46.115)</u>	<u>1.992</u>	<u>322.396</u>

16.8. Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Complexo Eólico Povo Novo.....	7.109	52.598	-	-
FOTE.....	12.500	35.998	12.500	35.998
TESB.....	58.459	91.862	-	-
	<u>78.068</u>	<u>180.458</u>	<u>12.500</u>	<u>35.998</u>

17. IMOBILIZADO

CONTROLADORA							
	31/12/2016	Movimento	31/12/2017	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2018
Custo							
Barragens.....	766.633	-	766.633	-	(170.051)	-	596.582
Terrenos.....	16.154	-	16.154	-	-	-	16.154
Edificações.....	120.237	-	120.237	-	-	(4)	120.233
Máquinas e Equipamentos.....	597.369	(7.657)	589.712	-	(64.833)	2.600	527.479
Veículos.....	13.855	-	13.855	-	(56)	155	13.954
Móveis e Utensílios.....	4.210	-	4.210	-	(26)	(1)	4.183
	<u>1.518.458</u>	<u>(7.657)</u>	<u>1.510.801</u>	<u>-</u>	<u>(234.966)</u>	<u>2.750</u>	<u>1.278.585</u>
Depreciação							
Barragens.....	(667.595)	(10.108)	(677.703)	(10.097)	170.051	-	(517.749)
Edificações.....	(108.826)	(801)	(109.627)	(796)	-	1	(110.422)
Máquinas e Equipamentos.....	(476.399)	(1.074)	(477.473)	(11.123)	63.225	13	(425.358)
Veículos.....	(12.414)	(254)	(12.668)	(254)	56	(112)	(12.978)
Móveis e Utensílios.....	(3.462)	(80)	(3.542)	(78)	24	1	(3.595)
	<u>(1.268.696)</u>	<u>(12.317)</u>	<u>(1.281.013)</u>	<u>(22.348)</u>	<u>233.356</u>	<u>(97)</u>	<u>(1.070.102)</u>
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)							
Fora do Escopo da Concessionária.....	19.660	293.870	313.530	-	(43)	-	313.487
Depreciação.....	(18.588)	(197)	(18.785)	(357)	43	-	(19.099)
	<u>1.072</u>	<u>293.673</u>	<u>294.745</u>	<u>(357)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>294.388</u>
Total do Imobilizado em Serviço	<u>250.834</u>	<u>273.699</u>	<u>524.533</u>	<u>(22.705)</u>	<u>(1.610)</u>	<u>2.653</u>	<u>502.871</u>
Total do Imobilizado em Curso	<u>33.088</u>	<u>5.967</u>	<u>39.055</u>	<u>3.646</u>	<u>-</u>	<u>(2.655)</u>	<u>40.046</u>
Total do Ativo Imobilizado	<u>283.922</u>	<u>279.666</u>	<u>563.588</u>	<u>(19.059)</u>	<u>(1.610)</u>	<u>(2)</u>	<u>542.917</u>
CONSOLIDADO							
	31/12/2016	Movimento	31/12/2017	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2018
Custo							
Barragens.....	766.633	-	766.633	-	(170.051)	-	596.582
Terrenos.....	24.848	-	24.848	-	-	-	24.848
Edificações.....	153.974	-	153.974	-	-	(4)	153.970
Máquinas e Equipamentos.....	551.978	(7.657)	544.321	-	(64.833)	2.600	482.088
Veículos.....	13.855	-	13.855	-	(56)	155	13.954
Móveis e Utensílios.....	4.329	-	4.329	-	(26)	(1)	4.302
	<u>1.515.617</u>	<u>(7.657)</u>	<u>1.507.960</u>	<u>-</u>	<u>(234.966)</u>	<u>2.750</u>	<u>1.275.744</u>
Depreciação							
Barragens.....	(666.659)	(10.108)	(676.767)	(10.097)	170.051	-	(516.813)
Edificações.....	(78.396)	(801)	(79.197)	(796)	-	1	(79.992)
Máquinas e Equipamentos.....	(521.523)	(1.074)	(522.597)	(11.123)	63.225	13	(470.482)
Veículos.....	(12.375)	(254)	(12.629)	(254)	56	(112)	(12.939)
Móveis e Utensílios.....	(3.467)	(80)	(3.547)	(78)	24	1	(3.600)
	<u>(1.282.420)</u>	<u>(12.317)</u>	<u>(1.294.737)</u>	<u>(22.348)</u>	<u>233.356</u>	<u>(97)</u>	<u>(1.083.826)</u>
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)							
Fora do Escopo da Concessionária.....	19.667	293.870	313.537	-	(43)	-	313.494
Depreciação.....	(18.583)	(197)	(18.780)	(357)	43	-	(19.094)
	<u>1.084</u>	<u>293.673</u>	<u>294.757</u>	<u>(357)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>294.400</u>
Total do Imobilizado em Serviço	<u>234.281</u>	<u>273.699</u>	<u>507.980</u>	<u>(22.705)</u>	<u>(1.610)</u>	<u>2.653</u>	<u>486.318</u>
Total do Imobilizado em Curso	<u>228.974</u>	<u>16.122</u>	<u>245.096</u>	<u>(51.279)</u>	<u>-</u>	<u>(2.655)</u>	<u>191.162</u>
Total do Ativo Imobilizado	<u>463.255</u>	<u>289.821</u>	<u>753.076</u>	<u>(73.984)</u>	<u>(1.610)</u>	<u>(2)</u>	<u>677.480</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.

A Companhia reconhece a depreciação de seus ativos imobilizados com base na vida útil regulatória dos bens, estabelecida pela ANEEL na Resolução ANEEL 674, de 11 de agosto de 2015. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens.

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.

18. INTANGÍVEL

	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Custo		
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	30.811	31.516
Aquisições.....	17.625	17.625
Baixas.....	(77)	(77)
Outros	(8)	(335)
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	48.351	48.729
Amortização e perdas por redução do valor recuperável		
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	(3.643)	(3.643)
Amortização do período.....	(2.078)	(2.078)
Baixas.....	66	66
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	(5.655)	(5.655)
Em 31 de Dezembro de 2017	27.168	27.545
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	42.696	43.074

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.

19. FORNECEDORES

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Encargos de Uso da Rede	5.925	6.292	5.925	6.292
Suprimento de Energia Elétrica.....	7.581	7.289	7.581	7.289
Energia Elétrica Comprada para Revenda	-	1.361	-	1.361
Risco Hidrológico - GSF.....	80.610	187.314	80.610	187.314
Materiais e Serviços	29.503	18.304	47.560	67.213
Retenção Contratual	13.578	22.542	13.578	22.542
	137.197	243.102	155.254	292.011

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 naquele exercício.

20. OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Provisão para Férias, 13 ^o Salário, Gratificações e Encargos Sociais	30.514	28.044	30.526	28.057
Retenções sobre a Folha de Pagamento	4.958	4.373	4.958	4.373
Prêmio Assiduidade	289	309	289	309
	<u>35.761</u>	<u>32.726</u>	<u>35.773</u>	<u>32.739</u>

O valor de R\$4.958 (R\$4.373 em 31 de dezembro de 2017) 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 Eletricitários 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:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE				
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	69	42	69	42
Contribuição ao Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	4.517	5.662	6.337	8.196
Contribuição p/Financiamento da Seguridade Social - COFINS	5.511	7.072	5.511	7.095
Contribuição ao Programa de Integração Social - PIS/PASEP	-	1.517	-	1.517
Contribuição ao Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	1.633	1.770	1.633	1.770
Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social	11.459	2.001	11.477	2.463
Parcelamento PERT - IRPJ e CSLL	-	-	665	-
Outros	4.250	4.337	4.287	5.621
	<u>27.439</u>	<u>22.401</u>	<u>29.979</u>	<u>26.704</u>
NÃO CIRCULANTE				
Parcelamento PERT - IRPJ e CSLL	-	-	6.528	7.096
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>6.528</u>	<u>7.096</u>

22. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES

Os saldos compõem-se de:

22.1. Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações – Controladora e Consolidado

CREDOR	CONTROLADORA/CONSOLIDADO							
	31/12/2018							
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Circulante		Não circulante	Total
					Encargos	Principal	Principal	
MOEDA NACIONAL								
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	6.720	43.687	50.407
TOTAL MOEDA NACIONAL					-	6.720	43.687	50.407
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	3.570	11.738	199.547	214.855
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2037	01	5	16.951	305.125	322.081
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					<u>3.575</u>	<u>28.689</u>	<u>504.672</u>	<u>536.936</u>
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					<u>3.575</u>	<u>35.409</u>	<u>548.359</u>	<u>587.343</u>
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					<u>3.575</u>	<u>35.409</u>	<u>548.359</u>	<u>587.343</u>

CREDOR	31/12/2017							
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Circulante		Não circulante	Total
					Encargos	Principal		
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								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD.....	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	2.678	9.428	148.439	160.545
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2037	01	-	9.427	179.116	188.543
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					2.678	18.855	327.555	349.088
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					2.678	25.546	377.730	405.954
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					2.678	25.546	377.730	405.954

22.2. 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 31 de Dezembro 2017.....	6.691	50.175	21.533	327.555	405.954
Ingressos.....	-	-	-	145.933	145.933
Encargos.....	3.913	-	16.978	-	20.891
Variação Monetária.....	-	-	3.245	60.111	63.356
Transferências.....	6.727	(6.727)	28.927	(28.927)	-
Taxa Administração.....	-	239	-	-	239
Amortizações de Principal.....	(6.698)	-	(22.413)	-	(29.111)
Amortizações de Encargos	(3.913)	-	(16.006)	-	(19.919)
Saldos em 31 de Dezembro 2018.....	6.720	43.687	32.264	504.672	587.343

22.3. 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 preveem 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. Em junho de 2018 ocorreu a liberação de R\$110.175 referente ao BID.

