



RELATÓRIO ANUAL 2019 de Responsabilidade Socioambiental das Empresas de Energia Elétrica



Rua Deputado Antônio Edu Vieira 999 - sala Y
Pantanal CEP 88040-901 - Florianópolis - SC





Vista aérea do Setor 230kV, Subestação Pinhalzinho 2

MENSAGEM DA DIRETORIA

A Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A – FOTE, criada em 19 de novembro de 2013 é uma sociedade de propósito específico e tem como acionistas as empresas Eletrosul Centrais Elétricas S. A. (51%) e a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT (49%), sendo responsável pela construção, operação e manutenção dos três sistemas de transmissão do setor elétrico no sul do Brasil, licitados no “Lote I” do Leilão ANEEL 007/2013 de 14/11/2013 e objeto do contrato de concessão 07/2014 - ANEEL, assinado em 29/01/2014.

Os três sistemas de transmissão objeto da concessão são os seguintes:

1. Sistema Santa Maria 3, localizado no Rio Grande do Sul (RS), e composto pela ampliação da Subestação Santa Maria 3 e pelo seccionamento da Linha de Transmissão 138 kV Alegrete 1 – Santa Maria 1, ramal para Santa Maria 3, com 2 km de extensão;
2. Sistema Foz do Chapecó - Pinhalzinho 2, localizado no Rio Grande do Sul (RS) e em Santa Catarina (SC), composto pela ampliação da Subestação Foz do Chapecó 230kV, implantação de 2 circuitos da Linha de Transmissão 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 (C1 e C2) com aproximadamente 36km de extensão cada e implantação da Subestação Pinhalzinho 2, 230/138kV – 3x150MVA;
3. Sistema Santo Ângelo - Maçambará, localizado no Rio Grande do Sul (RS), composto pela ampliação da Subestação Santo Ângelo 230kV, ampliação da Subestação Maçambará 230kV – 30MVAR e implantação da Linha de Transmissão 230 kV Santo Ângelo – Maçambará (C2), com 199 km de extensão.

O Sistema Santa Maria 3 está concluído e em operação comercial desde 19/05/2016. O circuito C1 do Sistema Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2, teve as obras concluídas em janeiro/2018 e, após os testes de energização da LT e emissão da LO pelo IBAMA, entrou e permanece em operação comercial desde 28/02/2018. Para o circuito C2 deste Sistema, o foco, em 2018, ficou restrito ao processo de licenciamento ambiental junto ao IBAMA/SC, com previsão da emissão da LI e o início das obras em 2019.

O Sistema Santo Ângelo – Maçambará, que teve as subestações concluídas desde 2016, incorporou a conclusão das obras da linha de transmissão durante o ano de 2019 (concluídas em dezembro), com início da operação comercial deste sistema em 06/12/2019.

Na Dimensão Ambiental, a FOTE continuou zelando pela obtenção das respectivas licenças

ambientais exigidas por lei, bem como pela gestão eficiente dos programas ambientais e com pleno atendimento às condicionantes previstas.

Para o seccionamento da LT 138kV Alegrete I - Santa Maria 3, empreendimento em operação e de pouca complexidade ambiental, permanece o acompanhamento em atendimento às condicionantes da Licença de Operação, que foi renovada pela Prefeitura Municipal de Santa Maria em julho de 2018, LO nº. 38-PL/2018, válida até julho de 2020. Conforme orientada no próprio diploma legal, a renovação desta licença ambiental está sendo providenciada no sistema SOL-FEPAM, sob coordenação ambiental da CEEE-GT.

Para o Circuito 1 da LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2, após a conclusão das obras e os testes de energização, foi emitida em 28/02/2018 pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, a Licença Ambiental de Operação - LO nº. 1428/2018, válida até fevereiro de 2028. As condicionantes impostas por esta Licença de Operação estão sendo devidamente atendidas e informadas ao IBAMA através de relatórios periódicos, com o suporte de empresa de consultoria ambiental contratada para tal.

Para o Circuito 2 da LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2, em 17/12/2019 foi expedida pelo IBAMA a licença ambiental de instalação (LI 1330/2019) cujas obras de instalação estão previstas para iniciar em 06/01/2020.

Para a LT 230 kV Santo Ângelo – Maçambará (C2), foi emitida pela FEPAM/RS, em 15/01/2018, a Licença Ambiental de Instalação - LIER 039/2018, liberando o início das obras. Em 23/08/2018, esta licença ambiental foi atualizada pela FEPAM/RS pela LIER 443/2018, que vigorou até o final das obras de implantação ocorrida em 03/12/2019. Os programas ambientais e o atendimento às condicionantes da LI foram realizados junto com acompanhamento ambiental das instalações desta LT, com entrega periódica de relatórios à FEPAM/RS. A licença de Operação (LOER 8319/2019) foi emitida pelo órgão licenciador em 03/12/2019 (com validade até dezembro de 2023).

A FOTE manteve sua responsabilidade social com as questões fundiárias, apresentando bom desempenho nas negociações, indenizações e regularização documental dos imóveis afetados pela implantação dos empreendimentos, representada pelo baixo índice de ajuizamento. No seccionamento da LT 138kV Alegrete I - Santa Maria 3 foram afetadas 15 propriedades, das quais 60% foram indenizadas. No circuito C1 da LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2, foram afetadas e indenizadas 176 propriedades. Na LT 230kV Santo Ângelo – Maçambará (C2) já foram indenizadas

87% das 323 propriedades. As áreas das subestações e ampliações foram 100% adquiridas e regularizadas. No cômputo geral, 70% das propriedades privadas foram indenizadas, outras 29% encontram-se em negociação e 1% foram liberadas através de ações judiciais.

Para o circuito C2 da LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2, houve licitação para contratação de empresa de consultoria fundiária no último trimestre de 2018. As atividades de regularização fundiária das 207 propriedades atingidas por este circuito iniciaram-se em outubro/2019 tendo previsão de conclusão no primeiro semestre de 2020.

Ressaltamos a relevância e importância estratégica dos três sistemas de transmissão para o crescimento e desenvolvimento socioeconômico das regiões onde estão sendo implantados: (1) o reforço energético e estabilidade de tensão no Centro Oeste do RS já alcançado com o sistema Santa Maria 3, implantado desde 19/05/2016; (2) a estabilidade e confiabilidade do sistema no Oeste de SC, retirando restrições de fornecimento de energia para as atividades agrícolas e industriais, desde a entrada em operação do Circuito C1 da LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 em 28/02/2018 e que será consolidada com a entrada do Circuito C2 estimada para o segundo semestre de 2020, mantendo-se a partir de então as condições operacionais desejadas mesmo com a perda de um dos circuitos; e (3) o reforço no atendimento energético da Fronteira Oeste do RS, necessário para atender a demanda pelos levantes hidráulicos e pela instalação de pivôs para irrigação das lavouras de arroz e de soja, ocorreu em 06/12/2019 com a conclusão do Sistema Santo Ângelo – Maçambará (C2).

Ao concluir mais este ano de atividades, a FOTE manifesta o seu reconhecimento ao empenho e à participação dos acionistas, colaboradores, fornecedores, seguradora e demais agentes do Setor Elétrico. O atual Relatório documenta de forma objetiva e acessível a política de responsabilidade da empresa no que refere aos cuidados técnicos e operacionais visando à excelência dos empreendimentos e, especialmente, as ações que empreende levando em conta as dimensões sociais e ambientais dos projetos já em operação ou em implantação.

A Direção





Subestação Pinhalzinho 2 - vista setor 138kV

SUMÁRIO

1. DIMENSÃO GERAL	08
1.1 - A Empresa	10
1.1.1 - Perfil	10
1.1.2 - Identidade organizacional	11
1.1.3 - Linha do Tempo	12
1.2 - Responsabilidade com as Partes Interessadas	15
1.3 - Indicadores de Desempenho Operacional e de Produtividade	16
2. DIMENSÃO GOVERNANÇA CORPORATIVA	18
2.1 - Estrutura Administrativa	20
2.2 - Auditoria Independente	20
2.3 - Organograma	21
3. DIMENSÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA	22
3.1 - Demonstração do Valor Adicionado	24
3.2 - Resultado Econômico-Financeiro	26
3.3 - Investimento na concessão	26
4. DIMENSÃO SOCIAL E SETORIAL	28
4.1 - Indicadores Sociais internos	30
4.2 - Outras informações sociais relevantes	31
4.2.1 - Justificativa dos empreendimentos	31
4.2.2 - Clientes/Consumidores	32
4.2.3 - Mapa da região abrangida pela Linhas de Transmissão e Subestações	32
4.2.4 - Importância e benefícios do empreendimento	34
4.2.5 - Breve perfil dos 15 municípios	36
4.2.6 - Relação com os proprietários de terras	42
5. DIMENSÃO AMBIENTAL	44
5.1 - Indicadores Ambientais	46
5.2 - Estudos e Licenças ambientais	48
5.2.1 - Sistema de transmissão 138kV Seccionamento Santa Maria 3	49
5.2.2 - Sistema de transmissão 230kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2	50
5.2.3 - Sistema de transmissão 230kV Santo Angelo – Maçabará C2	51
5.3 - Programas Ambientais	52
6. LIMITES DO ESCOPO	54
7. DECLARAÇÃO DE VALIDAÇÃO	58
8. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	62

DIMENSÃO GERAL



1. DIMENSÃO GERAL

1.1 - A Empresa

1.1.1 - Perfil

A empresa Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. - FOTE foi constituída em 19 de novembro de 2013 com o propósito específico de construção, operação e manutenção das instalações de transmissão, nos Estados do Rio Grande do Sul (RS) e de Santa Catarina (SC), caracterizadas no Lote I do Leilão nº 07/2013 – ANEEL, e compostas por:

- **Linha de Transmissão 230 kV Santo Ângelo-Maçambará (C2)**, no RS, de extensão de 199 km, com origem na Subestação Santo Ângelo e término na Subestação Maçambará.

- **Linha de Transmissão Foz do Chapecó-Pinhalzinho 2**, no RS e em SC, de extensão aproximada de 36 km, em circuito simples (C1), com origem na Subestação Foz do Chapecó e término na Subestação Pinhalzinho 2.

- **Linha de Transmissão Foz do Chapecó-Pinhalzinho 2**, no RS e em SC, de extensão aproximada de 37 km, em circuito simples (C2), com origem na Subestação Foz do Chapecó e término na Subestação Pinhalzinho 2.

- **Subestação Pinhalzinho 2**, em 230/138 kV, em Pinhalzinho/SC, com implantação de três unidades transformadoras de 150 MVA.

- **Ampliação da Subestação Foz do Chapecó**, em Alpestre/RS,

- **Ampliação da Subestação Santa Maria 3**, no RS, com a implantação do novo pátio 230 / 138 kV, duas unidades transformadoras de 83 MVA.

São ainda de responsabilidade da FOTE a implementação de um enlace de 138 kV e duas entradas de linha em 138 kV entre o ponto de seccionamento da “LT Santa Maria 1 - Alegrete 1, em 138 kV”; as duas entradas de linha correspondentes na Subestação Santa Maria 3; e aquisição dos equipamentos necessários às modificações, substituições e adequações nas entradas de linha das Subestações Santa Maria 1 e Alegrete 1.

O sistema da Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. - FOTE integra a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN, cuja coordenação da operação é o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, com o qual foi celebrado o respectivo Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST nº 003/2014.

1.1.2 - Identidade organizacional

Missão

Implantar, operar e manter suas instalações de transmissão de energia elétrica, com qualidade e segurança, satisfazendo as partes interessadas de acordo com os princípios de responsabilidade socioambiental, gerando retorno adequado aos acionistas e contribuindo para o desenvolvimento econômico e social do país.

Visão

Ser uma empresa referência no sul do Brasil, reconhecida pela qualidade da prestação de serviços de transmissão de energia elétrica.

Valores

- Ética: Ter coerência entre o discurso e a prática, desenvolvendo atitudes e ações transparentes.

- Integridade: Honrar os compromissos e agir com transparência e honestidade.

- Responsabilidade Social: Transmitir energia de forma segura e confiável, contribuindo para o desenvolvimento sustentável brasileiro, sempre atuando responsavelmente no meio cultural e social.

Abreviaturas, siglas e acrônimos

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CPST - Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão

CNA - Centro Nacional de Arqueologia

DAER/RS - Departamento Autônomo de Estradas de Rodagem

DIT – Demais Instalações de Transmissão

DEFAP – Departamento de Florestas e Áreas Protegidas

DEINFRA/SC - Departamento Estadual de Infraestrutura

DNPM - Departamento Nacional de Produção Mineral

DOU - Diário Oficial da União

DNIT - Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes

DUP - Declaração de Utilidade Pública

EIA/RIMA – Estudo e Relatório de Impacto Ambiental

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

FEPAM/RS – Fundação Estadual de Proteção Ambiental

Henrique Luiz Roessler – RS

FOTE - Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A.

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

IPHAN/RS - Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional do Rio Grande do Sul

LI – Licença Ambiental de Instalação

LO - Licença de Operação

LP – Licença Ambiental Prévia

LT – Linha de Transmissão

MME - Ministério de Minas e Energia

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico RAS – Relatório Ambiental Simplificado

Rede Básica - Instalações de Transmissão pertencentes ao Sistema Interligado Nacional

SE – Subestação

SEMA/RS – Secretaria de Estado do Meio Ambiente

SIN - Sistema Interligado Nacional

1. DIMENSÃO GERAL

1.1 - A Empresa

1.1.3 - Linha do tempo

2014 PRIMEIRO ANO

- Início dos processos de licenciamentos ambientais dos empreendimentos da FOTE.

- Início dos processos de regularização fundiária dos empreendimentos da FOTE.

2015 SEGUNDO ANO

Sistema de Transmissão 138 kV Santa Maria
Composto pela ampliação da SE-Santa Maria 3 e do Seccionamento da LT 138 kV Alegrete 1 / SE-Santa Maria 1 – SE-Santa Maria 3

- Processo de Indenização e regularização documental dos terrenos envolvidos no traçado do Seccionamento da LT.

- FEPAM emite a Renovação da Autorização Geral da Ampliação da SE- Santa Maria 3.

- Conclusão das obras de implantação e testes de energização da “Ampliação da SE-Santa Maria 3.

Sistema de Transmissão 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 Composto pela Ampliação da SE Foz do Chapecó, LT 230 kV Foz do Chapecó-Pinhalzinho 2 (C1 e C2) e Implantação da SE Pinhalzinho 2

- Manifestação do IPHAN/DF favorável à Licença Prévia da Linha de Transmissão e à Licença de Instalação da Subestação Pinhalzinho 2.
- IBAMA emite a Licença de Instalação da

Subestação Pinhalzinho 2 (SE-PIN2) / Início das obras da SE-PIN2.

- Entrega da versão final do EIA/RIMA da Linha de Transmissão FCO-PIN2 (C1) no NLA/IBAMA-SC.

- ANEEL emite a Declaração Autorizativa nº. 5.321/2015 (DUP) da LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 (C1).

- Audiência Pública / vistoria técnica (IBAMA) da LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 (C1).

- Abertura no IBAMA/SC e no IPHAN do processo de licenciamento ambiental do Circuito 2 da LT FCO-PIN 2.

- Recebimento do Termo de Referência para elaboração do EIA/RIMA do “Circuito 2” da LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 (C2).

- IBAMA emite a Autorização de Coleta e transporte de Fauna silvestre (campanhas de campo do meio biótico e Início da elaboração do EIA/RIMA do Circuito 2 da LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 (C2).

Sistema de Transmissão 230 kV Santo Ângelo - Maçambará Composto pela Ampliação da SE Santo Ângelo, LT 230 kV Santo Ângelo –

Maçambará (C2) e ampliação da SE – Maçambará

- Aprovação do EIA/RIMA da LT STA-MBR (C2).

- IPHAN/RS manifesta-se favorável à Licença Ambiental de Instalação da

Ampliação da SE - Maçambará.
- Início das obras da Ampliação da Subestação Maçambará (autorizada pela

FEPAM em outubro / 2014).
- Audiências Públicas (03) / vistoria técnica (FEPAM) da LT 230 kV Santo Ângelo - Maçambará (C2); IPHAN/RS manifesta-se favorável à Licença Ambiental Prévia deste empreendimento.

- FEPAM emite a e Licença Ambiental Prévia (LP nº. 378/2015-DL) da LT Santo Ângelo – Maçambará (C2).

- Protocolo na FEPAM da Solicitação da Licença Ambiental de Instalação (LI) da LT Santo Ângelo – Maçambará (C2).

- FEPAM emite a Renovação da Autorização Geral da Ampliação da SE - Maçambará.

2016 TERCEIRO ANO

Sistema de Transmissão 138 kV Santa Maria

- Protocolado na FEPAM “Relatório Final de Supervisão Ambiental” da “Ampliação da Subestação Santa Maria 3” (Jan/2016).

- Prefeitura de Santa Maria/RS (Secretaria Municipal de Meio Ambiente) emite a Licença de Instalação (LI) nº 001/2016 – autorizando a implantação do “Seccionamento da LT 138 kV Alegrete 1 / SE-SMA1—SE SMA3” (Jan/2016).

- Entrada em operação do “Seccionamento da LT 138 kV Alegrete 1 / SE-SMA1—SE SMA3”, interligando ao Sistema Integrado Nacional de Transmissão de Energia (Maio/2016).

- FEPAM aprova o Relatório Final de Supervisão Ambiental e emite a “Dispensa de Licença de Operação” para a “Ampliação da Subestação Santa Maria 3” (Junho 2016).

Sistema de Transmissão 230 kV Foz Do Chapecó – Pinhalzinho 2

- Interrupção (temporária) da implantação da

“Subestação Pinhalzinho 2”.

- IBAMA emite a Licença Ambiental Prévia (LP nº. 526 / 2016) da Linha de Transmissão FCO-PIN2 (C1).

- Protocolado no NLA/IBAMA-SC a “Solicitação da Licença Ambiental de Instalação (LI) da Linha de Transmissão FCO-PIN2 (C1).

Sistema de Transmissão 230 kV Santo Ângelo – Maçambará

- Licitação para contratação de empresa especializada para desenvolvimento das atividades de “Salvamento, sinalização, monitoramento do patrimônio arqueológico e educação patrimonial” da LT 230 kV Santo Ângelo – Maçambará (C2).

- Conclusão das obras de “Ampliação da Subestação Maçambará” (autorizada pela FEPAM através da AutGer 331/2015). Protocolado na FEPAM “Relatório Final de Supervisão Ambiental” da “Ampliação da Subestação Maçambará” (Processo nº. 4280-05.67/15-9).

2017 QUARTO ANO

Sistema de Transmissão 138 kV Santa Maria

- Continuidade da operação comercial dos dois empreendimentos interligados ao Sistema Interligado Nacional de Transmissão de Energia.

Sistema de Transmissão 230 kV Foz Do Chapecó – Pinhalzinho 2

- Continuidade na construção da “Subestação Pinhalzinho 2” integrando os procedimentos de funcionamento à construção do Circuito 1 da Linha de Transmissão Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 (C1).

- IBAMA emite a Licença Ambiental de Instalação (LI nº. 1153 / 2017) autorizando a construção da Linha de Transmissão FCO-PIN2 (C1).
- Início das obras da Linha de Transmissão 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 (C1).
- Protocolado no NLA/IBAMA-SC a “Solicitação da Licença Ambiental de Operação (LO” da Linha de Transmissão 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 (C1).

- Realizada vistoria técnica do IBAMA no Circuito

1 da LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 (C1).

Sistema de Transmissão 230 kV Santo Ângelo - Maçambará

- Complementos relacionados à Licença de Instalação (LIER) da Linha de Transmissão 230 kV Santa Maria – Maçambará (C2).

- IPHAN aprova o projeto de “Salvamento, sinalização, monitoramento do patrimônio arqueológico e educação patrimonial” da LT 230 kV Santo Ângelo – Maçambará (C2), emitindo a “Anuência” para instalação deste empreendimento.

1. DIMENSÃO GERAL

1.1 - A Empresa

1.1.3 - Linha do tempo

2018
QUINTO ANO

Sistema de Transmissão 138 kV Santa Maria

- Continuidade da operação comercial do Sistema Santa Maria conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN) de transmissão de energia.

Sistema de Transmissão 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2

- Conclusão das obras da “Subestação Pinhalzinho 2” e da “Linha de Transmissão Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 (C1)”.

- IBAMA/SC emite a Licença de Operação da “Linha de Transmissão 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 (C1) e da Subestação Pinhalzinho 2”, integrados num único processo de licenciamento ambiental – LO nº. 428/2018, válida até 2028. Entrada em operação comercial.

- Conclusão/entrega do EIA/RIMA da “Linha de Transmissão 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 (C2)”. Entrega de complementos ao EIA/RIMA.

- IBAMA emite aprovação do EIA/RIMA do Circuito 2 da “LT Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 (C2)”. Agendamento da Audiência Pública / Vistoria técnica deste empreendimento para março de 2019.

Sistema de Transmissão 230 kV Santo Ângelo - Maçambará

- FEPAM emite a Licença de Instalação (LIER nº. 039/2018) da “Linha de Transmissão 230 kV Santo Ângelo – Maçambará (C2)”.

- Início das obras e dos programas ambientais da “Linha de Transmissão 230 kV Santo Ângelo – Maçambará (C2)”.

2019
SEXTO ANO

Sistema de Transmissão 138 kV Santa Maria

- Continuidade da operação comercial do Sistema Santa Maria conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN) de transmissão de energia. Repasse dos Ativos para a CEEE-GT (incluindo a renovação da Licença de operação (valida até junho/2020).

Sistema de Transmissão 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2

- Jan-Dez: Continuidade da operação comercial do Circuito 1 da “LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2”.

- Março (18-21): Audiência Pública / Vistoria técnica do Circuito 2 da “LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2”.

- Maio (30): Emissão da Licença Prévia (LP 602/2019). do Circuito 2 da “LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2”.

- Setembro: Solicitação da Licença de Instalação (LI) e da Autorização de Supressão da Vegetação (ASV)

- Nov-dezembro: Complementos documentais da Licença de Instalação (LI) do Circuito 2.
- Dezembro (17): Emissão da Licença de Instalação (LI 1330/2019) do Circuito 2 da “LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2”.

Sistema de Transmissão 230 kV Santo Ângelo - Maçambará

- Maio (23): FEPAM emite Licença ambiental do Trecho Variante da LT Santo Angelo (LPIA 159/2019).

- Jan-Dezembro: Conclusão das obras de implantação deste empreendimento.

- Outubro (21): FEPAM emite Autorização Ambiental (AutGer nº 00265 / 2019) para Testes Operacionais deste empreendimento. Realização dos testes operacionais entre outubro e novembro de 2019.

- Dezembro (03): FEPAM emite a Licença de Operação (LOER nº.8319 / 2019) – Válida até 03/12/2023. Em 06/12/2019 a LT 230 kV Santo Ângelo – Maçambará (C2) entra em operação comercial.

1.2 - Responsabilidade com as Partes Interessadas

PARTES INTERESSADAS	DETALHAMENTO	CANAIS DE COMUNICAÇÃO
ACIONISTAS E INVESTIDORES	- Companhia de Ger. e Trans. de Energia Elétrica do Sul do Brasil - Eletrobras CGT Eletrosul - Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE - GT	Por meio de um comitê gestor formado por representantes dos acionistas, com reuniões mensais para transparência e integridade das informações, disponibilização de informativos contábeis e de andamento da obra.
CLIENTES	A concessionária atende ao SIN - Sistema Integrado Nacional, gerenciado pela ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. O empreendimento está em fase de implantação e, portanto, sem clientes.	Não houve no período.
FORNECEDORES	- Companhia de Ger. e Trans. de Energia Elétrica do Sul do Brasil - Eletrobras CGT Eletrosul - Consórcio Weg/Caramuru - IG Transmissão e Distribuição de Eletricidade Ltda. - Cotesa Engenharia Ltda. - ABG Engenharia e Meio Ambiente Ltda. - Polígono Consultoria em Gestão Fundiária e Avaliação Ltda. - Fucri/Unesc – Fundação Educacional de Criciúma / Universidade do Extremo Sul Catarinense - Preservar – Arqueologia e Patrimônio - Geo Consultores Engenharia e Meio Ambiente - Ferraz Leal - Bureau Veritas	Por meio de um comitê gestor, formado por representantes dos acionistas, com reuniões mensais.
EMPREGADOS, COLABORADORES, ESTAGIÁRIOS, PARCEIROS	A empresa não possui funcionários próprios. São todos terceirizados.	São realizadas reuniões semanais ou quando houver necessidade. A comunicação é direta ou via e-mail, com permanente comunicação, permitindo que os terceirizados sejam informados quanto às ações desenvolvidas pela empresa.
ÓRGÃOS E PROGRAMAS PÚBLICOS (Veja o significado das abreviaturas, siglas e acrônimos ao lado em 1.1.3)	- MME - ANEEL - ONS - IBAMA - CNA - DNIT - DNPM - Governo do Estado do RS - SEMA/RS - FEPAM/RS - IPHAN/RS - DEINFRA/SC	O relacionamento é formal, por meio de correspondência protocolada. Em alguns casos utilizam-se fax ou e-mail e, em seguida, as dúvidas ou comunicações são formalizadas por meio de documento oficial.
ORGANIZAÇÕES SOCIAIS, AMBIENTAIS E COMUNIDADES	Não há nenhum compromisso direto com associações ou ONGs. Os contratos são feitos especificamente para o desenvolvimento de alguns projetos, visando atender às condicionantes ambientais.	Ofícios, e-mails, reuniões esporádicas, de acordo com o desenvolvimento do projeto. Entrega dos documentos necessários para a obtenção e manutenção das licenças ambientais.
SEGURADORAS	FATOR Seguradora S.A. PAN Seguradora S.A.	Ofícios e outros documentos.
ENTIDADES DE PESQUISA	Parceria com a Eletrosul para a elaboração e execução de projetos de pesquisa em P&D.	Não houve no período, pois a empresa está em fase pré-operacional.

1. DIMENSÃO GERAL

1.3 - Indicadores de Desempenho Operacional e de Produtividade

INDICADORES DE DESEMPENHO OPERACIONAL E DE PRODUTIVIDADE						
DADOD TÉCNICOS (insumos, capacidade, deprodução, vendas, perdas)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
NÚMERO DE EMPREGADOS PRÓPRIOS	0	0	0	0	0	0
NÚMERO DE EMPREGADOS TERCEIRIZADOS	15	230	200	80	200	30
NÚMERO DE ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	2	2	2	2	2	2
SUBESTAÇÕES EM CONSTRUÇÃO (em unidades)	1	1	1	1	1	1
SUBESTAÇÕES EM AMPLIAÇÃO (em unidades)	4	4	4	4	4	4
CAPACIDADE INSTALADA (MVA)	616	616	616	616	616	616
LINHAS DE TRANSMISSÃO EM CONSTRUÇÃO	157	274	273	273	273	273



Subestação Santo Ângelo - EL 230kV - Maçambará 2.

DIMENSÃO GOVERNANÇA CORPORATIVA

2

RELATÓRIO ANUAL 2019
de Responsabilidade Socioambiental
das empresas de Energia Elétrica

Estrutura autoportante da LT 230kV - Foz do Chapecó - Pinhalzinho 2 (circuito 1).



2. DIMENSÃO GOVERNANÇA CORPORATIVA

2.1 - Estrutura administrativa

A estrutura da Administração da Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. - FOTE é formada pelo Conselho de Administração, Conselho Fiscal e pela Diretoria. O Conselho de Administração é composto por quatro membros efetivos, eleitos na Assembleia Geral, com mandato de dois anos, admitida três reconduções consecutivas.

Terminado o prazo do mandato, os membros do Conselho de Administração permanecerão nos cargos até a posse dos sucessores. A escolha do seu Presidente dar-se-á pela maioria de seus membros, não cabendo a quaisquer dos conselheiros voto de qualidade. O Conselho Fiscal integra a sociedade em caráter permanente, o qual exercerá as atribuições impostas por lei. É composto por quatro membros efetivos e quatro suplentes, com prazo de atuação de dois anos, sendo

admitida duas reconduções consecutivas.

A Diretoria é composta por dois membros, acionistas ou não, eleitos pelo Conselho de Administração, residentes no País, sendo um Diretor Administrativo/Financeiro e um Diretor Técnico. O mandato dos membros da Diretoria é de dois anos, sendo admitida três reconduções consecutivas.