22.4. 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 e até 30 de setembro de 2018, não houveram novas liberações.

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 saldo devedor Contrato de Financiamento.

22.5. Cronograma das Parcelas de Longo Prazo

As parcelas de Longo Prazo dos Empréstimos e Financiamentos vencem como segue:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
PRINCIPAL				
2018	-	24.428	-	24.428
2019	38.964	24.428	38.964	24.428
2020	74.804	24.428	74.804	24.428
2021	72.874	24.428	72.874	24.428
Após 2021	361.717	280.018	361.717	280.018
	<u>548.359</u>	<u>377.730</u>	<u>548.359</u>	<u>377.730</u>

22.6. Composição do Saldo da Dívida por Indexador

Demonstrativo de Composição do Saldo da Dívida por Indexador:

MOEDA / INDEXADOR	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Dólar US\$	78,00%	85,99%	78,00%	76,85%
TJLP	22,00%	14,01%	22,00%	23,15%
	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>

23. 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.

Os saldos registrados no passivo compõem-se de:

Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE				
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP.....	215	349	215	349
Contribuição Patrocinadora - Plano Único.....	35 34.814	44.693	34.814	44.693
Contrato 1254/95 - Plano Único	35 3.012	1.737	3.012	1.737
Contribuição Patrocinadora - CEEEPREV.....	35 46.356	61.188	46.356	61.188
Contrato 1254/95 - CEEEPREV	35 2.811	1.620	2.811	1.620
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA	50.147	86.528	50.147	86.528
	<u>137.355</u>	<u>196.115</u>	<u>137.355</u>	<u>196.115</u>
NÃO CIRCULANTE				
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP.....	2.019	1.957	2.019	1.957
Provisão Plano Único	79.440	39.550	79.440	39.550
Contrato 1254/95 - Plano Único	32.569	34.490	32.569	34.490
Provisão Plano CEEEPREV	614.772	429.379	614.772	429.379
Contrato 1254/95 - CEEEPREV	34.909	36.968	34.909	36.968
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA	179.404	162.552	179.404	162.552
	<u>943.113</u>	<u>704.896</u>	<u>943.113</u>	<u>704.896</u>
Total	<u>1.080.468</u>	<u>901.011</u>	<u>1.080.468</u>	<u>901.011</u>

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 salgado 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.

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.

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 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.

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 ADOTADAS	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD
Taxa para desconto da obrigação atuarial	4,76% a.a.	4,69% a.a.	4,33% a.a.	4,88% a.a.
Taxa de retorno esperado dos ativos - taxa real	4,76% a.a.	4,69% a.a.	4,33% a.a.	4,88% a.a.
Taxa crescimento salarial futuro - taxa real	3,47% a.a.	N/A	N/A	3,47% a.a.
Expectativa de Inflação	4,01% a.a.	4,01% a.a.	4,01% a.a.	4,01% 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%	96,64%
Tábua de Mortalidade Geral	AT-2000 male	UP-94 male Agravada em 10%	UP-94 male Agravada em 10%	BR-EMSsb-2015-m
Tábua de Mortalidade dos Inválidos	AT-83 male	N/A	N/A	BR-EMSsb-v.2010-m
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).

23.6. 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

	2018					2017				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	(1.140.749)	(2.309)	(249.080)	(1.837.685)	(3.229.823)	(1.131.065)	(2.304)	(276.927)	(1.712.781)	(3.123.077)
Custo do serviço corrente	1.111	-	-	(5.098)	(3.987)	(430)	-	-	(6.268)	(6.698)
Custo de juros	(120.919)	(222)	(27.249)	(186.204)	(334.595)	(113.542)	(241)	(27.645)	(186.204)	(327.632)
Ganho / (perda) atuarial	(147.445)	82	(3.369)	(166.580)	(317.311)	63.704	34	6.129	(68.977)	889
Contribuições de participantes realizada no período	(3.404)	-	-	(1.465)	(4.869)	-	-	-	-	-
Benefícios pagos pelo plano	117.390	215	50.148	147.307	315.059	40.584	202	49.364	136.545	226.694
Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(1.294.016)	(2.234)	(229.550)	(2.049.726)	(3.575.526)	(1.140.749)	(2.309)	(249.080)	(1.837.685)	(3.229.823)

ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO

	2018					2017				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Parcela do valor presente da obrigação atuarial com cobertura	(1.004.297)	-	-	(1.352.425)	(2.356.723)	(908.731)	-	-	(1.310.004)	(2.218.734)
Parcela do valor presente da obrigação atuarial sem cobertura (déficit)	(289.719)	(2.234)	(229.550)	(697.300)	(1.218.803)	(232.018)	(2.309)	(249.080)	(527.682)	(1.011.089)
Total do valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(1.294.016)	(2.234)	(229.550)	(2.049.726)	(3.575.526)	(1.140.749)	(2.309)	(249.080)	(1.837.685)	(3.229.823)
Estatus do Plano	Parcialmente coberto	Sem cobertura	Sem cobertura	Parcialmente coberto	Parcialmente coberto	Parcialmente coberto	Sem cobertura	Sem cobertura	Parcialmente coberto	Parcialmente coberto

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR JUSTO DOS ATIVOS

	2018					2017				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	908.731	-	-	1.310.004	2.218.735	868.642	-	-	1.214.916	2.083.559
Retorno esperado dos ativos do plano	96.325	-	-	132.737	229.062	91.223	-	-	292.095	383.318
Ganhos / (perdas) atuariais	83.187	-	-	10.921	94.108	40.617	-	-	(86.931)	(46.314)
Contribuições do empregador	30.039	215	50.148	44.606	125.008	26.975	202	49.364	31.542	108.083
Contribuições de participantes do plano	3.404	-	-	1.465	4.869	2.112	-	-	1.693	3.805
Benefícios pagos pelo plano	(117.390)	(215)	(50.148)	(147.307)	(315.059)	(120.837)	(202)	(49.364)	(143.311)	(313.713)
Valor justos dos ativos do plano no final do exercício	1.004.297	-	-	1.352.425	2.356.723	908.731	-	-	1.310.004	2.218.735

23.6. Resultado da Avaliação Atuarial (continuação)

	2018					2017				
	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)	(289.719)	(2.234)	(229.550)	(697.300)	(1.218.803)	(232.018)	(2.309)	(249.080)	(527.682)	(1.011.089)
Montante não reconhecido como ativo / (passivo)	144.860	-	-	-	144.860	116.009	-	-	-	116.009
Passivo / (Ativo) Atuarial líquido reconhecido no final do exercício	(144.860)	(2.234)	(229.550)	(697.300)	(1.073.944)	(116.009)	(2.309)	(249.080)	(527.682)	(895.080)
MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO (ATIVO) LÍQUIDO RECONHECIDO NO BALANÇO										
	2018					2017				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
(Passivo) Ativo reconhecido no início do exercício	(116.009)	(2.309)	(249.080)	(527.682)	(895.080)	(131.212)	(2.304)	(276.927)	(497.865)	(908.308)
Pagamentos para o plano	30.039	215	50.148	44.606	125.008	40.584	202	49.364	10.277	100.426
Total das remensurações, reconhecidas em Outros Resultados Abrangentes	(47.704)	82	(3.369)	(155.659)	(206.650)	(13.745)	34	6.129	17.954	10.371
Provisão para planos de benefícios e outros benefícios pós-emprego	(11.186)	(222)	(27.249)	(58.566)	(97.223)	(11.636)	(241)	(27.645)	(58.048)	(97.570)
Passivo referente ao Benefício Definido	(144.860)	(2.234)	(229.550)	(697.300)	(1.073.944)	(116.009)	(2.309)	(249.080)	(527.682)	(895.080)
COMPOSIÇÃO DA DESPESA DO EXERCÍCIO										
	2018					2019 - Estimado				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Custo do serviço corrente líquido	(1.111)	-	-	5.098	3.987	(661)	-	-	6.398	5.738
Custo de juros	60.460	222	27.249	186.204	274.136	52.729	189	17.896	179.420	250.235
Retorno esperado dos ativos dos plano	(48.163)	-	-	(132.737)	(180.900)	(41.150)	-	-	(118.144)	(159.295)
Total da despesa do exercício	11.186	222	27.249	58.566	97.223	10.918	189	17.896	67.675	96.678
AJUSTES EM RESULTADOS ABRANGENTES										
	2018					2017				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Ganho/(perda) acumulado até o exercício anterior	(276.085)	(1.503)	(59.107)	(158.050)	(494.746)	(262.341)	(1.537)	(65.236)	(176.004)	(505.118)
Ganho/(perda) do exercício atual de responsabilidade da patrocinadora	(47.704)	(82)	(3.369)	(155.659)	(206.650)	(13.745)	34	6.129	17.954	10.372
Ganho/(perda) total reconhecido ao final do exercício	(323.790)	(1.586)	(62.476)	(313.708)	(701.560)	(276.086)	(1.503)	(59.107)	(158.050)	(494.746)