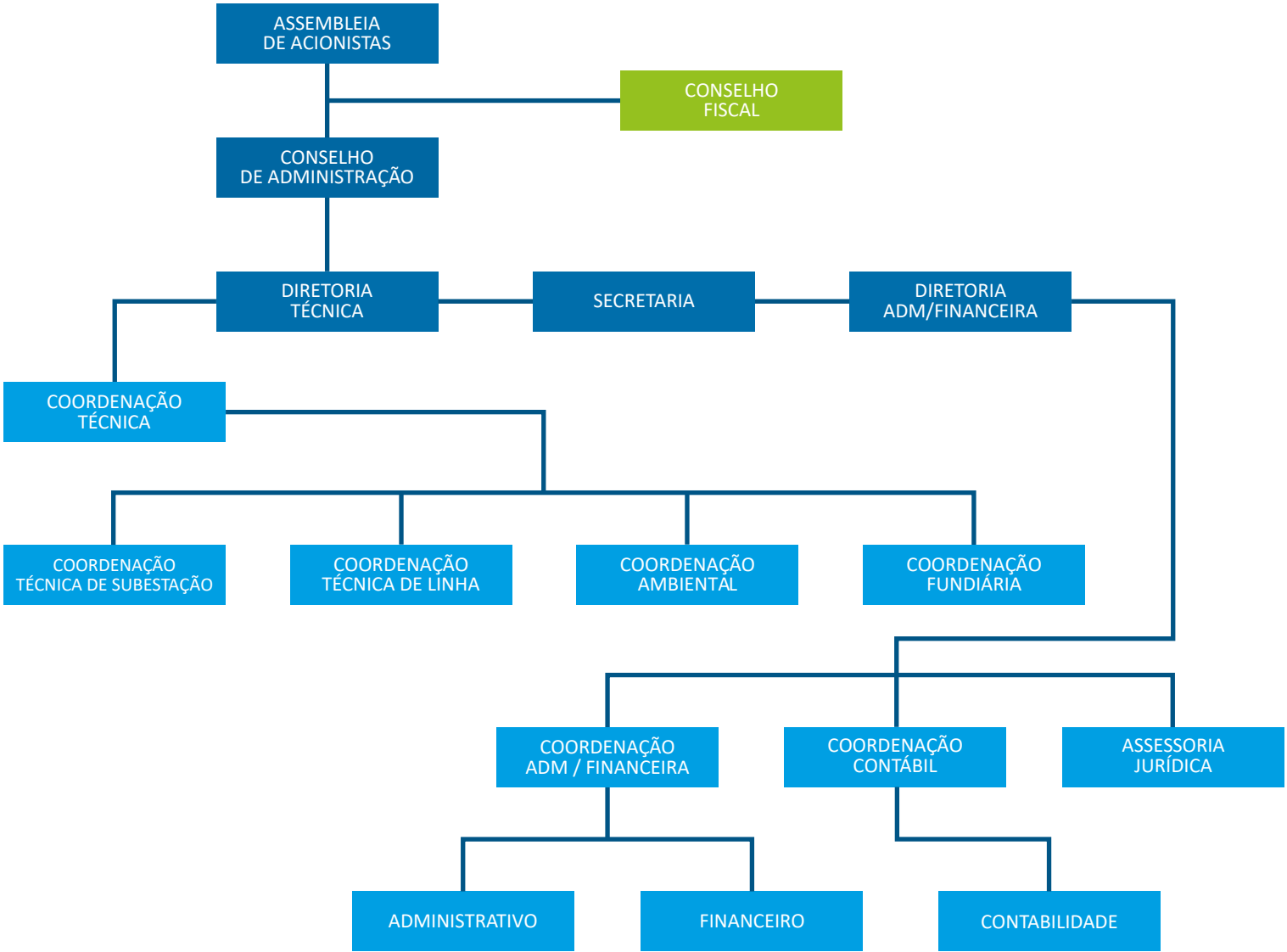
A FOTE é uma sociedade anônima de capital fechado, composta integralmente por ações ordinárias nominativas subscritas pelos referidos acionistas, tendo como acionista majoritária a Eletrosul Centrais Elétricas S.A., como demonstrado na tabela a seguir:

CAPITAL SOCIAL			
ACIONISTA	AÇÕES ORDINÁRIAS SUBSCRITAS	R\$	%
CGT ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	78.451	78.450.574,60	51
COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CEEE - GT)	75.374	75.374.081,48	49
TOTAL	153.825	153.824.656,08	100

2.2 - Auditoria Independente

As Demonstrações Financeiras da FOTE foram atestadas em 2019 pela BERKAN AUDITORES INDEPENDETES S/S, anualmente selecionada como a melhor proposta através de Cotações de Mercado.

2.3 - Organograma



DIMENSÃO ECONÔMICO- FINANCEIRA

3



3. DIMENSÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

3.1 - Demonstração do Valor Adicionado

A partir de 2018, a FOTE decidiu, em razão das características dos seus contratos de transmissão de energia elétrica, contabilizar os ativos originados por esses contratos com base no CPC 47 – Receita de Contrato de Cliente, vigente a partir de 01/01/2018, deixando, assim, de contabilizar seguindo o que é determinado pelo ICPC 01/OCPC 05 – Contratos de Concessão, visando o atendimento das Normas Internacionais de Contabilidade IFRS (Internacional Financial Reporting Standards), conforme as Leis nº 11.638/07 e nº 11.941/09.

A Demonstração do Valor Adicionado tem como principal atribuição a identificação e divulgação do valor da riqueza gerada por uma entidade, e como essa riqueza foi distribuída entre os diversos elementos/setores que contribuíram, direta ou indiretamente, para a sua geração: como uma remuneração aos esforços dos empregados pelo fornecimento da mão-de-obra; dos investidores, pelo fornecimento do capital; dos financiadores, pelo empréstimo dos recursos; e do governo, pelo fornecimento da lei e da ordem, infraestrutura socioeconômica e serviços de apoio.

Constitui-se, portanto, em uma fonte rica em informações, permitindo vislumbrar as relações intersociais e apontar como determinada entidade agrega valor à economia do país ou da região onde está inserida.

INDICADORES ECONÔMICO - FINANCEIROS - DETALHAMENTO DA DVA			
GERAÇÃO DE RIQUEZA (em milhares de reais)	2019	2018	2017
RECEITA OPERACIONAL (receita bruta de vendas de energia e serviços)	27.172	34.302	58.576
RECEITA DE O&M	5.522	4.438	1.195
RECEITA COM ATIVO FINANCEIRO	-	-	12.869
RECEITA COM CONTRATO FINANCEIRO	8.190	8.188	-
RECEITA DE CONSTRUÇÃO	13.460	21.676	44.512
(-) INSUMOS (insumos adquiridos de terceiros: compra de energia, material, serviços de terceiros, etc.)	(48.533)	(51.460)	(97.822)
RESULTADO NÃO OPERACIONAL			
= VALOR ADICIONADO BRUTO	(21.361)	(17.158)	(39.246)
(-) QUOTAS DE REINTEGRAÇÃO (depreciação, amortização)			
= VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	(21.361)	(17.158)	(39.246)
+ VALOR ADICIONADO TRANSFERIDO (receitas financeiras)	409	125	1.229
= VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	(20.952)	(17.033)	(38.017)
DISTRIBUIÇÃO DA RIQUEZA - POR PARTES INTERESSADAS	2019	2018	2017
PESSOAL	1.029	1.085	865
GOVERNO (impostos, taxas, contribuições e encargos setoriais)	16.110	(10.791)	(15.158)
FINANCIADORES	874	257	2.325
ACIONISTAS	(38.965)	(7.584)	(26.049)
= VALOR ADICIONADO DISTRIBUÍDO (total)	(20.952)	(17.033)	(38.017)

3. DIMENSÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

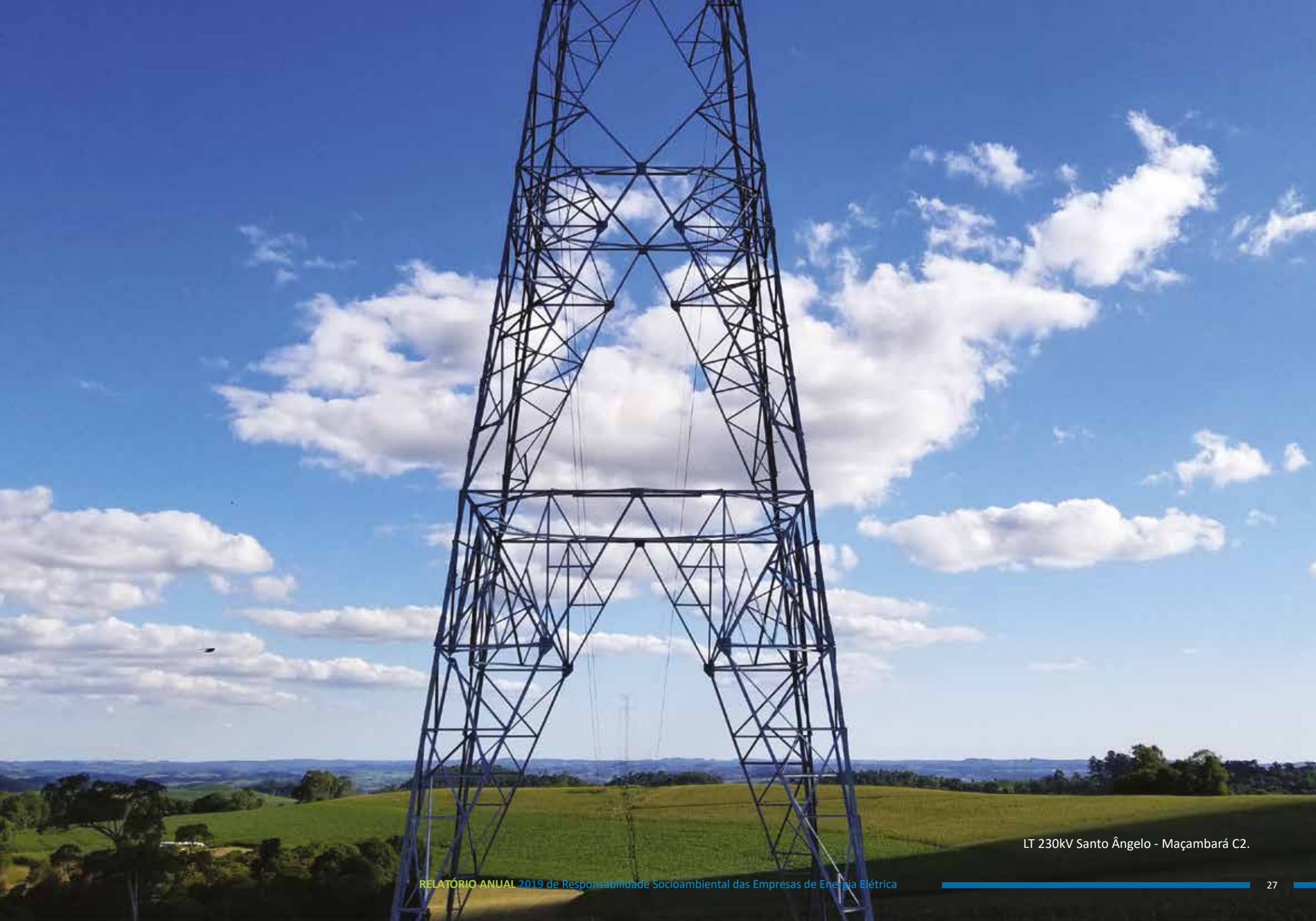
3.2 - Resultado Econômico-Financeiro

Conforme Contrato de Concessão, a prestação do servido de transmissão se dará mediante o pagamento de Receita Anual Permitida (RAP) a partir da data da disponibilização das instalações para a operação comercial, reajustado anualmente no mês de julho de cada ano, pelo IPCA.

A Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. - FOTE apresentou no exercício de 2019 um Resultado Operacional Líquido de R\$ (23.754) e um prejuízo de R\$ (38.965)

3.3 - Investimento na Concessão

INVESTIMENTOS	2019		2018	
	R\$ MIL	Δ%	R\$ MIL	Δ%
CONSTRUÇÃO DAS LT SANTO ÂNGELO - MAÇAMBARÁ; LT FOZ DO CHAPECÓ - PINHALZINHO 2 C1 E C2, SE PINHALZINHO, EM 230/138KV, AMPLIAÇÃO DA SUBESTAÇÃO SANTA MARIA 3	217.896	126%	172.482	143%



LT 230kV Santo Ângelo - Maçambará C2.

DIMENSÃO SOCIAL E SETORIAL

4

4. DIMENSÃO SOCIAL E SETORIAL

4.1 - Indicadores Sociais Internos

Os seguintes itens da tabela padrão da ANEEL sobre “Indicadores Sociais Internos” não estão contemplados, a seguir, porque as respectivas informações não se aplicam no que concerne à FOTE: a) Informações gerais, b) Remuneração, benefícios e carreira, c) Participação nos resultados, e) Saúde e segurança no trabalho, f) Desenvolvimento profissional, g) Comportamento frente a demissões e h) Preparação para aposentadoria.

INDICADORES SOCIAIS INTERNOS				
EMPREGADOS / EMPREGABILIDADE / ADMINISTRADORES	2019	2018	REMUNERAÇÃO, BENEFÍCIOS E CARREIRA	
d) PERFIL DA REMUNERAÇÃO - identificar a percentagem de empregados em cada faixa de salários FAIXA (R\$)			2019	2018
			REMUNERAÇÃO	
			FOLHA DE PAGAMENTO BRUTA (2 Diretores)	
			ENCARGOS SOCIAIS COMPULSÓRIOS	
			BENEFÍCIOS	
ATÉ R\$ 1.000,00			GRATIFICAÇÃO NATALINA	
DE R\$ 1.000,01 A R\$ 2.000,00			GRATIFICAÇÃO DE FÉRIAS	
DE R\$ 2.000,01 A R\$ 3.000,00			AUXÍLIO ALIMENTAÇÃO	
ACIMA DE R\$3.000,00			AUXÍLIO MORADIA	
POR CATEGORIAS (salário médio no ano corrente) - R\$			PLANO DE SAÚDE	
CARGOS DE DIRETORIA	22.544	21.531	SEGURO DE VIDA	
CARGOS GERENCIAIS			PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR	
CARGOS ADMINISTRATIVOS			FGTS	
CARGOS DE PRODUÇÃO				

A empresa FOTE não tem funcionários próprios, são todos terceirizados, por meio de contratos de empreitada global com dois grandes fornecedores na parte de obra e mais três contratos nos setores administrativo/financeiro/contábil, fundiário e ambiental.

4.2 - Outras informações sociais relevantes

4.2.1 - Justificativas dos empreendimentos

Apresentamos, a seguir, as principais justificativas técnicas e sociais dos três empreendimentos sob a responsabilidade da Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. - FOTE.

No que refere ao empreendimento Sistema de Transmissão 138 kV Santa Maria 3, a implantação da “Ampliação da Subestação Santa Maria 3”, cujas obras foram entregues à operação em maio de 2016, tem como finalidade a conexão do ramal oriundo do Seccionamento da Linha de Transmissão 138 kV Alegrete 1 / Santa Maria 1 – para a SE Santa Maria 3, e a conexão da LT 138 kV – Formigueiro 2, da distribuidora RGE Sul, e realizando a conexão do sistema 138 kV através de transformação em 230/138 kV. A FOTE contratou a CEEE-GT para operação e manutenção. Este reforço energético para a região de Santa Maria (RS) visou reduzir problemas de tensão e manter a estabilidade do sistema Centro-Oeste do Estado do Rio Grande do Sul.

Já a implantação do Sistema de Transmissão 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 tem o objetivo de reforçar o atendimento de energia elétrica na região Oeste do Estado de Santa Catarina. A região necessitava de maior quantidade de energia especialmente durante o período de verão e em épocas de falta de chuvas. O referido empreendimento visa permitir a transmissão de energia da Subestação Foz do Chapecó, em Alpestre (RS), para a Subestação Pinhalzinho 2, melhorando o sistema de fornecimento de energia, principalmente para as atividades agrícolas e industriais, fomentando o desenvolvimento regional. Desde 28/02/2018 o Circuito 1 encontra-se em operação comercial. O circuito 2

inicia suas atividades de implantação em 06/01/2020 com previsão de operação comercial apartir de junho de 2020.

No que tange à implantação do Sistema de Transmissão 230 kV Santo Ângelo – Maçambará C2, esta linha de transmissão permite reforçar o atendimento energético na região da Fronteira Oeste do RS, através de nova interligação entre a Subestação Santo Ângelo, de propriedade da Eletrosul, e a Subestação Maçambará, de propriedade da CEEE-GT. Estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) demonstraram que há necessidade de reforço energético na região, principalmente para atender à demanda crescente de levantes hidráulicos para irrigação de lavouras de arroz e instalações de pivots (pivôs) centrais para irrigação de lavouras de soja. O empreendimento da FOTE objetivou aumentar a confiabilidade da energia fornecida para estas atividades agrícolas e demais atividades industriais instaladas, dando condições para melhorar o desenvolvimento da região. Entrou em operação comercial em 06/12/2019.

4. DIMENSÃO SOCIAL E SETORIAL

4.2.2 - Clientes / Consumidores

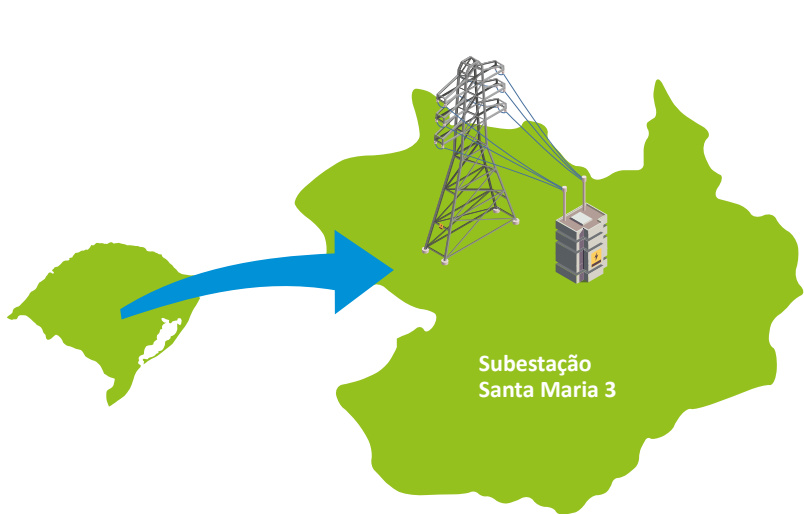
No ano de 2018, os empreendimentos da FOTE associados à Subestação Santa Maria 3 (SMA3), Subestação Pinhalzinho2 (PIN2) e LT 230kV FCO-PIN2 C1 obtiveram a seguinte taxa de disponibilidade média final:

- Transformador de Força 230 / 138 kV Santa Maria 3 AT1 – Rede Básica: 100,00%.
- Transformador de Força 230 / 138 kV Santa Maria 3 AT2 – Rede Básica: 100,00%.
- Linha de Transmissão Foz do Chapecó-Pinhalzinho 2 - C1 = 100%
- Transformador de Força 230/138kV - Pinhalzinho 2 - ATF1 = 100%
- Transformador de Força 230/138kV - Pinhalzinho 2 - ATF2 = 100%
- Transformador de Força 230/138kV - Pinhalzinho 2 - ATF3 = 100%

4.2.3 - Mapas das regiões abrangidas pelas Linhas de Transmissão e Subestações

As Linhas de Transmissão e as Subestações da Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. – FOTE – abrangem os três principais sistemas localizadas nos municípios relacionados a seguir.

O Sistema de Transmissão 138 kV Santa Maria é composto pela “Ampliação da SE Santa Maria 3” e do “Seccionamento da LT 138 kV ALE1 – SMA3 / LT 138 kV SMA3 – SMA1”. A área abrangida pelo empreendimento concentra-se no município de Santa Maria, no Rio Grande do Sul. O referido sistema consiste da implementação em 138 kV, de um circuito duplo, entre o ponto de Seccionamento da Linha de Transmissão 138 kV Alegrete 1 - Santa Maria 1 e a subestação Santa Maria 3, com aproximadamente 2 km, localizado inteiramente no município de Santa Maria. Todo sistema encontra-se em operação desde 2016.



Sistema de Transmissão 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 é composto pela ampliação da SE Foz do Chapecó, LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 Circuito 1 (C1) e circuito 2 (C2), e a SE Pinhalzinho 2. As LTs têm sua origem na Subestação Foz do Chapecó, localizada no município de Alpestre, no noroeste do Rio Grande do Sul (RS), e seu extremo oposto é no município de Pinhalzinho, no Estado de Santa Catarina (SC). As referidas LT têm extensão de 36 km e 37 km, respectivamente, localizadas parcialmente no RS e a maior porção no Estado de SC, conforme é apresentado no mapa a seguir. O circuito 1 está em operação desde fevereiro de 2018 e o Circuito 2 está em implantação desde início de janeiro de 2020. A área abrangida pelas duas linhas inclui os municípios de Pinhalzinho, Saudades, Cunhataí e São Carlos, em SC, e Alpestre, no RS.



O Sistema de Transmissão 230 kV Santo Ângelo - Maçambará é composto pela ampliação da SE Santo Ângelo, implantação da LT 230 kV Santo Ângelo – Maçambará C2 e ampliação da SE Maçambará. A LT tem sua origem na Subestação Santa Ângelo, no município de mesmo nome, no Oeste do RS, e seu extremo oposto é no município de Itaqui, próximo ao Município de São Borja (RS), na Subestação Maçambará. A referida LT tem extensão aproximada de 199 km e está localizada em sua totalidade no Estado do RS, conforme é apresentado no mapa a seguir, e sua construção foi concluída em 06/12/2019, quando entrou em operação comercial. Os municípios abrangidos pelo empreendimento são: Santo Ângelo, Vitória das Missões, São Miguel das Missões, São Luiz Gonzaga, Bossoroca, Itacurubi, São Borja, Maçambará e Itaqui.



4. DIMENSÃO SOCIAL E SETORIAL

4.2.4 - Importância e benefícios do empreendimento

Os empreendimentos da Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. – FOTE – fazem parte de um conjunto de obras de Linhas de Transmissão que permitem o reforço eletroenergético na região Oeste dos Estados de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul e contribuem para a melhoria da qualidade do abastecimento de energia nessas áreas. Estes reforços possibilitam um incremento significativo da transferência de energia de acordo com a necessidade energética das referidas regiões.

Durante o ano de 2018, os empreendimentos da FOTE mobilizaram um contingente de mão-de-obra que gerou 230 empregos terceirizados incluindo diretos e indiretos. As obras, em suas diversas etapas, exigiram profissionais, técnicos e engenheiros com diferentes habilitações e competências, além da expertise de outras equipes multidisciplinares.

As Linhas de Transmissão e Subestações fazem parte do Sistema Integrado Nacional – SIN brasileiro, considerado um dos mais avançados do mundo. Isto é possível porque o SIN utiliza os benefícios da diversidade energética entre as regiões brasileiras, permitindo transferir excedentes de energia elétrica gerados em uma região para outras regiões com deficiência energética.

O SIN é formado por empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, segundo a ANEEL, o sistema de geração e transmissão de energia elétrica do Brasil é caracterizado pela forte predominância de fontes hídricas (66,2%), seguidas pelas fontes: eólica (9,8%), biomassa (8,0%), termoeletrica gás + GNL (8,3%), fontes termoeletrica óleo + diesel (2,6%), termoeletrica carvão (1,8%), solar (1,8%), nuclear (1,2%) e outras (0,4%). (Fonte: <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>, consultado em 03/03/2020)

O mapa ilustra de modo geral a integração entre os sistemas de produção e transmissão para o suprimento do mercado consumidor de energia elétrica do Sul do Brasil, região de atuação da FOTE. Este mapa, com altíssima resolução e detalhes, pode ser obtido mediante download de arquivo PDF na seguinte página do Organizador Nacional do Sistema - ONS: acesse <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas> e procure por “Mapa Geoeletrico Rede de Operacao Sul 2024” (consultado em 03/03/2020).



4. DIMENSÃO SOCIAL E SETORIAL

4.2.5 - Breve perfil dos 15 municípios

Apresenta-se, a seguir, uma sinopse dos 15 municípios abrangidos pelos empreendimentos da FOTE. As informações foram coletadas e sintetizadas a partir de três principais fontes: websites das respectivas prefeituras municipais, IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística) e Wikipédia.

Municípios do Rio Grande do Sul

Alpestre



Com uma área de 324,98 km², o município tem uma população estimada de 7.533 habitantes (IBGE/2016). Faz parte da Microrregião de Frederico Westphalen, situando-se a aproximadamente 433 km da capital Porto Alegre. Localizado a uma altitude de 467 metros, é banhado pelas águas do Rio Uruguai, que faz a divisa fluvial com o Estado de Santa Catarina (SC). A principal cultura agrícola de Alpestre é o fumo. A Usina Hidrelétrica Foz do Chapecó está instalada no Rio Uruguai, entre os municípios de Alpestre e Águas de Chapecó (SC). Com quatro unidades geradoras, a Usina tem uma potência instalada de 855 megawatts. Sua capacidade equivale a 25% do consumo de energia de SC ou 18% do consumo do RS, energia suficiente para abastecer mais de cinco milhões de lares.

Bossoroca



Noel Guarany, levou aos quatro cantos do Rio Grande do Sul a garra Bossoquense, cantando com galhardia. Por isso, em homenagem a esse grande cantor, compositor e guitarrista foi realizado a construção de sua estátua. O município de Bossoroca tem uma população de 6.801 habitantes (IBGE/2017) e uma área 1.596,219 km². Situa-se na Mesorregião Noroeste Rio-grandense e à Microrregião de Santo Ângelo, tendo como municípios limítrofes: São Luiz Gonzaga, São Miguel das Missões, Capão do Cipó, Santiago, Itacurubi e Santo Antônio das Missões. Está distante 506 km da capital do Estado, Porto Alegre. A base da economia local é a agricultura e a pecuária, atividades muito fortes nas grandes extensões de terras ali existentes. A indústria e o comércio são também fontes de recursos importantes da comunidade.

Acervo: Secretaria Municipal de Turismo de Bossoroca/RS

Itacurubi



A cidade conta com o templo Evangélico mais antigo do estado e atrai anualmente milhares de pessoas da região e do país, principalmente no mês de fevereiro. O município é integrante da Mesorregião Centro Ocidental Rio-grandense e da Microrregião das Missões, tem uma área de 1.119,29 km² e altitude de 174 metros. Sua distância até a capital Porto Alegre é de 540 km. Tem como municípios limítrofes: São Borja, Unistalda, Santiago, Bossoroca e Santo Antônio das Missões. Sua população é de 3.552 habitantes (IBGE/2016) e o IDH-M de 0,77 classifica-se como “elevado” (PNUD/2000).

Itaqui



Distante 670 km da capital gaúcha, Itaqui integra a Mesorregião Sudoeste Rio-grandense e a Microrregião Campanha Ocidental. O município está localizado às margens do Rio Uruguai, fazendo divisa com Alegrete, Maçambará, Manoel Viana, São Borja e Uruguaiana, no Brasil, e La Cruz e Alvear, na Argentina. Sua população estimada é de 39.049 habitantes (IBGE/2016). Sua principal atividade econômica é o plantio de arroz. A cidade conta com um dos mais antigos teatros da América Latina, o Teatro Prezewoodski, construído em 1883. Itaqui foi a primeira redução jesuítica guarani do Rio Grande do Sul, fundada em 1657 por padres da cidade argentina de La Cruz. Seu IDH-M de 0,801 é classificado como “muito elevado” (PNUD/2000).

Maçambará



O cantor e compositor Mano Lima, nasceu no Bororé, antigo distrito de Itaqui, hoje 2º distrito de Maçambará. Caracteriza-se principalmente, em suas composições e canções, por sua irreverência e pelo uso de um linguajar rústico, próprio do gaúcho nascido e criado no interior. Suas músicas têm como instrumento principal uma gaita de botão, que ele mesmo toca. O município de Maçambará está localizado na Mesorregião do Sudoeste Rio-Grandense e Microrregião Campanha Ocidental, a uma altitude de 110 metros. Possui uma área de 1682,5 km² e sua população estimada é de 4.814 habitantes (IBGE/2016). Tem como municípios limítrofes: Itaqui, São Borja, Alegrete, Unistalda e São Francisco de Assis. Seu IDH-M de 0,743 é classificado como “elevado” (PNUD/2000). O nome Maçambará é de origem indígena e significa “capim de pasto onde acampam os tropeiros”, em função da vegetação muito comum na região. Sua principal atividade econômica é a agricultura, com destaque para o cultivo de arroz.