23.6. Resultado da Avaliação Atuarial (continuação)

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS PREMISSAS DO PLANO (Impacto nas obrigações)	2018							
	Plano Único		CTP		EXA		CEEEPREV BD	
Taxa de desconto								
Aumento de 0,5%	(53.126)	-4,11%	(82)	-3,65%	(4.718)	-2,06%	(100.668)	-4,91%
Redução de 0,5%	57.288	4,43%	87	3,90%	4.916	2,14%	110.210	5,38%
Expectativa de Vida	-							
Aumento da Expectativa em 1 ano	34.270	2,65%	71	3,18%	12.634	5,50%	41.029	2,00%
Redução da Expectativa em 1 ano	(34.537)	-2,67%	(71)	-3,19%	(12.236)	-5,33%	(41.816)	-2,04%
Crescimento Salarial								
Aumento de 0,5%	77	0,01%	N/A	N/A	N/A	N/A	7.481	0,36%
Redução de 0,5%	(76)	-0,01%	N/A	N/A	N/A	N/A	(6.525)	-0,32%

ANÁLISE DA VARIAÇÃO EM PERDAS/(GANHOS) SOBRE A OBRIGAÇÃO ATUARIAL	2018				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV	TOTAL
Alteração da Taxa de Desconto em relação ao ano anterior	57.208	105.011	7.367	102.592	167.272
Alteração da Taxa de Crescimento Real de Salários	12.325	N/A	N/A	16.903	29.229
Alteração na tábua de mortalidade geral	38.708	N/A	N/A	72.909	111.616
Alteração na tábua de mortalidade de inválidos	1.664	N/A	N/A	5.172	6.836
Reconhecimento do desconto dos ex-autárquios	N/A	N/A	(9.166)	N/A	(9.166)
Experiência da população	37.321	(187.312)	5.168	(50.519)	(8.218)
Alteração no fator de capacidade	219	N/A	-	19.523	19.742
Total das perdas / (ganhos)apuradas no exercício	<u>147.445</u>	<u>(82.301)</u>	<u>3.369</u>	<u>166.580</u>	<u>317.311</u>

24. OBRIGAÇÕES DA CONCESSÃO

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE				
Conta de Desenv. Energético - Quota da CDE	12.314	21.816	12.314	21.816
RGR - Conta de Fornecedor a Pagar	279	-	279	
Recursos P&D	46.059	43.304	46.059	43.304
Recursos FNDCT	740	844	740	844
Recursos MME	370	422	370	422
	<u>59.762</u>	<u>66.386</u>	<u>59.762</u>	<u>66.386</u>
NÃO CIRCULANTE				
Recursos P&D	14.371	9.563	14.371	9.563
	<u>14.371</u>	<u>9.563</u>	<u>14.371</u>	<u>9.563</u>

24.1. 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\$9.555 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.

25. 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. As contingências são atualizadas pelo TR (taxa referencial) mais 1% juros ao mês. Os riscos possíveis e remotos não foram provisionados.

	CONTROLADORA							
	31/12/2018				31/12/2017			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Riscos Prováveis	139.615	77.121	5.067	221.803	117.209	82.681	586	200.476
Riscos Possíveis	42.755	3.882	66	46.703	235.965	35.895	745	272.605
	<u>182.370</u>	<u>81.003</u>	<u>5.133</u>	<u>268.506</u>	<u>353.174</u>	<u>118.576</u>	<u>1.331</u>	<u>473.081</u>

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:

	CONTROLADORA			
	31/12/2018			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão.....	36.708	440	-	37.148
Passivo não circulante				
Saldo da provisão.....	102.907	76.681	5.067	184.655
Subtotal Riscos Prováveis	139.615	77.121	5.067	221.803
(-) Depósitos judiciais.....	(34.766)	(57)	(14)	(34.837)
Total não circulante	68.141	76.624	5.053	149.818
Total geral	104.849	77.064	5.053	186.966
	CONSOLIDADO			
	31/12/2018			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão.....	36.708	440	-	37.148
Passivo não circulante				
Saldo da provisão.....	105.628	76.681	5.067	187.376
Subtotal Riscos Prováveis	142.336	77.121	5.067	224.524
(-) Depósitos judiciais.....	(34.766)	(57)	(14)	(34.837)
Total não circulante	70.862	76.624	5.053	152.539
Total geral	107.570	77.064	5.053	189.687
	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

25.2. Movimentação da provisão para contingências

	CONTROLADORA			
	Movimentação da Provisão para Contingências			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
(=) Saldo Final Dezembro/2017	83.696	82.662	571	166.929
(+) Novos Ingressos	64.730	9.678	4.358	78.766
(-) Pagamentos	(26.605)	(5.886)	-	(32.491)
(-) Montantes Revertidos	(29.673)	(25.948)	(55)	(55.676)
(+) Atualização Monetária	13.954	16.596	179	30.729
(+/-) Montantes Depositados	(1.253)	(38)	-	(1.291)
(=) Saldo Final Dezembro/2018	104.849	77.064	5.053	186.966

	CONSOLIDADO			
	Movimentação da Provisão para Contingências			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
(=) Saldo Final Dezembro/2017	83.696	82.662	571	166.929
(+) Novos Ingressos	67.451	9.678	4.358	81.487
(-) Pagamentos	(26.605)	(5.886)	-	(32.491)
(-) Montantes Revertidos	(29.673)	(25.948)	(55)	(55.676)
(+) Atualização Monetária	13.954	16.596	179	30.729
(+/-) Montantes Depositados	(1.253)	(38)	-	(1.291)
(=) Saldo Final Dezembro/2018	107.570	77.064	5.053	189.687

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 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.

25.3.2. 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.

25.3.3 Tributárias

O saldo provisionado de R\$5.053 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:

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\$879.

25.3.3.2. Tributos Federais (PIS, COFINS, IRPJ, CSLL, IRRF)

No tocante aos tributos federais a Companhia possui cerca de R\$37.135 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.

26. OUTROS PASSIVOS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE				
Comp. Financ para Utilização de Recursos Hídricos	99	2.701	99	2.701
Obrigações com Obras da Transmissão	12.140	12.140	12.140	12.140
Acordo Judicial Trabalhista.....	267	160	267	160
Outros Credores	31.387	14.224	36.648	19.485
	<u>43.893</u>	<u>29.225</u>	<u>49.154</u>	<u>34.486</u>
NÃO CIRCULANTE				
Provisão Auto de Infração	4.903	4.697	4.903	4.697
Acordo Judicial Trabalhista.....	1.200	1.200	1.200	1.200
Comercialização de Energia na CCEE	47.281	43.961	47.281	43.961
Outros Credores	5.056	9.751	61.957	11.529
	<u>58.440</u>	<u>59.609</u>	<u>115.341</u>	<u>61.387</u>

26.1. Comercialização de Energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

O valor de R\$47.281 (R\$43.961 em 31 de dezembro de 2017) 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.

27. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

27.1. 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.

27.1.1. Diferenças Temporárias Tributáveis

O valor das diferenças temporárias tributáveis compõe-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Reconhecimento do Custo Atribuído	46.163	56.799	46.163	56.799
Variação do Valor Justo do Ativo Financeiro Disponível para	161	3.267	161	3.267
Exclusão Temporária	39.425	32.768	39.425	32.768
Exclusão Temporária - MP 579/2012 (Renovação das	1.272.575	1.200.951	1.272.575	1.200.951
Base de Cálculo do Passivo Fiscal Diferido	1.358.324	1.293.785	1.358.324	1.293.785
IR e CS (Alíquota 34%)	461.830	439.887	461.830	439.887
IR e CS (Redutor 30% - RIR/99, Art.510)	(133.840)	(126.173)	(133.840)	(126.173)
Total do Passivo Fiscal Diferido	<u>327.990</u>	<u>313.714</u>	<u>327.990</u>	<u>313.714</u>

O valor dessas diferenças temporárias tributáveis constitui-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 2018, R\$ 327.990.