Santa Maria



Município com 278.445 habitantes (IBGE/2017) e área de 1.779,556 km², tem grande influência na região central do RS, sendo o 5º mais populoso do Estado. Integra a Mesorregião Centro Ocidental Rio-grandense e a Microrregião Santa Maria. Seus municípios limítrofes são: Itaara, Julio de Castilhos, São Martinho da Serra, São Gabriel, São Sepé, Silveira Martins, Restinga Seca, Formigueiro, São Pedro do Sul e Dilermando de Aguiar. A distância de Santa Maria até a capital Porto Alegre é de 290 km. É considerada uma destacada cidade universitária, devido à presença da tradicional e conceituada Universidade Federal de Santa Maria (UFSM). Seu IDH-M de 0,784 está na faixa “elevado” (PNUD/2010). A estrutura e a principal vocação econômica do município estão voltadas para a prestação de serviços, incluindo serviços públicos estatais e federais e um dinâmico comércio. Em seguida, em importância, situa-se o seu setor primário (agropecuário), além de um setor industrial composto principalmente de pequenas e médias empresas voltadas para o beneficiamento de produtos agrícolas, metalurgia, mobiliário, calçados, laticínios e outros segmentos.

Santo Ângelo



Centro Administrativo José Alcebíades de Oliveira e a Catedral Angelopolitana. A arquitetura da catedral é de estilo barroco missionário, um misto de barroco, renascentista e guarani. Com uma área de 680,498 km², o município pertence à mesorregião do Noroeste Rio-Grandense e à microrregião de Santo Ângelo. Tem uma população estimada de 79.101 habitantes (IBGE/2017). A “Capital das Missões”, como é chamado, destaca-se como um centro de serviços públicos, por sediar vários órgãos das esferas estadual e federal. Seus municípios limítrofes são: Giruá, Catuípe, Entre-Ijuís, Vitória das Missões, Guarani das Missões e Sete de Setembro. Está distante 431 km da capital do Estado. Seu IDH-M de 0,821 é “muito elevado” (PNUD/2000). A base da economia de Santo Ângelo é a agropecuária. Os principais produtos cultivados são soja, milho e trigo. Na pecuária, destacam-se as criações de bovinos e suínos. A cidade possui também um comércio bem estruturado, sendo o turismo uma importante atividade econômica do município. Acervo: Sec. de Imprensa da Pref. Municipal de Santo Ângelo/RS.

São Borja



O monumento na praça Tricentenário foi implantado no ano em que a cidade completou 300 anos. Ele assinala a história de São Borja desde 1682, representando a trajetória de uma cidade que faz fronteira com Santo Tomé, na Argentina, separadas pelo Rio Uruguai. Representado através de pinturas esculpidas, simboliza o Rio Uruguai sendo atravessado pelos jesuítas para a fundação da antiga redução, na qual originou São Borja, fundada em 1682, tendo sido a primeira cidade dos Sete Povos das Missões. Situa-se na fronteira oeste do Estado, sendo banhada pelo rio Uruguai. A lei estadual 13.041/2009 declarou oficialmente São Borja “Terra dos Presidentes”, por ser cidade natal de dois ex-presidentes do Brasil: Getúlio Vargas e João Goulart. O município é um dos maiores produtores de arroz da região sul. Com uma população estimada de 62.808 (IBGE/2017), o município integra a Mesorregião Sudoeste Rio-grandense e a Microrregião Campanha Ocidental. Tem como municípios limítrofes: Garruchos, Santo Antônio das Missões, Maçambará, Itaqui, Itacurubi, Unistalda e Santo Tomé (Argentina). Sua área é de 3.616 km², e a distância até a capital é de 594 km. Seu IDH-M de 0,736 situa-se na faixa “elevado” (PNUD/2000).

Acervo: Secretaria Municipal de Turismo de São Borja/RS

São Luiz Gonzaga



Jayme Caetano Braun era poeta, tradicionalista, declamador e payador, símbolo maior da poesia gauchesca, especializou-se em décima. Em seus versos retratou com conhecimento de causa os hábitos costumes e vicissitudes do gaúcho e do índio missionário, das paisagens das missões, resgatando a história dos sete povos. Originalmente batizado de São Luís das Missões, São Luiz Gonzaga foi fundado em 1687 pelo padre Miguel Fernandes, no território das Missões. O município é integrante da Mesorregião Noroeste Rio-grandense e da Microrregião Santo Ângelo, tem uma área de 1.297,922 km² e dista 505 km da capital. Sua população estimada é de 35.057 habitantes (IBGE/2017). Seus municípios limítrofes são: Roque Gonzales, Rolador, Caibaté, São Miguel das Missões, Bossoroca, Santo Antônio das Missões, São Nicolau e Dezesseis de Novembro. Seu IDH-M de 0,8 classifica-se como “muito elevado” (PNUD/2000). A agricultura e a pecuária continuam a ocupar uma posição importante na economia do município. Entre os produtos agrícolas destacam-se o trigo, a soja, a laranja, a tangerina e a uva. Na pecuária, o rebanho bovino é predominante. A principal indústria é a de transformação, seguida da construção civil, que vem se desenvolvendo progressivamente.

São Miguel das Missões



O município pertence à Mesorregião do Noroeste Rio-Grandense e à Microrregião de Santo Ângelo. Tem como municípios limítrofes: Vitória das Missões, Entre-Ijuís, Eugênio de Castro, Joia, Tupanciretã, Capão do Cipó, Bossoroca, São Luiz Gonzaga e Caibaté, Distância de 483 km da capital do Estado. Sua área é de 1.227,972 km² e a população estimada é de 7.673 pessoas (IBGE/2019). O IDH de São Miguel das Missões é de 0,667 (IBGE/2010). No município, localiza-se o sítio arqueológico com as ruínas jesuítas da antiga redução de São Miguel Arcanjo, declaradas Patrimônio Mundial, pela UNESCO (Organização das Nações Unidas para a Educação, a Ciência e a Cultura), em 1983. O sítio abriga o Museu das Missões, com estátuas de imagens sacras feitas pelos índios Guarani. A economia baseia-se na agricultura (soja, trigo, arroz e milho) e na pecuária (bovinos, ovinos, equinos e suínos). Tem no turismo grande fonte geradora de empregos e desenvolvimento.

Acervo: Secretaria Municipal de Turismo de São Miguel das Missões/RS

Vitória das Missões



Município pertencente à Mesorregião do Noroeste Rio-Grandense e à Microrregião de Santo Ângelo. É dividido em dois distritos: Vitória das Missões (sede) e São João Batista. Tem como municípios limítrofes: Santo Ângelo, Entre-Ijuís, São Miguel das Missões, Caibaté e Guarani das Missões. A colonização do antigo distrito de Colônia Vitória, hoje município de Vitória das Missões, iniciou em 1909 quando ali chegaram os primeiros colonos, descendentes de alemães, oriundos do município de Pelotas. Em 1929 chegaram os descendentes de italianos, vindos especialmente das cidades de Cachoeira do Sul e Bento Gonçalves. A cidade está distante 461 km da capital Porto Alegre. Com uma área de 259,609 km², tem uma população estimada de 3.422 pessoas (IBGE/2017). Seu IDH-M de 0,76 classifica-se como “elevado” (PNUD/2000)

4. DIMENSÃO SOCIAL E SETORIAL

Municípios de Santa Catarina

Cunhataí



O município situa-se a uma altitude de 400 metros, integrando a Mesorregião Oeste Catarinense e a Microrregião Chapecó. Tem como municípios limítrofes: Saudades, São Carlos, Palmitos e Cunha Porã. Sua distância até a capital, Florianópolis, é de 610 km. Sua população estimada é de 1.957 pessoas (IBGE/2018), a maior parte reside na área rural. Seu IDH-M, de 0,754, é classificado como “alto”. A origem de seus habitantes é predominantemente de origem alemã. A economia de Cunhataí é essencialmente agrícola, desenvolvendo também a suinocultura. Destaca-se ainda por sua indústria de móveis.

Pinhalzinho



O município integra a Mesorregião Oeste Catarinense e a Microrregião Chapecó. Tem como municípios limítrofes: Modelo, Saudades, Nova Erechim e Águas Frias. No coração da cidade está localizada a Praça do Lago, que conta com pista de caminhada e corrida, um grande lago com cultivo de peixes de diversas espécies, academia comunitária ao ar livre, ciclovia, pista de skate e muita área verde. A distância até a capital, Florianópolis, é de 670 km. Sua área é de 128,298 km², com uma população estimada de 14.763 pessoas (IBGE/2017). Seu IDH-M, de 0,783, classifica-se como “elevado” (PNUD/2010). O município conta com um parque industrial diversificado, com destaque para o setor de agroindústrias, madeireiro, têxtil e mecânico. Pinhalzinho se transformou em Polo industrial de produção de leite, com as duas maiores fábricas da região.

São Carlos



A Igreja Católica da Comunidade de Linha São José foi o primeiro bem tombado no município de São Carlos, no ano de 2017. O município de São Carlos é integrante da Mesorregião Oeste Catarinense e da Microrregião Chapecó. Seus municípios limítrofes são: Saudades, Cunhataí, Águas de Chapecó, Palmitos, e Alpestre (RS). Sua distância até a capital Florianópolis é de 605 km. Com uma área de 158,988 km², sua população estimada é de 11.132 habitantes (IBGE/2017). Seu IDH-M de 0,769 está na faixa “elevado” (PNUD/2010). A cidade tem como seus pontos fortes as belezas naturais, a produção agrícola, e o turismo de águas termais. Na área industrial, o destaque é o segmento de corte e costura, com empresas de materiais esportivos, moda masculina e jovem. Registra-se também a presença de empresas nas áreas moveleira, metalúrgica, de tintas e derivados de leite.

Acervo: Fundação Cultural de São Carlos/SC

Saudades



Município pertencente à Mesorregião Oeste Catarinense e à Microrregião Chapecó. Seus municípios limítrofes são: Cunha Porã, Nova Erechim e Pinhalzinho. Distante 650 km da capital de Santa Catarina, Saudades tem uma área de 205,554 km² e uma população estimada de 9.664 pessoas (IBGE/2017). Seu IDH-M de 0,755 classifica-se como “elevado” (PNUD/2010). A economia do município destaca-se, na agricultura, pelo cultivo do milho, da soja, feijão e fumo. Na pecuária, destaque para os suínos, bovinos, aves e gado leiteiro. Na indústria e no comércio, os principais segmentos são as confecções, calçados, moveleiro e eletrificação. Saudades conta com uma trilha ecológica onde há uma imagem do Cristo Redentor. No dia 12 de outubro, acontece a Romaria de Nossa Senhora Aparecida, que reúne milhares de pessoas de toda região.

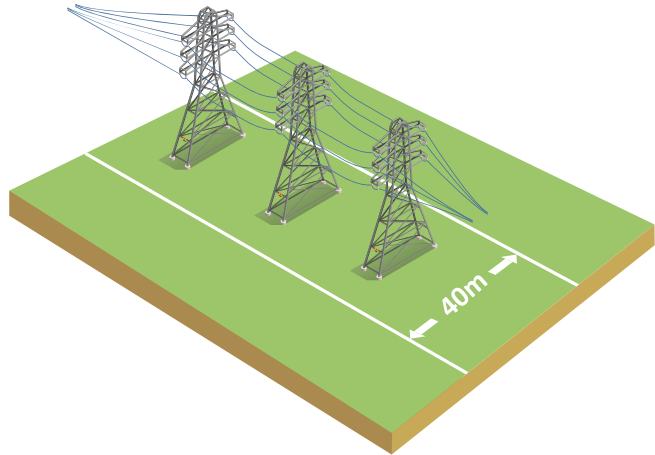
4. DIMENSÃO SOCIAL E SETORIAL

4.2.6 - Relação com os proprietários de terra

A Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A priorizou, desde o início de suas atividades, um relacionamento atento, sensível e respeitoso para com as comunidades residentes nas áreas de seus empreendimentos, que incluem as Linhas de Transmissão e as Subestações, com foco sempre voltado à resolução amigável de conflitos.

Toda Linha de Transmissão possui a chamada “Faixa de Servidão”, uma faixa de terra declarada de utilidade pública onde são implantadas as torres de transmissão e por onde passam os cabos de energia elétrica. A área da faixa de servidão dos empreendimentos da FOTE é de 40 metros e foi calculada para que ela garanta segurança na operação e manutenção da LT e também segurança aos moradores próximos, para que não sofram interferências, por isso é importante respeitar os seus limites e restrições.

Mesmo após a energização, é permitido desenvolver ações compatíveis com a existência da LT, como o cultivo de soja, milho, trigo, e outras culturas inferiores a 3 metros de altura, além de hortas e pastagem para gado, sem que isso afete a segurança dos proprietários ou da LT.



Existem benefícios socioeconômicos decorrentes da implantação de uma LT para determinada comunidade e para o Sistema Interligado Nacional (SIN) como um todo, assim como há um impacto e uma reação inicial dos moradores potencialmente atingidos por qualquer interferência em suas propriedades: seja pelo traçado da linha, pelas obras de construção e manutenção, ou mesmo pela alteração provocada em benfeitorias e que exijam reparo ou compensação de danos.

Exclusivamente em Santa Maria, o Seccionamento da Linha de Transmissão 138 kV Santa Maria 1 - Alegrete 1 se desenvolveu em 2 km de extensão por terras do Distrito Industrial do município de Santa Maria e terras do Governo do Estado do Rio Grande do Sul, interceptando o Projeto de Assentamento Carlos Marighella. Na LT 230 kV Foz do Chapecó-Pinhalzinho 2, o traçado se desenvolveu em uma região montanhosa e acidentada, principalmente nas proximidades da Subestação Foz do Chapecó, caracterizando-se por sistema fundiário de pequenas e médias propriedades, em região de colonização tipicamente de origem europeia, majoritariamente alemães e italianos. A ocupação predominante destas comunidades é a criação de suínos e aves na zona rural, além da presença de pequenas indústrias.