27.1.2. 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 2018.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Provisão Ex-Autárquicos (Lei 3.096/56)	226.307	255.233	226.307	255.233
Provisão para Contingências Trabalhistas	104.849	117.209	104.849	117.209
Provisão para Contingências Fiscais e Cíveis	77.676	62.188	77.676	62.188
Total das Diferenças Temporárias	408.832	434.630	408.832	434.630
Alíquota IRPJ/CSLL	34%	34%	34%	34%
Total do Crédito Fiscal s/Diferenças Temporárias	139.003	147.774	139.003	147.774
Base Negativa da CSLL	228.080	343.185	228.080	343.185
CSLL Diferida (Alíquota 9%)	20.527	30.887	20.527	30.887
Prejuízos Fiscais do IRPJ	574.792	689.897	574.792	689.897
IRPJ Diferido (Alíquota 25%)	143.698	172.474	143.698	172.474
Total do Crédito Fiscal s/ PF do IRPJ e BN da CSLL	164.225	203.361	164.225	203.361
Crédito Fiscal não Reconhecido.....	(232.833)	(280.740)	(232.833)	(280.740)
Saldo Contábil.....	70.395	70.395	70.395	70.395
Saldo Contábil Diferenças Temporárias.....	42.061	42.061	42.061	42.061
Saldo Contábil Crédito Fiscal s/PF do IRPJ e BN da CSLL	28.334	28.334	28.334	28.334
Saldo Contábil Total.....	70.395	70.395	70.395	70.395

27.1.3. Tributos Diferidos Líquidos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Débitos Tributários Diferidos.....	327.990	313.714	327.990	313.714
Créditos Tributários Diferidos.....	(70.395)	(70.395)	(70.395)	(70.395)
Saldo Contábil Líquido.....	257.595	243.319	257.595	243.319

27.2. 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 que 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 de 2018. 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	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Exercício de 2018.....	-	39.542	-	39.542
Exercício de 2019.....	49.413	32.950	49.413	32.950
Exercício de 2020.....	44.530	29.553	44.530	29.553
Exercício de 2021.....	43.289	27.687	43.289	27.687
Exercício de 2022.....	50.566	47.483	50.566	47.483
Exercício de 2023.....	32.687	49.522	32.687	49.522
A partir do Exercício de 2024.....	37.110	16.582	37.110	16.582
	<u>257.595</u>	<u>243.319</u>	<u>257.595</u>	<u>243.319</u>

28. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

28.1. 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\$915.632, com a seguinte composição:

	CONTROLADORA						CONTROLADORA	
	31/12/2018						31/12/2017	
	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
ELETOBRÁS.....	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	54.150	0,56
Outros.....	35.348	0,37	54.666	33,33	90.014	0,93	90.014	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.

28.2. Outros Resultados Abrangentes

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA	
	31/12/2018	31/12/2017
Varição líquida no valor justo por meio de outros resultados abrangentes.....	161	(3.267)
Custo atribuído dos Ativos de Geração.....	30.468	37.487
Perda Atuarial.....	(701.395)	(494.746)
Adoção CPC 47	181.312	-
	<u>(489.455)</u>	<u>(460.526)</u>

28.3. 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.

28.3.1. 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 2017 a Companhia destinou R\$ 20.415 para Reserva Legal.

28.3.2. 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 de lucros a realizar totaliza o montante de R\$ 194.505.

28.3.3. 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 e em 2017 R\$286.173, totalizando um saldo de R\$ 604.136.

Estes dividendos serão pagos conforme disponibilidade de caixa, de acordo com a Lei 6.404, artigo 202, §4º.

28.3.4. 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 2017 a Companhia destinou o montante de R\$ 40.832 para esta reserva.

28.4 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. No exercício de 2017 foram capitalizados R\$ 200.00 da Reserva de Incentivos Fiscais, restando um saldo de R\$ 1.009.304.

29. 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:

29.1. Básico

	31/12/2018		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Lucro Líquido do Período.....	170.448	2.938	173.386
Denominador Básico			
Média das Ações	9.516.732	164.014	9.680.746
Prejuízo Básico e Diluído por Ação - R\$	17,91	17,91	17,91

	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 Líquido Básico e Diluído por Ação - R\$	40,81	40,81	40,81

29.2. Diluído

	31/12/2018	31/12/2017
Lucro/(Prejuízo) para as ações ordinárias.....	170.448	388.386
Lucro/(Prejuízo) para as ações preferenciais.....	2.938	6.694
	173.386	395.080
Denominador Diluído		
Ações Ordinárias	9.516.732	9.516.732
Ações Preferenciais	164.014	164.014
	9.680.746	9.680.746
Lucro/(Prejuízo) Diluído por Ação - R\$	17,91	40,81

30. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Receita Bruta				
Suprimento de Energia Elétrica	334.181	324.441	334.474	325.983
Disponibilização do Sistema de Transmissão	427.873	396.987	428.226	397.166
Remuneração do Ativo Financeiro.....	205.476	117.447	230.513	129.614
Energia Elétrica de Curto Prazo	100.139	204.077	100.139	204.077
Receita de Construção	118.017	127.734	141.180	134.579
	1.185.687	1.170.686	1.234.533	1.191.419
Deduções da Receita				
PIS/COFINS	(111.267)	(87.178)	(111.415)	(87.230)
Quota RGR	(3.025)	(965)	(3.025)	(965)
Outros Encargos	(12.781)	(13.980)	(12.781)	(13.980)
Encargos do Consumidor - P&D / MME / FNDCT	(10.698)	(9.356)	(10.698)	(9.356)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(48.320)	(31.183)	(48.320)	(31.183)
Compensação Financeira Pela Util Rec Hidr -CFURH	(21.775)	(28.706)	(21.775)	(28.706)
Taxa de Fiscalização Serviço Energia Elétrica - TFSE.....	(3.087)	(2.773)	(3.087)	(2.773)
	(210.953)	(174.141)	(211.101)	(174.193)
Receita Operacional Líquida	974.734	996.545	1.023.432	1.017.226

30.1. Suprimento de Energia Elétrica

O valor de R\$334.181 (R\$324.441 em 31 de dezembro de 2017) 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.

30.2. Disponibilização do Sistema de Transmissão

O valor de R\$427.874 (R\$396.987 em 31 de dezembro de 2017) refere-se às receitas derivadas da disponibilização do sistema de Conexão e do Sistema de Transmissão a terceiros.

30.3. Remuneração do Ativo Financeiro

O valor de R\$205.476 (R\$117.447 em 31 de dezembro de 2017) é composto pela atualização do ativo financeiro relativa aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, denominados instalações da Rede Básica Sistema Existente – RBSE e também à remuneração dos demais ativos.

31. CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Energia Elétrica de Curto Prazo	(241)	(272.645)	(241)	(272.645)
Custo com Energia Elétrica - Comprada de Terceiros	(122.115)	(36.366)	(122.115)	(36.366)
Encargo de Uso do Sistema	(53.681)	(52.706)	(53.681)	(52.706)
	<u>(176.037)</u>	<u>(361.717)</u>	<u>(176.037)</u>	<u>(361.717)</u>

31.1. Energia Elétrica de Curto Prazo

O custo da energia de curto prazo totalizou R\$241 (R\$272.645 em 31 de dezembro de 2017) refere-se ao custo da energia de curto prazo, comercializada no âmbito da CCEE.

31.2. Energia Elétrica Comprada de Terceiros

Do montante de R\$122.115 (R\$36.366 em 31 de dezembro de 2017), R\$ 41,7 milhões refere-se à compra de Energia de ENERCAN, por determinação do acordo entre acionistas, R\$ 52 milhões às recontabilizações oriundas da CCEE e o restante aos contratos de compra de energia realizados com deságio no PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), com intuito de amortizar os saldos a pagar de GSF.

31.3. Encargo de Uso do Sistema

O valor de R\$53.681 (R\$52.706 em 31 de dezembro de 2017) refere-se a encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição de energia.

32. CUSTO DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS

32. 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	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Pessoal e Administradores										
Remuneração e Encargos	165.854	155.471	-	-	29.548	26.610	-	-	195.402	182.081
Benefício Pós-Emprego - Deliberação CVM 695/2012.....	72.758	75.663	-	-	35.047	32.055	-	-	107.805	107.718
INSS - Empregador	30.896	27.901	-	-	4.983	4.620	-	-	35.879	32.520
Administradores	307	259	-	-	660	842	-	-	967	1.101
Subtotal Pessoal / Administradores	269.815	259.294	-	-	70.237	64.127	-	-	340.052	323.421
Empréstimo Fundação ELETROCEEE	7.445	4.270	-	-	-	-	-	-	7.445	4.270
Total Pessoal e Administradores	277.260	263.564	-	-	70.237	64.127	-	-	347.497	327.691
Material	1.590	2.295	-	-	332	287	-	-	1.922	2.582
Serviço de Terceiros	35.725	44.698	-	-	8.836	10.458	-	-	44.561	55.157
Depreciação e Amortização	21.073	21.804	-	-	2.820	3.019	-	-	23.893	24.823
Custo de Construção	118.017	127.734	-	-	-	-	-	-	118.017	127.734
Arrendamento e Aluguéis	5.936	5.769	-	-	233	243	-	-	6.169	6.012
Seguros	3	3	-	-	200	32	-	-	203	35
Tributos	2.008	1.373	-	-	824	3.938	-	-	2.832	5.311
Provisão para Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	(26)	11.271	-	-	-	-	(26)	11.271
Provisão para Contingência Trabalhista	-	-	-	-	-	-	50.796	28.518	50.796	28.518
Provisão para Contingência Cível	-	-	-	-	-	-	(1.098)	4.643	(1.098)	4.643
Provisão para Contingência Fiscal	-	-	-	-	-	-	1.481	(3.543)	1.481	(3.543)
Provisão para Redução ao Valor Recuperável	-	-	-	-	-	-	1.655	9.007	1.655	9.007
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	209	4.438	209	4.438
Baixas e Custas Depósitos Judiciais.....	-	-	-	-	-	-	(2.030)	6.028	(2.030)	6.028
Outros	23	17	-	-	354	510	(2.110)	1.254	(1.733)	1.781
TOTAL	461.635	467.257	(26)	11.271	83.836	82.614	48.903	50.345	594.348	611.487

32. 2. Consolidado

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	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
	Pessoal e Administradores									
Remuneração e Encargos	165.854	155.471	-	-	29.548	26.610	-	-	195.401	182.081
Benefício Pós-Emprego - Deliberação CVM 695/2012.....	72.758	75.663	-	-	35.047	32.055	-	-	107.804	107.718
INSS - Empregador	30.896	27.901	-	-	4.983	4.620	-	-	35.878	32.520
Administradores	307	259	-	-	1.110	842	-	-	1.416	1.101
Subtotal Pessoal / Administradores	269.815	259.294	-	-	70.687	64.127	-	-	340.502	323.421
Empréstimo Fundação ELETROCEEE	7.445	4.270	-	-	-	-	-	-	7.445	4.270
Total Pessoal e Administradores	277.260	263.564	-	-	70.687	64.127	-	-	347.946	327.691
Material	1.590	2.295	-	-	332	287	-	-	1.923	2.582
Serviço de Terceiros	36.227	44.698	-	-	9.703	10.458	-	-	45.930	55.157
Depreciação e Amortização	21.073	21.804	-	-	2.820	3.019	-	-	23.892	24.823
Custo de Construção	161.176	134.579	-	-	-	-	-	-	161.176	134.579
Arrendamento e Aluguéis	5.936	5.769	-	-	233	243	-	-	6.169	6.012
Seguros	3	3	-	-	222	32	-	-	225	35
Tributos	2.008	1.373	-	-	870	3.938	-	-	2.880	5.311
Provisão para Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	(26)	11.271	-	-	-	-	(26)	11.271
Provisão para Contingência Trabalhista	-	-	-	-	-	-	50.796	28.518	50.796	28.518
Provisão para Contingência Cível	-	-	-	-	-	-	(1.098)	4.643	(1.098)	4.643
Provisão para Contingência Fiscal	-	-	-	-	-	-	1.481	(3.543)	1.481	(3.543)
Provisão para Redução ao Valor Recuperável	-	-	-	-	-	-	1.655	9.007	1.655	9.007
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	209	4.438	209	4.438
Baixas e Custas Depósitos Judiciais.....	-	-	-	-	-	1.351	(2.030)	6.028	(2.030)	7.379
Outros	3.201	15	-	-	596	510	(1.673)	45.849	2.125	46.374
TOTAL	508.474	474.102	(26)	11.271	85.463	83.965	49.340	94.940	643.255	664.278

33. OUTRAS RECEITAS E OUTRAS DESPESAS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
OUTRAS RECEITAS				
Ganho nas Alienações	1.826	2.331	1.826	2.331
Receita de Prestação de Serviços	11.594	17.069	11.594	17.069
Reversão Perda de Provisão do Ativo Financeiro.....	-	299.248	-	299.248
Contrato Etau.....	-	-	-	785
Outras	865	785	865	-
	<u>14.285</u>	<u>319.433</u>	<u>14.285</u>	<u>319.433</u>
OUTRAS DESPESAS				
Perdas na Alienação e Desat. de Bens e Direitos	(6.852)	-	(6.852)	-
Outras	2.254	(91)	2.254	(91)
	<u>(4.598)</u>	<u>(91)</u>	<u>(4.598)</u>	<u>(91)</u>

34. RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
RECEITAS FINANCEIRAS				
Renda de Aplicações Financeiras.....	22.195	38.299	22.433	38.424
Receitas Financeiras com Parcelamentos	8.193	2.070	8.193	2.070
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos.	104.352	39.581	104.352	39.581
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais.....	4.476	4.416	4.476	4.416
Atualização das Notas do Tesouro Nacional - NTN-B	27.385	11.629	27.385	11.629
Outras Receitas Financeiras	4.375	3.096	4.375	3.096
Total Receita Financeira	<u>170.976</u>	<u>99.091</u>	<u>171.214</u>	<u>99.216</u>
DESPESAS FINANCEIRAS				
Encargos de Dívidas	(20.873)	(20.760)	(21.063)	(23.116)
Despesas Financeiras com P&D	(3.284)	(5.594)	(3.284)	(5.594)
Despesa Financeira com Tributos.....	(2.536)	(4.538)	(2.536)	(4.538)
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos.	(177.703)	(35.995)	(177.703)	(35.995)
Atualização Monetária dos Autos de Infração e Notif.....	(301)	(896)	(301)	(896)
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	(12.654)	(499)	(12.654)	(499)
Despesa Financeira Recontabilização CCEE.....	(34.241)	-	(34.241)	-
Outras Despesas Financeiras	(1.357)	(22.328)	(1.426)	(22.947)
Total Despesa Financeira	<u>(252.950)</u>	<u>(90.610)</u>	<u>(253.209)</u>	<u>(93.585)</u>
RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO	<u>(81.974)</u>	<u>8.481</u>	<u>(81.995)</u>	<u>5.631</u>

35. 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 2018 e 31 de dezembro de 2017:

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA/CONSOLIDADO			
	31/12/2018		31/12/2017	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro Líquido/Prejuízo antes do IRPJ e da CSLL	222.603	222.603	391.144	391.144
IRPJ (15%) e CSLL (9%)	23.373	14.024	41.071	24.643
IRPJ - Adicional de 10%	15.558	-	27.356	-
Imposto de renda e contribuição antes das Adições e Exclusões	38.931	14.024	68.427	24.643
Ajustes Decorrentes da Lei nº 12.973/2014	34.885	12.558	9.910	3.568
Efeito líquido de provisões temporárias não dedutíveis constituídas/realizadas no exercício ...	(7.344)	(2.644)	13.965	5.027
Despesas não dedutíveis e outras adições permanentes.....	649	234	2.320	835
Receitas não tributáveis e outras exclusões permanentes.....	-	-	(69.430)	(24.995)
IRPJ e CS sobre Lucro real e base de cálculo da contribuição social antes das compensações ...	67.121	24.172	25.192	9.078
Incentivo PAT = 4%.....	(1.611)	-	(605)	-
Salário Maternidade - Prorrogação.....	(359)	-	(91)	-
Total IRPJ e CSLL Corrente	65.151	24.172	24.496	9.078
Total IRPJ e CSLL Diferido - Diferenças Temporárias	(29.106)	(10.478)	(9.390)	(3.380)
Total IRPJ e CSLL Diferido - Ajustes IFRS	(384)	(138)	(639)	(230)
Total IRPJ e CSLL PERT.....	-	-	(17.552)	(6.319)
IR CS Diferidos	(29.490)	(10.616)	(27.581)	(9.929)
Total IRPJ e CSLL	35.661	13.556	(3.085)	(851)

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 31 de dezembro de 2018 a despesa de R\$91, referente ao Imposto de Renda e à Contribuição Social.

36. INFORMAÇÕES POR SEGMENTOS

Em atendimento ao pronunciamento técnico CPC 22 apresentamos as Informações das Unidades de Negócio: Geração e Transmissão. A coluna eliminações refere-se a operações entre os segmentos Geração e Transmissão.