Já nos cerca de 199 km por onde se desenvolve a LT 230 kV Santo Ângelo - Maçambará C2, o traçado intercepta desde pequenas e médias propriedades, na região de Santo Ângelo até Bossoroca, até grandes propriedades situadas na região da campanha gaúcha, a partir do município de Itacurubi.

Os empreendimentos foram Declarados de Utilidade Pública em favor da Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. (FOTE), por meio da Resolução Autorizativa (DUP) nº 4.960, de 02/12/2014, publicada no Diário Oficial da União nº 238, de 9 de dezembro de 2014, e da Resolução Autorizativa nº 5.321, de 30/06/2015, publicada no Diário Oficial da União nº 126, de 06/07/2015, para fins de instituição de servidão administrativa, abrangendo

as áreas de terras necessárias à instalação das Linhas de Transmissão e das Subestações supracitadas.

O circuito C2 da LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 obteve a Declaração de Utilidade Pública em 29/10/2019, através da Resolução Autorizativa (DUP) nº 8.325, publicada no Diário Oficial da União nº 216, de 07/11/2019. As atividades de regularização fundiária das 207 propriedades atingidas por este circuito iniciaram-se em outubro/2019 tendo previsão de conclusão no primeiro semestre de 2020.

Quanto à responsabilidade social com a regularização fundiária, o processo é executado pela empresa Polígono Consultoria e Gestão Fundiária e Avaliação Ltda., sob supervisão da FOTE.

No cômputo geral, 70% das propriedades privadas foram indenizadas, 29% encontram-se em negociação e 1% foram liberadas através de ações judiciais.

TABELA: Status da liberação fundiária dos empreendimentos em 31/12/2019

EMPREENDIMENTO	FASE	PROPRIEDADES	INDENIZADAS	EM NEGOCIAÇÕES	EM SITUAÇÃO JUDICIAL	AVANÇO FÍSICO
LT 230KV FOZ DO CHAPECÓ - PINHALZINHO 2 C1	Operação	176	174	0	2	100%
LT 230KV FOZ DO CHAPECÓ - PINHALZINHO 2 C2	Instalação	207	0	207	0	0%
LT 230KV SANTO ÂNGELO - MAÇAMBARÁ C2	Instalação	323	318	0	5	100%
SECCIONAMENTO DA LT 138KV ALEGRETE 1 - SANTA MARIA 1 RAMAL SANTA MARIA 3	Operação	15	9	6	0	100%
SUBESTAÇÕES	Operação	3	3	0	0	100%
TOTAL GERAL		724	504	213	7	

DIMENSÃO AMBIENTAL

5



5. DIMENSÃO AMBIENTAL

A dimensão ambiental possui especial relevância para a Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. - FOTE - em todas as etapas de implantação e operação de suas linhas de transmissão e subestações objetos da concessão da ANEEL. A empresa trata as questões ambientais dos empreendimentos de forma articulada com as áreas de engenharia e fundiária, incorporando o tema nos processos de tomada de decisão.

A responsabilidade social e ambiental foi introduzida na estratégia de viabilização inicial dos empreendimentos e perpassando os estudos técnicos durante as fases de implantação e operação dos mesmos.

O processo para o desenvolvimento dos traçados das linhas de transmissão considerou como premissas socioambientais: (I) atingir o menor número possível de benfeitorias; provocar a menor interferência ambiental, utilizando áreas já antropizadas; (II) evitar a interferência em áreas sensíveis e protegidas (Unidades de Conservação, Áreas de Preservação Permanente e Terras Indígenas), bem como (III) evitar a passagem das linhas nas proximidades dos perímetros urbanos dos municípios localizados ao longo dos traçados.

5.1 - Indicadores Ambientais

A seguir são apresentados os principais Indicadores de Desempenho Ambiental utilizados na gestão dos empreendimentos da FOTE. Em 2019, ocorreram atividades construtivas somente na construção da “Linha de Transmissão 230 kV Santo Ângelo – Maçambara (C2)” e nos demais empreendimentos foram realizados programas ambientais de Operação & Manutenção (O & M). No Circuito 2 da “LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 (C2)” foi conquistada a Licença Prévia, concluído os detalhamentos dos programas ambientais de implantação e conquistada a Licença de Implantação deste empreendimento (LI/IBAMA nº. 1330/2019).

INDICADORES DE DESEMPENHO	UNIDADES DE MEDIDA	OBJETIVO DO INDICADOR	AÇÕES DA EMPRESA
SUPRESSÃO VEGETAL - FASE DE IMPLANTAÇÃO	m² de área suprimida.	Medir/localizar as áreas de supressão vegetal, para a construção de subestações e abertura de faixa de servidão (LT).	<ul style="list-style-type: none">- Localização precisa dos locais de supressão.- Realização das atividades com profissionais especializados/treinados visando o menor impacto ambiental possível.- Minimização máxima possível de atividades em Áreas de Preservação Permanente (APP).- Reposição florestal dos volumes suprimidos.
PODA	Volume de resíduos gerados em kg por mês.		Medir/localizar o volume de resíduos de poda gerados na manutenção das redes.
VAZAMENTO DE ÓLEO	Pontos de vazamento por mês.	Medir a eficiência das ações preventivas e corretivas dos vazamentos de óleos de equipamentos.	<ul style="list-style-type: none">- Instalação de caixas coletoras / segregação de óleos (para atender “possíveis” acidentes).- Realização de atividades periódicas de monitoramento e manutenção com profissionais especializados/treinados visando o menor impacto ambiental possível.
GERAÇÃO DE RESÍDUOS	Quantidade / tipo de resíduo gerado	Avaliar os tipos de resíduo, segregação e destinação adequada dos resíduos gerados durante a implantação/operação do empreendimento.	<ul style="list-style-type: none">- Elaboração de plano de gestão de resíduos sólidos.- Instalação de coletores de resíduos nas frentes de trabalho e canteiro de obras (armazenamento temporário).- Destino adequado (com comprovação certificada) dos resíduos gerados no empreendimento.- Realização de atividades periódicas de treinamento dos profissionais envolvidos.

5. DIMENSÃO AMBIENTAL

5.2 - Estudos e Licenças Ambientais

O Lote I do Leilão Nº 007/2013, realizado pela Aneel em novembro de 2013 e arrematado pela FOTE, é composto por três Sistemas de Transmissão localizados geograficamente distantes entre si, e que possuem características próprias, resultando em processos distintos de licenciamento ambiental (a caracterização dos empreendimentos foi apresentada nos Capítulos anteriores).

Os Estudos Ambientais contêm caracterização dos empreendimentos e da conjuntura social, econômica e ambiental na qual estão inseridos, analisando e descrevendo os prováveis impactos gerados durante a implantação e operação, bem como apontar medidas para diminuir e/ou compensar os impactos negativos gerados. Também visa potencializar a ação dos impactos positivos gerados durante a implantação / operação dos empreendimentos.

Após a aprovação do Estudo Ambiental é emitida a Licença Prévia (LP), que apresenta as condições básicas de viabilidade ambiental e locacional do empreendimento, apontando diretrizes e condicionantes a serem cumpridas para a obtenção da segunda licença, a Licença de Instalação (LI). Para obtenção da LI é apresentado o Plano Básico Ambiental (PBA), onde são detalhadas as atividades dos Programas Ambientais objetivando a realização da melhor gestão ambiental possível no sentido de organizar, controlar e diminuir os impactos decorrentes da implantação e operação dos empreendimentos.

Somente a partir da Licença de Instalação é possível iniciar as obras. Após a conclusão das obras, após atendidas todas as exigências ambientais previstas na LI, será emitida a Licença de Operação (LO), permitindo o funcionamento dos empreendimentos.

A seguir é apresentado um resumo dos diferentes ritos de licenciamento ambiental adotados para cada um dos três Sistemas de Transmissão da FOTE.

5.2.1 - Sistema de Transmissão 138 kV Seccionamento Santa Maria 3

O licenciamento ambiental do **Seccionamento da LT 138 kV Alegrete1 / SE-SMA1 - SMA3** é conduzido pela Secretaria de Município de Meio Ambiente de Santa Maria, que emitiu todas licenças ambientais necessárias ao seu funcionamento (LP 027/2014; LI 001/2016 e LO 038-PL/2018). A Validade da Licença de Operação (LO) encerra em julho de 2020. De acordo com a condicionante da LO 038/2018 a renovação desta licença ambiental dar-se-á pela Fundação Estadual de Proteção Ambiental do RS – FEPAM / RS (atualmente este processo está sendo conduzido pela coordenação ambiental da CEEE-GT, que desde dezembro de 2019 faz a gestão dos ativos deste empreendimento).

A **Ampliação da Santa Maria 3** foi licenciada pela Fundação Estadual de Proteção Ambiental (FEPAM/RS), através da Autorização Geral nº 00303/2014-DL, cujas obras foram encerradas em novembro de 2015. Em 16/06/2016, a FEPAM emitiu a “Dispensa de LO”, por meio do Ofício DIGEN/FEPAM nº. 6422/2016.

Os **Estudos Arqueológicos** (realizados na área diretamente afetada pelo Seccionamento e ampliação da Subestação) atestaram não haver artefatos, vestígios ou sítios arqueológicos nestes locais. Desta forma, ao aprovar estes estudos, o Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN/RS) concedeu anuência para instalação/operação deste sistema.

Da mesma forma, o **Levantamento Paleontológico** realizado nestes locais* , autorizados e analisados pelo Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM/RS) – atualmente

denominado Agência Nacional de Mineração (ANM), indicaram a ausência de fósseis na área diretamente afetada pelos empreendimentos deste sistema, obtendo a autorização para sua instalação/operação.



Pastagens e áreas úmidas do Pampa Gaúcho (LT Santo Angelo – Maçambará (C2)

*A região de Santa Maria é reconhecida mundialmente pelo “alto potencial de registros paleontológicos” no Brasil.

5. DIMENSÃO AMBIENTAL

5.2.2 - Sistema de Transmissão LT 230 kv Foz Chapecó – Pinhalzinho 2

Este sistema é composto pela Ampliação da Subestação Foz do Chapecó, localizada no município de Alpestre (RS), pela implantação dos Circuitos 1 e 2 da Linha de Transmissão 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2, e pela construção da subestação “Pinhalzinho 2” no município de Pinhalzinho (SC). Por se tratar de um empreendimento que se desenvolve entre dois Estados da Federação, o licenciamento ambiental foi conduzido pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), com apoio do Núcleo de Licenciamento Ambiental do IBAMA em Santa Catarina (NLA-IBAMA/SC).

No licenciamento ambiental das **subestações** (Ampliação da SE - Foz do Chapecó e Implantação da SE - Pinhalzinho 2) foi mantido o rito de Relatório Ambiental Simplificado (RAS), com emissão da Licença de Instalação (LI 1058/2015) em 08/05/2015. No processo de Licença de Operação, as subestações foram incluídas na LO 1428/2018 da Linha de Transmissão.

No Licenciamento Ambiental dos **dois Circuitos da Linha de Transmissão 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2**, foi utilizado licenciamento completo (elaboração de Estudo de Impacto Ambiental / Relatório de Impacto Ambiental – EIA / RIMA, Audiência Pública, estudo de alternativas de traçado e Vistoria Técnica in loco. Nos dois processos a FOTE respeitou as complexidades socioambientais, afastando-se o máximo possível do território da **Terra Indígena Guarani do Araçá’í**, dos remanescentes florestais de maior porte, da Área Prioritária para a Preservação da Biodiversidade do Rio Chapecó e das áreas urbanas dos municípios envolvidos. O **Circuito 1** obteve a LP em 2016 e a LI em maio de 2017, concluindo suas obras em janeiro de 2018. A Licença de Operação deste empreendimento (LO 1428/2018) que incluiu as subestações é válida até fevereiro de 2028.

O Processo do **Circuito 2** iniciou posteriormente ao Circuito 1, emissão da Licença Prévia em maio de 2019 e a licença de instalação em 17 de dezembro de 2019 (LI 1330/2019). As obras iniciaram em 06/01/2020.



Área rural de São Carlos (SC). LT 230kV Foz Chapecó – Pinhalzinho 2 (Circuito 1).

5.2.3 - Sistema de Transmissão 230 kv Santo Ângelo – Maçambará C2

Este Sistema de Transmissão prevê a implantação do Circuito 2 da Linha de Transmissão 230 kV Santo Ângelo – Maçambará, a Ampliação da Subestação Maçambará, de propriedade da CEEE-GT, e a ampliação (simplificada) da Subestação Santo Ângelo, de propriedade da Eletrosul.

O licenciamento ambiental é conduzido pela Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luis Roessler (FEPAM/RS), sendo dividido em dois processos distintos: **(I)** um completo (EIA/RIMA) para a implantação/operação da LT; e outro **(II)** simplificado para a ampliação da Subestação Maçambará. A ampliação (simplificada) da Subestação Santo Ângelo foi dispensada do licenciamento ambiental pela FEPAM.

A **Ampliação da Subestação Maçambará** foi submetida ao rito simplificado de “Autorização Ambiental” (AutGer 0297/2014-DL emitida em junho de 2014 e renovada em outubro de 2015 pela AutGer 331/2015-DL). As obras desta ampliação foram concluídas em março de 2016 e sua operação foi incluída na LO da Linha de Transmissão.

Os Estudos de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) da **Linha de Transmissão** foram aprovados pela FEPAM em março de 2015, que emitiu a Licença Prévia (LP 378/2015-DL) em 11/08/2015. Em setembro do mesmo ano foi solicitada a Licença Ambiental de Instalação (LI) deste empreendimento, emitida pela FEPAM somente em 15/01/2018 – retificada pela LIER nº. 0443/2018. As obras de implantação iniciaram em maio de 2018 e somente foram concluídas em novembro de 2019. A operação comercial deste empreendimento iniciou em 06/12/2019, autorizadas pela LO 8319/2019 (válida até 03/12/2023).

Para a implantação do “Sistema de Transmissão 230 kV Santo Ângelo – Maçambará (C2)” foi realizado extenso Diagnóstico arqueológico prospectivo, pois a região onde situa-se o empreendimento (Missões) é reconhecida mundialmente por elevado valor histórico

e cultural. A anuência para a construção da Linha de Transmissão foi emitida pelo órgão tutelador (IPHAN) somente em final de novembro de 2017, sendo este o último documento de elevada complexidade exigida pela FEPAM para a emissão da “Licença de Instalação – LIER”. Após a análise dos relatórios técnicos dos salvamentos arqueológicos, proteção do patrimônio arqueológico e histórico e educação patrimonial o IPHAN/RS anuiu a emissão da licença de operação deste empreendimento.