36.1. Balanço Patrimonial

36.1.1. Ativo

	GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		ELIMINAÇÕES		TOTAL	
	30/12/2018	31/12/2017	30/12/2018	31/12/2017	30/12/2018	31/12/2017	30/12/2018	31/12/2017
ATIVO	1.664.181	1.490.917	3.604.973	3.369.147	(266.533)	(215.540)	5.002.621	4.644.524
CIRCULANTE	440.346	518.319	1.229.811	764.952	(266.533)	(215.540)	1.403.624	1.067.731
Caixa e Equivalentes de Caixa	181.773	279.711	423	1.865	-	-	182.196	281.576
Investimentos em Títulos do Governo.....	25.088	37.150	77.646	98.435	-	-	102.734	135.585
Concessionárias e Permissionárias.....	19.833	91.609	81.500	98.645	-	-	101.333	190.254
Tributos a Recuperar.....	14.347	56.179	7.770	(705)	-	-	22.117	55.474
Estoques.....	14.483	6.608	13.026	9.399	-	-	27.509	16.007
Ativo Financeiro da Concessão.....	6.106	3.754	110.784	85.387	-	-	116.890	89.141
RBSE.....	-	-	282.770	224.471	-	-	282.770	224.471
Pagamentos Antecipados.....	443	-	632	1.255	-	-	1.075	1.255
Investimentos Mantidos para Venda.....	110.721	-	334.846	-	-	-	445.567	-
Outros Créditos a Receber.....	67.552	43.308	320.415	246.200	(266.533)	(215.540)	121.434	73.968
NÃO CIRCULANTE	1.223.835	972.598	2.375.162	2.604.195	-	-	3.598.997	3.576.793
Tributos a Recuperar	6	5	-	-	-	-	6	5
Aplicações Financeiras.....	9	9	-	-	-	-	9	9
Depósitos Judiciais	18.898	15.241	26.824	25.507	-	-	45.722	40.748
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital.....	7.037	52.526	71.031	127.932	-	-	78.068	180.458
Ativo Financeiro da Concessão.....	130.331	92.872	642.093	607.300	-	-	772.424	700.172
RBSE.....	-	-	1.412.735	1.399.409	-	-	1.412.735	1.399.409
Bens e Direitos Dest. a Alienação e Bens de Renda....	1.709	1.709	395	385	-	-	2.104	2.094
Outros Créditos a Receber.....	371.615	73.864	5.636	1.259	-	-	377.251	75.123
Investimentos.....	184.983	221.902	140.082	366.117	-	-	325.065	588.019
Imobilizado.....	468.004	488.475	74.913	75.113	-	-	542.917	563.588
Intangível.....	41.243	25.995	1.453	1.173	-	-	42.696	27.168

36.1.2. Passivo

	GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		ELIMINAÇÕES		TOTAL	
	30/12/2018	31/12/2017	30/12/2018	31/12/2017	30/12/2018	31/12/2017	30/12/2018	31/12/2017
PASSIVO	1.664.181	1.490.917	3.604.973	3.369.147	(266.533)	(215.540)	5.002.621	4.644.524
CIRCULANTE	486.659	574.681	438.218	419.189	(266.533)	(215.540)	658.344	778.330
Fornecedores.....	109.915	209.216	27.282	33.886	-	-	137.197	243.102
Obrigações Trabalhistas.....	(1.867)	4.950	37.628	27.776	-	-	35.761	32.726
Obrigações Fiscais.....	928	8.382	26.511	14.019	-	-	27.439	22.401
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	10.752	7.050	28.232	21.174	-	-	38.984	28.224
Provisão para Benefícios a Empregados.....	62.379	99.740	74.976	96.375	-	-	137.355	196.115
Obrigações da Concessão.....	18.574	17.626	41.188	48.760	-	-	59.762	66.386
Provisão para Cont. Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	8.938	4.735	28.210	15.416	-	-	37.148	20.151
Outros Passivos.....	277.040	222.085	33.385	22.680	(266.533)	(215.540)	43.892	29.225
Dividendos Obrigatórios.....	-	896	140.806	139.104	-	-	140.806	140.000
NÃO CIRCULANTE	804.535	646.548	1.167.162	895.347	-	-	1.971.697	1.541.895
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	132.132	77.730	416.227	300.000	-	-	548.359	377.730
Provisão para Benefícios a Empregados.....	508.894	408.916	439.219	295.980	-	-	943.113	704.896
Provisão para Cont. Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	102.866	96.059	46.952	50.719	-	-	149.818	146.778
Obrigações da Concessão.....	6.060	4.332	8.311	5.231	-	-	14.371	9.563
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos.....	4.154	3.707	253.441	239.612	-	-	257.595	243.319
Outros Passivos.....	55.428	55.804	3.013	3.805	-	-	58.441	59.609
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	372.988	269.688	1.999.592	2.054.611	-	-	2.372.580	2.324.299
Capital Social	97.790	65.739	817.843	522.708	-	-	915.633	588.447
Outros Resultados Abrangentes	(193.964)	189.893	(293.499)	(650.418)	-	-	(487.463)	(460.526)
Reserva Legal.....	7.575	130	23.601	20.285	-	-	31.176	20.415
Reserva Estatutária.....	15.153	261	47.202	40.571	-	-	62.354	40.832
Reserva Especial - Dividendo Não Distribuído.....	139.273	3.866	702.303	600.270	-	-	841.576	604.136
Reserva de Incentivos Fiscais	307.160	6.460	702.144	1.002.844	-	-	1.009.304	1.009.304
Lucros (Prejuízos) Acumulados	0	-	(0)	-	-	-	-	-

36.2. Demonstração do Resultado do Exercício

	GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		ELIMINAÇÕES		TOTAL Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	419.525	474.835	555.209	521.712	-	-	974.734	996.545
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(321.731)	(477.603)	(315.941)	(351.371)	-	-	(637.672)	(828.974)
Custo com Energia Elétrica	(176.037)	(361.717)	-	-	-	-	(176.037)	(361.717)
Custo de Operação	(145.694)	(115.887)	(315.941)	(351.371)	-	-	(461.635)	(467.257)
RESULTADO OPERACIONAL BRUTO	97.794	(2.768)	239.268	170.341	-	-	337.062	167.571
Despesas Operacionais	(58.363)	(70.436)	(74.350)	(73.795)	-	-	(132.713)	(144.230)
Despesas com Vendas	(3.224)	(930)	3.250	(10.341)	-	-	26	(11.271)
Despesas Gerais e Administrativas	(41.918)	(41.307)	(41.918)	(41.307)	-	-	(83.836)	(82.614)
Outras Despesas Operacionais.....	(13.221)	(28.198)	(35.682)	(22.147)	-	-	(48.903)	(50.345)
Outras Receitas.....	6.945	6.543	7.340	312.890	-	-	14.285	319.433
Outras Despesas.....	(34)	(485)	(4.564)	393	-	-	(4.598)	(92)
RESULTADO DO SERVIÇO	46.342	(67.146)	167.694	409.828	-	-	214.036	342.683
Resultado de Participações Societárias	77.805	75.442	12.736	(35.462)	-	-	90.541	39.980
Receita(Despesa) Financeira	(28.330)	24.652	(53.644)	(16.171)	-	-	(81.974)	8.481
RESULTADO ANTES DO IR E CS	95.817	32.946	126.786	358.195	-	-	222.603	391.144
Imposto de Renda Corrente	(7.693)	-	(57.458)	(24.496)	-	-	(65.151)	(24.496)
Imposto de Renda Diferido.....	105	7.994	29.385	19.586	-	-	29.490	27.580
Contribuição Social Corrente	(3.391)	-	(20.781)	(9.078)	-	-	(24.172)	(9.078)
Contribuição Social Diferido.....	38	2.878	10.578	7.052	-	-	10.616	9.929
PREJUÍZO DO PERÍODO	84.876	43.818	88.510	351.260	-	-	173.386	395.080
Lucro Básico e Diluído por Ação Ordinária - R\$.....	0,22	0,16	0,08	0,12	-	-	0,30	0,28
Lucro Básico e Diluído por Ação Preferencial - R\$.....	0,22	0,16	0,08	0,12	-	-	0,30	0,28

37. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os saldos compõem-se de:

	Nota Explicativa	CONTROLADORA					Total
		31/12/2018					
		Governo do Estado do Rio Grande do Sul	CEEE-D	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Outras Investidas	
Ativo							
Caixa e equivalente de caixa	5	181.036	-	-	-	-	181.036
Concessionárias e Permissionárias	6	-	2.160	-	-	-	2.160
Cedência de funcionários	9	303	58	-	-	-	361
Conta Gráfica	9	-	2.437	-	-	-	2.437
Mútuo CEEE-D.....	9	-	373.240	-	-	-	373.240
		181.339	377.897	-	-	-	559.235
Passivo							
Contribuição Patrocinadora	23	-	-	-	81.500	-	81.500
Empréstimo circulante	23	-	-	-	5.823	-	5.823
Empréstimo não circulante	23	-	-	-	67.479	-	67.479
		-	-	-	154.802	-	154.802
Resultado							
Renda da Prestação de Serviços		-	-	-	-	11.750	11.750
Suprimento de Energia Elétrica		-	1.737	-	-	-	1.737
Disponibilização do Sistema de Transmissão		-	105.297	-	-	-	105.297
Despesa operacional – Pessoal		-	-	-	(6.544)	-	(6.544)
Receita financeira		18.579	3.594	-	-	-	22.173
		18.579	110.628	-	(6.544)	11.750	134.413