Patrimônio Arqueológico e Histórico



Pesquisador desenhando o perfil estratigráfico oeste da quadricula NW 10/14, finalizada em Cascalheira. Coordenada UTM 21J 761076/6865721.

5. DIMENSÃO AMBIENTAL

5.3 - Programas Ambientais

Baseado nas etapas de Diagnóstico Ambiental e Avaliação de Impactos desenvolvidas ao longo dos Estudos Ambientais, a Fronteira Oeste Transmissora de Energia (FOTE) apresentou aos órgãos ambientais competentes propostas de medidas e programas ambientais para evitar ou diminuir os impactos ambientais negativos e potencializar os impactos positivos.

Tais medidas e programas foram previstos para as fases de implantação e de operação dos empreendimentos, garantindo a qualidade ambiental dos mesmos.

Os principais programas propostos foram:

- 1. Plano de Gestão Ambiental.
- 2. Programa de Gerenciamento de Resíduos Sólidos e Efluentes Líquidos nos Canteiros e Frentes de Obras.
- 3. Programa de Salvamento, monitoramento do Patrimônio Histórico e Arqueológico e Educação Patrimonial.
- 4. Programa de Mitigação de Impactos sobre a Fauna.
- 5. Programa de Manejo e Conservação da Flora e Reposição Florestal.
- 6. Programa de Compensação Ambiental.
- 7. Programa de Negociação e Indenização para o Estabelecimento da Faixa de Servidão e Acessos.
- 8. Programa de Educação Ambiental e Comunicação Social.
- 9. Programa de Recuperação de Áreas Degradadas.



LT Santo Angelo – Maçambará. Com o lançamento de cabos por meio de drones, foi possível evitar (em grande parte) o corte da vegetação nativa destes ambientes.

LIMITES DO ESCOPO

6



6. LIMITES DO ESCOPO

A elaboração do presente relatório teve como base o “Manual de Elaboração do Relatório Anual de Responsabilidade Socioambiental das Empresas do Setor Elétrico”, que é parte integrante do “Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – Versão 2015”, publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A seguir, são descritos os conteúdos do Relatório não aplicáveis à Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. – FOTE, como empresa de transmissão de energia elétrica, e sua referida justificativa.

- Não se aplicam algumas das informações referentes aos clientes e consumidores, assim como aqueles referentes ao gerenciamento de impactos da empresa na comunidade do entorno (governo e sociedade).

- Não se aplicam as informações de energia gerada, comprada, perdas elétricas globais e energia vendida.

- Na dimensão econômico-financeira, não se aplicam as informações quanto à inadimplência, visto que a empresa tem cumprido com todos os seus compromissos de repasse dos encargos setoriais.

- No quadro de Indicadores Sociais Internos não se aplicam os itens: a) Informações gerais, b) Remuneração, benefícios e carreira, c) Participação nos resultados, e) Saúde e segurança no trabalho, f) Desenvolvimento profissional, g) Comportamento frente a demissões e h) Preparação para aposentadoria.

- No quadro de Indicadores Sociais Externos: não se aplica a seção destinada a clientes e consumidores, com informações como perfil dos consumidores, índice de satisfação e reclamações do atendimento, visto que a empresa não atende aos consumidores finais.

- Os Indicadores do Setor Elétrico, tais como Universalização, Tarifa de Baixa Renda, e Programa de Eficiência Energética – PEE, não são aplicáveis à FOTE, sendo estes indicadores comuns às geradoras e distribuidoras de energia.

- Recursos aplicados em P&D Tecnológico e Científico: a FOTE não possui investimento em P&D, contudo, retém os valores referentes a P&D para aplicação futura em projetos.



Subestação Santo Ângelo - EL 230kV Macambará C2.

DECLARAÇÃO DE VALIDAÇÃO



7. DECLARAÇÃO DE VALIDAÇÃO

A Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. - FOTE, com sede em Florianópolis, capital do Estado de Santa Catarina, à Rua Deputado Antônio Edu Vieira, nº 999, bairro Pantanal, Contratos de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 07/2014 – ANEEL, referente ao lote I do Leilão 07/2013, inscrita no CNPJ sob o nº 19.438.891/0001-90, por meio dos representantes legais eleitos pelo Conselho de Administração, declara para os devidos fins que são válidas as informações constantes no Relatório Anual de Responsabilidade Socioambiental da Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. - FOTE, relativas ao ano de 2019.

Por ser verdade e para que se produzam os efeitos legais, firma a presente declaração.

Florianópolis, abril de 2020.

Carlos Manuel Macedo de Matos
Diretor Técnico

Wilson João Cignachi
Diretor Administrativo/Financeiro

Ficha técnica

Diretor Administrativo/Financeiro: Wilson João Cignachi

Diretor Técnico: Carlos Manuel Macedo de Matos

Coordenação Administrativa/Financeira: Juliana Fernandes Madeira

Coordenação Ambiental: Marco Perotto

Coordenação Técnica Subestações: Gustavo Brendler Viecili

Coordenação Técnica Linhas de Transmissão: Claudio Casagrande

Coordenação Fundiário: Danielle Natally dos Santos

Produção Editorial e Gráfica: Guif - Smart & Simple Design

Fotografias: Acervos das empresas FOTE, Cotesa, ABG, Caramuru, Polígono; e das instituições educacionais Fucri - Fundação Educacional de Criciúma e Unesc - Universidade do Extremo Sul Catarinense.



Rua Deputado Antônio Edu Vieira, nº 999 - sala Y - Pantanal CEP 88040-901- Florianópolis - SC

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

8

8. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da Fronteira Oeste Transmissora de Energia S/A – FOTE
Florianópolis – SC

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Fronteira Oeste Transmissora de Energia S/A - FOTE, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2019 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis

Em nossa opinião, a demonstração financeira acima referida apresenta adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Fronteira Oeste Transmissora de Energia S/A - FOTE em 31 de dezembro de 2019, o desempenho de suas operações e o seu fluxo de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras”.

Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Ênfases

Fase pré-operacional

Chamamos a atenção para a Nota nº 1 às demonstrações financeiras, que descreve que a Companhia ainda dispenderá de quantias significativas em custo de organização, desenvolvimento e pré-operação para conclusão dos lotes e subestação, os quais, de acordo com as estimativas e projeções, deverão ser absorvidos pelas receitas de operações futuras.

Consequentemente, o início das operações e geração de receitas, por sua vez, dependem da capacidade da Companhia em continuar cumprindo o cronograma de obras previsto em seu plano de negócio, bem como a obtenção dos recursos financeiros necessários, sejam esses recursos dos seus acionistas ou de terceiros, o que impactará diretamente na análise e provisão de “impairment”. Nossa conclusão não está ressalvada em virtude desse assunto.

Alteração do Regime Tributário para 2020

Conforme descrito na Nota Explicativa No 10, no começo de 2020 a Companhia optou pelo “Lucro Presumido” como regime tributário. Portanto, os créditos diferidos de imposto de renda e contribuição social apurados na fase pré-operacional oriundos de diferenças temporárias foram revertidos em sua totalidade ao resultado do exercício de 2019 no valor de R\$ 13.819. Nossa conclusão não está ressalvada em virtude desse assunto.

Principais assuntos de auditoria

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

a) Receita anual permitida “RAP”

A Subestação 230/138kV Santa Maria 3, entrou em operação comercial no dia 19/05/2016 e a LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 C1 entrou em operação no dia 28/02/2018, já a LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 C2 recebeu a LI do Ibama em 17/12/2019, com previsão de início das atividades para construção da Linha de Transmissão a partir de 01/2020 com previsão para emissão da LO – Licença de operação em 31/07/2020, e a LT 230 kV Santo Ângelo – Maçambara entrou em operação comercial em 06/12/2019.

A receita anual permitida (RAP) inicial foi determinada em R\$ 16.286, acrescida de PIS e COFINS. A RAP será corrigida anualmente pelo IPCA e será devida a partir do início da operação comercial. Em 26 de junho de 2018, foi estabelecido, através da resolução homologatória nº 2.408, a RAP da Companhia para o ciclo 2018/2019, em R\$ 21.827, líquida de PIS e COFINS. Em 25 de junho de 2019 foi estabelecido, através da resolução homologatória no 2.565 a atualização da RAP para o período de 2019/2020, em vigor na data da demonstração financeira, no valor de R\$ 22.767, líquida de PIS e COFINS.

O saldo da rubrica das contas a receber em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 1.760 (R\$ 1.221 em 31 de dezembro de 2018), a receber em 3 (três) parcelas, vincendas nos dias 15 e 25 do mês subsequente ao faturamento, e 05 do segundo mês subsequente, não tendo atrasos. Consideramos essa uma área de foco de auditoria, pois o registro de constituição da receita é por base em resoluções homologatórias pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, uma vez que o desfecho destas transações pode ter um efeito

significativo no desempenho das operações e na posição patrimonial e financeira da Companhia devido à relevância dos valores envolvidos e ao risco inerente associado à estas transações.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, (i) avaliação das resoluções publicadas pela ANEEL, efetuando a leitura e por meio de nossos testes, verificamos a extração do saldo a receber junto a Operador Nacional do Sistema Elétrico “ONS”, nas datas de nossos trabalhos, e entendemos que os saldos registrados não apresentam inconsistências no reconhecimento e na divulgação.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima descritos, consideramos adequado o nível de provisionamento e as divulgações no contexto das demonstrações financeiras. Este assunto está divulgado na Nota Explicativa no 05 das demonstrações financeiras.

b) Ativo Contratual

Conforme mencionado na nota explicativa nº 3.5, a Companhia avalia que mesmo após a conclusão da fase de construção da infraestrutura de transmissão, mantém-se um ativo contratual pela contrapartida da receita de construção, uma vez que é necessário a satisfação da obrigação de operar e manter para que a Companhia passe a ter um direito incondicional de receber caixa. Em 31 de dezembro de 2019, o saldo do ativo contratual da Companhia é de R\$ 148.090 (R\$ 134.200 mil em 31 de dezembro de 2018).

O reconhecimento do ativo contratual e da receita da Companhia de acordo com o CPC 47 – Receita de contrato com cliente (IFRS15 – Revenue from contract with customer) requer o exercício de julgamento significativo sobre o momento em que o cliente obtém o controle do ativo. Adicionalmente, a mensuração do progresso da Companhia em relação ao cumprimento da obrigação de performance satisfeita ao longo do tempo requer também o uso de estimativas e julgamentos significativos pela Administração para estimar os esforços ou insumos necessários para o cumprimento da obrigação de performance, tais como materiais e mão de obra, margens de lucros esperada, ou inexistência de

8. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

margens de lucro esperada, em cada obrigação de performance identificada e as projeções das receitas esperadas. Devido à relevância dos valores e do julgamento significativo envolvido, consideramos a mensuração da receita de contrato com clientes como um assunto significativo para a nossa auditoria.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, (i) a avaliação do desenho dos controles internos chave relacionados aos dispêndios incorridos na execução do contrato; ii) leitura do contrato de concessão e seus aditivos para identificação das obrigações de performance previstas contratualmente, além de aspectos relacionados aos componentes variáveis aplicáveis ao preço do contrato; iii) a avaliação, com apoio de especialistas, das premissas relevantes utilizadas nas projeções de custos, de fluxo de caixa, na margem do contrato e na definição na taxa de desconto utilizada no modelo; e iv) a avaliação das divulgações efetuadas pela Companhia nas demonstrações financeiras.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima descritos, consideramos que a mensuração do ativo contratual e da receita da infraestrutura de transmissão e as respectivas divulgações são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras.

Outros Assuntos

Demonstração do Valor Adicionado

Examinamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019, preparadas sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação à Demonstração Financeira tomadas em conjunto.

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

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

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

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

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações

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

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

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

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

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

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

Blumenau, 27 de fevereiro de 2020.

Berkan Auditores Independentes S.S.
CRC SC-009075/O-7

Bradley Ricardo Moretti
Contador CRC SC-023618/O-6

8. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 (Em milhares de reais)			
ATIVO	NOTA	31/12/2019	31/12/2018
CIRCULANTE			
CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	4	22.173	1.273
IMPOSTOS A RECUPERAR		2	1
DESPESAS ANTECIPADAS	17	402	464
CLIENTES	5	1.760	1.221
ESTOQUE		4	428
ATIVO CONTRATUAL – AMORTIZÁVEL RAP	6	2.476	12.272
OUTROS		5	-
TOTAL DO CIRCULANTE		26.822	15.659
NÃO CIRCULANTE			
ATIVO CONTRATUAL – AMORTIZÁVEL RAP	6	144.686	121.000
ATIVO CONTRATUAL – INDENIZÁVEL	6	928	928
TRIBUTOS DIFERIDOS	10	-	13.819
IMOBILIZADO		8	-
INTANGÍVEL		6	-
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		145.628	135.747
ATIVO TOTAL		172.450	151.406

BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 (Em milhares de reais)			
PASSIVO	NOTA	31/12/2019	31/12/2018
CIRCULANTE			
FORNECEDORES	7	688	21.257
OBRIGAÇÕES SOCIAIS E TRABALHISTAS	8	100	100
OBRIGAÇÕES TRIBUTÁRIAS	9	890	818
ENCARGOS SETORIAIS		134	80
OUTRAS OBRIGAÇÕES		83	631
TOTAL DO CIRCULANTE		1.895	22.886
NÃO CIRCULANTE			
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	11		
CAPITAL SOCIAL INTEGRALIZADO		153.825	128.325
RECURSOS PARA AUMENTO DE CAPITAL		81.010	25.510
LUCROS/ PREJUÍZOS ACUMULADOS		(64.280)	(25.315)
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		170.555	128.520
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		172.450	151.406

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

8. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 (Em milhares de reais, exceto lucro/prejuízo por ação)