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	-	-	-	359.308
Passivo							
Contribuição Patrocinadora	23	-	-	-	115.063	-	115.063
Empréstimo circulante	23	-	-	-	3.357	-	3.357
Empréstimo não circulante	23	-	-	-	71.458	-	71.458
		-	-	-	189.878	-	189.878
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)	7.503	122.658

37.1. 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 2018 foi de R\$976 (R\$1.791 em 31 de dezembro de 2017), 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							
	31/12/2018				31/12/2017			
	Remuneração Honorário	Encargos	Benefícios	Total	Remuneração Honorário	Encargos	Benefícios	Total
Diretoria	354	104	29	486	1.253	114	22	1.389
Conselho de Administração	274	55	-	329	227	45	-	272
Conselho Fiscal	135	27	-	162	110	21	-	131
Total	763	184	29	976	1.590	181	22	1.791

38. 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	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Ativos Financeiros					
Mensurados a Custo Amortizado					
Numerário Disponível		1.161	2.080	1.632	4.981
Concessionárias e Permissionárias	6	101.333	190.254	101.551	190.681
Mensurados a Valor Justo por Meio do Resultado					
SIAC/BANRISUL		181.035	279.496	184.969	280.352
Ativo de Concessão - Financeiro	13	1.695.505	1.623.880	1.695.505	1.623.880
Mensurados a Valor Justo por Meio de Outro Resultado Abrangente					
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar-CRC	10	102.734	135.585	102.734	135.585
		<u>2.081.765</u>	<u>2.231.295</u>	<u>2.086.388</u>	<u>2.235.479</u>
Passivos Financeiros					
Mensurados ao Custo Amortizado					
Fornecedores	19	137.197	243.102	155.254	292.011
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	22	587.343	405.954	587.343	405.954
TOTAL		<u>724.540</u>	<u>649.056</u>	<u>742.597</u>	<u>697.965</u>

38.1. 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\$200.360.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia são os seguintes:

38.1.1. 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	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	182.195	2.080	186.600	4.981
Concessionárias e Permissionárias	6	101.333	279.496	101.551	280.352
Investimento em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	102.734	135.585	102.734	135.585
Ativo de Concessão - Financeiro	13	1.695.505	1.623.880	1.695.505	1.623.880
TOTAL		<u>2.081.765</u>	<u>2.041.041</u>	<u>2.086.388</u>	<u>2.044.798</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 não possui operações com derivativos.

III. Derivativos

A Companhia não possui operações com derivativos.

38.1.2. 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.

38.1.3. 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.

38.1.4. 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 31/12/2018 cuja cotação do dólar corresponde a R\$3,87 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 31/03/2019, correspondente ao dólar a R\$3,80. 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 31/12/2018	Provável	25%	50%
Exposição US\$				
Empréstimos e Financiamentos	536.936	499.350	624.188	749.026
Passivo Líquido Exposto	536.936	499.350	624.188	749.026
Efeito Líquido da Variação Cambial			124.838	249.675

38.1.5. 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.

	Nota	CONTROLADORA				
		Valor Justo	Até 1 ano	1 - 2 anos	2 - 5 anos	Mais que 5
Ativos Financeiros						
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	182.195	182.195	-	-	-
Concessionárias e Permissonárias	0	101.333	101.333	-	-	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	102.734	102.734	-	-	-
Ativo de Concessão - Financeiro	13	1.695.505	282.770	211.938	635.814	564.983
		2.081.765	669.030	211.938	635.814	564.983
Passivos Financeiros						
Fornecedores	19	137.197	137.197	-	-	-
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	22	1.136.508	82.684	81.534	229.581	742.709
		1.273.705	219.881	81.534	229.581	742.709
CONSOLIDADO						
	Nota	Valor Justo	Até 1 ano	1 - 2 anos	2 - 5 anos	Mais que 5
Ativos Financeiros						
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	186.600	186.600	-	-	-
Concessionárias e Permissonárias	6	101.551	101.551	-	-	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	102.734	102.734	-	-	-
Ativo de Concessão - Financeiro	13	1.695.505	282.770	211.938	635.814	564.983
		2.086.388	673.653	211.938	635.814	564.983
Passivos Financeiros						
Fornecedores	19	155.254	155.254	-	-	-
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	22	1.136.508	82.684	81.534	229.581	742.709
		1.291.762	237.938	81.534	229.581	742.709

38.1.6. 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.

	Nota	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Endividamento					
Empréstimos e Financiamentos	22	587.343	405.954	587.343	405.954
Caixa e equivalentes de caixa	5	(182.195)	(2.080)	(186.600)	(285.333)
Investimento em Títulos do Governo	10	(102.734)	(135.585)	(102.734)	(135.585)
Dívida Líquida		<u>302.414</u>	<u>268.289</u>	<u>298.009</u>	<u>(14.964)</u>
Patrimônio Líquido		<u>2.510.588</u>	<u>2.324.299</u>	<u>2.527.365</u>	<u>2.338.614</u>
Endividamento do Patrimônio Líquido		<u>0,12</u>	<u>0,12</u>	<u>0,12</u>	<u>(0,01)</u>

38.1.7. 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 à 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 31/12/2018 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 31/12/2018. 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	CONTROLADORA/ CONSOLIDADO			
			Cenário Base em 31/12/2018	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos	22					
BNDES		TJLP	50.407	72.687	62.887	82.488
Exposição Líquida			<u>(50.407)</u>	<u>(72.687)</u>	<u>(62.887)</u>	<u>(82.488)</u>
Efeito esperado no Resultado				<u>(22.280)</u>	<u>9.800</u>	<u>(19.601)</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 48 e IFRS 9.

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.

38.1.8. Valor Justo

Os valores justos dos ativos e passivos financeiros, juntamente com os valores contábeis apresentados no balanço patrimonial, são os seguintes:

	Nota	CONTROLADORA	
		Valor Contábil	Valor Justo
Ativos Financeiros			
Caixa e Equivalentes de Caixa.....	5	182.195	182.195
Concessionárias e Permissionárias.....	0	101.333	101.333
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	102.734	102.734
Ativo de Concessão - Financeiro	13	1.695.505	1.695.505
		<u>2.081.765</u>	<u>2.081.765</u>
Passivos Financeiros			
Fornecedores.....	19	137.197	137.197
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	22	587.343	1.136.508
		<u>724.540</u>	<u>1.273.705</u>
CONSOLIDADO			
	Nota Explicativa	Valor Contábil	Valor Justo
Ativos Financeiros			
Caixa e Equivalentes de Caixa.....	5	186.600	186.600
Concessionárias e Permissionárias.....	0	101.551	101.551
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	102.734	102.734
Ativo de Concessão - Financeiro	13	1.695.505	1.695.505
		<u>2.086.388</u>	<u>2.086.388</u>
Passivos Financeiros			
Fornecedores.....	19	155.254	155.254
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	22	587.343	1.136.508
		<u>742.597</u>	<u>1.291.762</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.

38.1.9. 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 31/12/2018	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
SIAC/BANRISUL.....	181.035	-	181.035	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC.....	102.734	102.734	-	-
Ativo de Concessão - Financeiro	1.695.505	-	-	1.695.505
	<u>1.979.273</u>	<u>102.733</u>	<u>282.368</u>	<u>1.695.505</u>
	CONSOLIDADO			
	Valor contábil 31/12/2018	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
SIAC/BANRISUL.....	184.969	-	184.969	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC.....	102.734	102.734	-	-
Ativo de Concessão - Financeiro	1.695.505	-	-	1.695.505
	<u>1.983.207</u>	<u>102.733</u>	<u>184.969</u>	<u>1.695.505</u>

38.1.10. 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 uma vez que não possui mercado ativo, é avaliado utilizando metodologia de avaliação/apreçamento.

Nível 3 – O valor justo do Ativo de Concessão – Financeiro 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.

38.2. Gerenciamento de Riscos Relacionados à Companhia e suas Operações

38.2.1. 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.

38.2.2. 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 atender os interesses da sociedade, respeitando o meio ambiente e propiciando uma constante expansão e crescimento do seu negócio.

39. 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. Não faz parte da revisão do Auditor Independente este julgamento da Administração.

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 13/04/2018 à 13/04/2019. O valor do ativo segurado na área de geração é de R\$101.247 e o valor do prêmio é de R\$101 no segmento de transmissão o valor do ativo segurado é de R\$244.574 e o valor do prêmio é de R\$245.

40. ASSUNTOS REGULATÓRIOS

40.1. Reajuste Tarifário – Geração

A Resolução Homologatória nº 2.421, de 17 de julho de 2018, 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. A RAG homologada é de R\$ 115,2 para o período de 1º de julho de 2018 a 30 de junho de 2019. Os novos valores da RAG são oriundos do processo de revisão tarifária realizada para o ciclo 2018-2023 e contemplam os valores do Custo da Gestão dos Ativos de Geração (GAG), Ajustes de Indisponibilidade ou Desempenho Apurados (Ajl), Encargos de Conexão e Uso dos sistemas de Distribuição e Transmissão, além de Encargos como a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) e os custos associados aos programas de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/PEE), eventuais ajustes e a devida atualização monetária. Entre as mudanças instituídas nesta revisão, destaca-se a inclusão na composição da GAG dos Custos de Capital por Investimentos em Melhorias (GAGMel), o que representa uma receita adicional pré-determinada para execução dos investimentos necessários para manutenção da vida útil das instalações até o final do contrato de concessão. Essa inclusão acaba com a necessidade de submissão prévia à ANEEL dos planos de investimentos e garante um fluxo de receitas futuro, gerando previsibilidade para a execução das melhorias nas instalações.

40.2. Reajuste Tarifário - Transmissão

A Resolução Homologatória nº 2.408 de 28 de junho de 2018 estabeleceu a nova RAP da Transmissora que totaliza para o ciclo 2018/2019 R\$ 690 milhões, nela está incluído incremento de R\$ 38 milhões provenientes de obras novas e de atualização monetária, em comparação ao Ciclo 2017/2018. A receita referente aos investimentos não totalmente depreciados vinculados aos bens de transmissão existentes em 31 de maio de 2000 (Rede Básica do Sistema Existente – RBSE, instalações de conexão e às Demais Instalações de Transmissão – DITs, previstos na Portaria nº120/2016), como esperado, será R\$ 19 milhões menor que a percebida no ciclo anterior. Este fato ocorre porque houve o recálculo do componente econômico, considerando a depreciação desses ativos ao longo do próximo ciclo.

Urbano Schmitt
Diretor Presidente

Cézar Eduardo Lindenmeyer
Diretor

Giovani Francisco da Silva
Diretor

Jorge Paglioli Jobim
Diretor

Daniel Vargas de Farias
Diretor

Elisangela Moura Rodrigues
Contadora CRCRS 6238

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 da COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE - GT (“Companhia”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018 e as respectivas demonstrações financeiras consolidadas e suas controladas (“consolidado”), do resultado e resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, incluindo as notas explicativas e o resumo das principais práticas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras apresentam adequadamente, em todos os seus aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE - GT e suas controladas em 31 de dezembro de 2018, 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 relatórios financeiros (IFRS) emitidas pela International Accounting Standards Boards (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 intitulada “Responsabilidade do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas”. Somos independentes em relação à COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE - GT 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

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 estas demonstrações financeiras, portanto, não expressamos uma opinião separadas sobre estes assuntos.

a) Provisão para Déficit Atuarial em Plano de Previdência (nota explicativa 21.6)

A Companhia é patrocinadora de um plano de previdência complementar na modalidade de Benefício definido. Em 31/12/2018 a companhia reconheceu provisão para complemento do déficit atuarial no montante de R\$ 144.860 mil, tendo sido estimada pela administração com auxílio de profissional independente. Consideramos como principal assunto de auditoria devido as estimativas complexas, com saldos relevantes e também subjetivas por parte da administração, tais como tábuas biométricas, projeções de aumentos salariais e taxas de desconto. Variações nestes saldos representam impactos relevantes nos montantes de 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 patrocinadora, em conjunto com a gestora do Plano Único, a Fundação ELETROCEEE, vem buscando equacionamento do déficit atuarial acumulado conforme estabelecido pelas normas da Superintendência Nacional de Previdência Complementar, considerando o regime de paridade, estabelecido no regulamento do plano.

Como nossa auditoria conduziu o assunto

Verificamos, com o auxílio de especialistas, a metodologia utilizada pelos atuários independentes contratados pela companhia; avaliamos a razoabilidade das principais premissas, taxas de descontos, projeções de crescimento salarial e tábuas biométricas (mortalidade, invalidez e mortalidade de inválidos) utilizados para os cálculos atuariais. Analisamos o resultado do cálculo das provisões matemáticas do plano e os valores justos dos ativos do plano. Efetuamos a leitura do regulamento do Plano para confirmar o percentual de responsabilidade da patrocinadora, onde verificamos que as ações de equacionamento do déficit atuarial, definidas no regulamento, vem respeitando o regime de responsabilidade paritária entre a patrocinadora e os participantes.

Consideramos que as premissas utilizadas para determinação da provisão para déficit atuarial estão razoáveis.

b) Ativo de Concessão Contratual (nota explicativa 12)

Em 31 de dezembro de 2018 a Companhia possuía registrado no ativo financeiro de concessão nos ativos circulante e não circulante nos montantes de R\$ 116.890 mil e R\$ 772.424 mil respectivamente. Esses ativos são recuperados com base na RAP – Receita Anual Permitida e através de indenização dos bens reversíveis ao final da concessão. Tendo em vista a relevância dos valores envolvidos e pelo fato do julgamento por parte da administração quanto aos gastos com infraestrutura elegíveis a classificação como ativo de concessão contratual, sujeito a homologação e glosas da ANEEL.

Como nossa auditoria conduziu o assunto

Nossos procedimentos incluíram o 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, incluindo as normas técnicas e resoluções homologatórias emitidas pela ANEEL; discussão dos critérios de elegibilidade dos ativos; revisão da atualização monetária dos valores envolvidos; verificação das conciliações contábeis, documentos das projeções de fluxo de caixa projetado que suporta a recuperabilidade dos ativos. 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.

c) Rede Básica do Sistema Existente (nota explicativa 13)

Os Ativos de transmissão não depreciados e existentes em 31 de maio de 2000, pertencentes a Rede Básica do Sistema Existente, são passíveis de indenização de acordo com a Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Em junho de 2016, a ANEEL homologou o montante passível de indenização da Companhia, cujo o valor a receber em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 1.695.505 mil. O Ativo, assim como seu ganho, estão relacionados aos valores homologados pela ANEEL, atualizados monetariamente até 31 de dezembro de 2018. Consideramos este tema como principal assunto de auditoria devido aos valores significativos envolvidos e a utilização de premissas de atualizações monetárias pela administração da Companhia.

Como nossa auditoria conduziu o assunto

Buscamos o entendimento e avaliação dos controles internos que suportam o processo relacionado ao tema; confrontamos os valores contabilizados com os documentos homologados pela ANEEL, discutimos com a administração sobre os critérios utilizados na atualização monetária e análise dos cálculos destas atualizações e seus reflexos nas demonstrações financeiras.

Consideramos que a mensuração realizada pela Companhia, a partir das premissas apresentadas e analisadas, está consistente com os documentos homologados pela ANEEL, assim como sua divulgação em nota explicativa reflete adequadamente as informações.

Outros Assuntos

Valores Correspondentes

As demonstrações financeiras, individuais e consolidadas, encerradas em 31 de dezembro de 2017, apresentadas para fins de comparação, foram auditadas por outros auditores independentes, que emitiram relatório datado de 22 de março de 2018, sem modificação na opinião.

Demonstração do Valor Adicionado (DVA)

A Demonstração do Valor Adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentada como informação suplementar 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 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, 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 financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Responsabilidade da administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A administração da COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE - GT é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 da 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

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 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 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 ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE - GT.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluímos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional da COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE - GT e, com base nas evidências de auditoria obtidas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data do nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.

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.

São Paulo, 21 de março de 2019.

MACIEL AUDITORES S/S
2 CRC RS – 5.460/O-O “T” SP
LUCIANO GOMES DOS SANTOS
Contador 1 CRC RS – 59.628/O-2
Sócio Responsável Técnico

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 - 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 2018.

Porto Alegre, 21 de março de 2019.

Urbano Schmitt
Diretor Presidente

Cézar Eduardo Lindenmeyer
Diretor

Giovani Francisco da Silva
Diretor

Jorge Paglioli Jobim
Diretor

Daniel Vargas de Farias
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 Geração e Transmissão de Energia Elétrica - 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 Maciel Auditores S/S relativamente às Demonstrações Financeiras da CEEE-D referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2018.

Porto Alegre, 21 de março de 2019.

Urbano Schmitt
Diretor Presidente

César Eduardo Lindenmeyer
Diretor

Giovani Francisco da Silva
Diretor

Jorge Paglioli Jobim
Diretor

Daniel Vargas de Farias
Diretor

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 2018, a gestão econômico-financeira da Empresa, bem como examinado o Relatório da Administração, as Demonstrações Financeiras, o Parecer dos Auditores Independentes, Maciel Auditores S/S, 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, 21 de março de 2019.

Adriana Furlanetto
Presidente do Conselho Fiscal

Robson Luis Zinn
Conselheiro

Melissa Guagnini Hoffmann Custódio
Conselheira

Cristiane Zinelle Ferreira Lohmann
Conselheira

Leandro Sonne
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 2018, encerrado em 31 de dezembro de 2018, 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, 21 de março de 2019.

Vera Inêz Salgueiro Lermen,
Presidente do Conselho de Administração.

Everton Santos Oltramari
Conselheiro

Márcio Antônio Guedes Drummond
Conselheiro

Daniel Vargas de Farias
Conselheiro

Urbano Schmitt
Conselheiro