	NOTA	31/12/2019	31/12/2018
RECEITA LÍQUIDA	12	25.809	33.185
CUSTOS DE CONSTRUÇÃO	13	(45.414)	(49.220)
CUSTO DE OPERAÇÃO	13	(1.996)	(790)
LUCRO BRUTO		(21.601)	(16.825)
DESPESAS ADMINISTRATIVAS	13	(2.153)	(2.536)
LUCRO OPERACIONAL		(23.754)	(19.361)
RECEITAS FINANCEIRAS	14	409	125
DESPESAS FINANCEIRAS	14	(874)	(257)
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		(24.219)	(19.493)
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL			
DIFERIDO	10	(13.819)	12.676
CORRENTE	10	(927)	(767)
PREJUÍZO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		(38.965)	(7.584)
QUANTIDADE DE AÇÕES	13	153.824.656	128.324.656
PREJUÍZO DO EXERCÍCIO DILUÍDO POR AÇÃO (EM R\$)		(0,2533)	(0,0591)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS ABRANGENTES
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 (Em milhares de reais)

	31/12/2019	31/12/2018
PREJUÍZO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	(38.965)	(7.584)
OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES	-	-
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO	(38.965)	(7.584)
QUANTIDADE DE AÇÕES	153.824.656	128.324.656
PREJUÍZO DO EXERCÍCIO DILUÍDO POR AÇÃO (EM R\$)	(0,2533)	(0,0591)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

8. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 (Em milhares de reais)

	CAPITAL SOCIAL	RESERVA DE LUCROS		RECURSOS PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL	PREJUÍZOS ACUMULADOS	PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL
		RESERVA DE LUCROS	RESERVA LEGAL			
SALDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017	54.870	-	-	73.465	(34.139)	94.196
EFEITOS DAS ADOÇÕES INICIAIS AO CPC 47	-	-	-	-	16.408	16.408
ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL	-	-	-	25.500	-	25.500
RESULTADO DO EXERCÍCIO	-	-	-	-	(7.584)	(7.584)
INTEGRAÇÃO DE CAPITAL SOCIAL	73.455	-	-	(73.455)		
SALDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018	128.325	-	-	25.510	(25.315)	128.520
ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL	-	-	-	81.000	-	81.000
RESULTADO DO EXERCÍCIO	-	-	-	-	(38.965)	(38.965)
AUMENTO DE CAPITAL	25.500	-	-	(25.500)	-	-
SALDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019	153.825	-	-	81.010	(64.280)	170.555

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 (Em milhares de reais)

	31/12/2019	31/12/2018
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
ITENS DO RESULTADO QUE NÃO AFETAM O CAIXA:	(38.858)	(7.077)
RESULTADO DO PERÍODO	(17.984)	(7.584)
TRIBUTOS DIFERIDOS	(7.161)	2.160
RECEITA COM ATIVO CONTRATUAL	(8.190)	(8.188)
RECEITA COM O&M	(5.522)	(4.438)
VARIAÇÃO NOS SALDOS DE ATIVOS E PASSIVOS	(21.050)	19.080
REDUÇÃO/(AUMENTO) DOS IMPOSTOS A RECUPERAR	(1)	273
REDUÇÃO/(AUMENTO) DE OUTROS ATIVOS	481	(456)
REDUÇÃO(AUMENTO) DE CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS	(539)	(883)
AUMENTO/(REDUÇÃO) DE FORNECEDORES	(20.569)	19.004
AUMENTO/(REDUÇÃO) DE OBRIGAÇÕES TRIBUTÁRIAS	72	519
AUMENTO/(REDUÇÃO) DE ENCARGOS SETORIAIS	54	51
AUMENTO/(REDUÇÃO) DE OUTROS PASSIVOS	(548)	572
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	(59.908)	12.003

8. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 (Em milhares de reais)

	31/12/2019	31/12/2018
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		
AQUISIÇÃO IMOBILIZADO	(8)	-
AQUISIÇÃO INTANGÍVEL	(6)	-
ADIÇÕES AO ATIVO CONTRATUAL- CONCESSÃO	(13.460)	(39.052)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	(13.474)	(39.052)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		
RECEBIMENTO RAP	13.282	10.973
ADIANTAMENTOS PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL	55.500	25.500
AUMENTO DO CAPITAL SOCIAL	25.500	-
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	94.282	25.500
VARIAÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	20.900	(1.549)
CAIXA, EQUIVALENTES E APLICAÇÕES NO INÍCIO DO PERÍODO	1.273	2.822
CAIXA, EQUIVALENTES E APLICAÇÕES NO FIM DO PERÍODO	22.173	1.273
VARIAÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	20.900	(1.549)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 (Em milhares de reais)

	31/12/2019	31/12/2018
RECEITAS		
RECEITA COM ATIVO CONTRATUAL	8.190	8.188
RECEITA SERVIÇOS DE O&M	5.522	4.438
RECEITA DE CONSTRUÇÃO	13.460	21.676
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS		
CUSTO DE O&M	(1.996)	(790)
SERVIÇOS DE TERCEIROS	(1.014)	(1.356)
CUSTOS DE CONSTRUÇÃO	(45.414)	(49.220)
OUTROS	(109)	(94)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	(21.361)	(17.158)
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA		
RECEITAS FINANCEIRAS	409	125
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR	(20.952)	(17.033)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

8. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 (Em milhares de reais)		
	31/12/2019	31/12/2018
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO		
PESSOAL	1.029	1.085
HONORÁRIO DOS ADMINISTRADORES	1.029	1.085
IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES	16.110	(10.791)
IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES	16.110	(10.791)
REMUNERAÇÃO DE CAPITAIS	874	257
REMUNERAÇÃO DO CAPITAL DE TERCEIROS	(38.965)	(7.584)
PREJUÍZO DO EXERCÍCIO	(38.091)	(7.327)
VALOR ADICIONADO DISTRIBUÍDO	(20.952)	(17.033)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas Explicativas Às Demonstrações Financeiras

Em 31 de Dezembro de 2019 e 2018 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. Informações gerais

A Fronteira Oeste Transmissora de Energia S/A – FOTE (a “FOTE” ou a “Companhia”) é uma sociedade anônima de capital fechado, constituída em 20 de dezembro de 2013 e está estabelecida na Rua Deputado Antonio Edu Vieira, 999, Sala Y – Pantanal – 88040-901 – Florianópolis, SC.

A Companhia tem por objeto social a construção, projeto, implantação, operação, manutenção e exploração, de instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Interligado Nacional e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle telecomunicação, administração, apoio e demais serviços complementares necessários à transmissão de energia elétrica. Essa atividade é regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

1.1 Contrato de concessão

Por meio do Contrato de Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 07/2014 - ANEEL, datado de 29 de janeiro de 2014, foi outorgada à Companhia a concessão de Serviço de Transmissão de Energia Elétrica pelo prazo de 30 anos, que consiste na construção, operação, manutenção e pelas demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio dos seguintes empreendimentos:

- SE 230/138 kV Santa Maria 3 – 2 x 83 MVA (novo pátio);
- SE 230/138 kV Pinhalzinho – 3 x 150 MVA;
- LT 230 kV Santo Ângelo – Maçambara, 205 km, C2;
- LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 C1; e
- LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 C2.

O Contrato de Concessão exige a entrada em operação comercial em 48 meses da SE Pinhalzinho e LT Pinhalzinho C2 e 30 meses para as demais instalações, após a assinatura do contrato.

A Subestação 230/138kV Santa Maria 3, entrou em operação comercial no dia 19/05/2016 e a LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 C1 entrou em operação no dia 28/02/2018, já a LT230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho 2 C2 recebeu a LI do Ibama em 17/12/2019, com previsão de início das atividades para construção da Linha de Transmissão a partir de 01/2020 com previsão para emissão da LO – Licença de operação em 31/07/2020, e a LT 230 kV Santo Ângelo – Maçambara entrou em operação comercial em 06/12/2019.

A Receita Anual Permitida (RAP) foi determinada em R\$ 16.286, que será acrescido de PIS e COFINS. A RAP será corrigida anualmente pelo IPCA e será devida a partir do início da operação comercial. Em 25/06/2019, foi estabelecida, através da resolução homologatória no 2.565, a nova RAP da Companhia em R\$ 22.767, líquida de PIS e COFINS.

A Companhia ainda dispenderá de quantias significativas em custo de organização, desenvolvimento e pré-operação para conclusão dos lotes e subestação, os quais, de acordo com as estimativas e projeções, deverão ser absorvidos pelas receitas de operações futuras. A Companhia através da Assembleia Geral Extraordinária (AGE) do dia 30/09/2019 deliberou o aumento do capital autorizado para R\$ 258.000 além disso, ocorreu a também a deliberação da integralização do capital social em R\$ 25.500 provenientes de adiantamento para futuro aumento de capital (AFAC), vide nota 11.

8. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2. Base de preparação e principais políticas contábeis

As demonstrações financeiras foram elaboradas e estão sendo apresentadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais abrangem as disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, pronunciamentos, interpretações e orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”) e aprovadas pela Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”), que estão em conformidade com as IFRS emitidas pelo International Accounting Standards Board – IASB.

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

Todos os valores apresentados nestas demonstrações financeiras estão expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outro modo. Os dados não financeiros incluídos nessas demonstrações contábeis, tais como volumes de energia, previsões ou estimativas, seguros, dentre outros, não foram revisados pelos auditores independentes.

A autorização para emissão destas demonstrações financeiras, ocorreu na reunião de diretoria realizada em 27 de fevereiro de 2020.

3. Principais políticas contábeis

3.1 Base de preparação

As demonstrações financeiras são elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board – IASB.

As demonstrações financeiras são elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos e alguns ativos vinculados a concessões que foram mensurados pelo valor novo de reposição – VNR (geradoras e transmissoras) ou pela Base de Remuneração Regulatória – BRR (distribuidoras). O custo histórico geralmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas na data das transações.

3.2 Moeda

As demonstrações financeiras são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia.

3.3 Caixa e equivalentes de caixa:

Caixa e equivalentes de caixa incluem depósitos bancários, aplicações financeiras e outros investimentos de curto prazo de alta liquidez e com vencimentos originais de três meses ou menos, que são prontamente conversíveis em montante conhecido de caixa e que estão sujeitos a insignificantes riscos de mudança de valor.

3.4 Contratos de concessão

Transmissão de energia elétrica

De acordo com o OCPC05, parágrafo 84, as concessionárias de transmissão de energia têm a obrigação contratual de construir, operar e manter a infraestrutura. A obrigação de construção da infraestrutura pode estar de forma implícita ou explícita no contrato de concessão.

Adicionalmente, na atividade de transmissão, a receita anual permitida (RAP) prevista no contrato de concessão é realizada pela disponibilização das instalações do sistema de transmissão e não depende do grau de utilização da infraestrutura (transporte de energia) pelos geradores, distribuidoras, consumidores livres, exportadores e importadores. Portanto, não existindo “risco

de demanda” na operação típica de uma Transmissora. Todavia, a RAP pode ser reduzida em decorrência de indisponibilidade dos sistemas.

A remuneração ao concessionário de transmissão se dá por dois fluxos:

- RAP - parte a ser recebida diretamente dos usuários delegados pelo poder concedente durante o prazo de concessão;
- Indenização dos bens reversíveis no final do prazo de operação da concessão a ser recebida do poder concedente, quando aplicável.

Com o CPC 47-Receita de Contrato com Cliente. O CPC47 estabeleceu um novo modelo para reconhecimentos de receitas de contratos em função das operações da entidade com clientes, composto por cinco passos, que deve ser aplicado às receitas originadas de contratos com clientes. Segundo o pronunciamento, as receitas são reconhecidas em valor que reflete a contraprestação à qual uma entidade espera ter direito em troca da transferência de bens e serviços a um cliente.

Os cinco passos para reconhecimento da receita são:

- Identificação do contrato;
- Identificar as obrigações;
- Determinar o preço da transação;
- Alocação do preço da transação;
- Reconhecimento da receita.

Em consequência ao CPC 47, o ICPC01-Contratos de Concessão foi alterado de forma a conciliar a nova norma contábil de receita de contratos com clientes que trouxe dentre outras a definição do ativo contratual, bem como o requerimento claro e explícito de identificação, determinação e alocação de receita conforme a satisfação das obrigações de desempenho estabelecidas nos contratos com os clientes da entidade.

Um ponto essencial da alteração normativa do ICPC01 trazida pelo CPC47 se concentra no parágrafo 19 no qual a natureza da remuneração paga pelo concedente ao concessionário deve ser determinada de acordo com os termos do contrato e que a natureza da contrapartida determina a contabilização subsequente. Todavia, em todos os casos devem ser classificados como “ativo de contrato” durante o período de construção ou de melhoria de acordo com o CPC47.

A Companhia trata e registra seus ativos de transmissão como ativo de contrato conforme o CPC47.

3.5 Ativo financeiro – Concessões de Serviço Público

A Companhia reconhece um crédito a receber do poder concedente (ou de quem o poder concedente tenha outorgado) quando possui direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a título de indenização pelos investimentos efetuados pelas geradoras de energia elétrica, e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão.

Estes ativos financeiros estão registrados pela melhor estimativa de recebimento na data das Demonstrações financeiras e são classificados conforme os dispostos no CPC 48.

Os ativos são avaliados para fins de recuperabilidade.

3.6 Tributação

A despesa com imposto de renda (IRPJ) e contribuição social (CSLL) representa a soma dos tributos correntes e diferidos. Adicionalmente, a opção de apuração dos tributos sobre o resultado da Companhia é pelo método do lucro real.

8. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

3.7 Tributos correntes

A provisão para imposto de renda (IRPJ) e contribuição social (CSLL) está baseada no lucro tributável do exercício.

O lucro tributável difere do lucro apresentado na demonstração do resultado porque exclui receitas tributáveis ou despesas dedutíveis em outros exercícios, além de excluir itens não tributáveis ou não dedutíveis de forma permanente.

A provisão para imposto de renda (IRPJ) e contribuição social (CSLL) é calculada com base nas alíquotas vigentes ao final do exercício.

3.8 Impostos diferidos

O imposto de renda (IRPJ) e contribuição social (CSLL) diferidos são reconhecidos, no final de cada período de relatório, sobre as diferenças temporárias entre os saldos de ativos e passivos reconhecidos nas demonstrações financeiras e nas bases fiscais correspondentes usadas na apuração do lucro tributável, incluindo saldo de prejuízos fiscais, quando aplicável.

Os tributos diferidos passivos são geralmente reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis e os tributos diferidos ativos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias dedutíveis, apenas quando for provável que a empresa apresentará lucro tributável futuro em montante suficiente para que tais diferenças temporárias dedutíveis possam ser utilizadas.

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

As estimativas de lucro tributável futuro, base para a análise de realização de ativos fiscais

diferidos líquidos, são baseadas nos orçamentos anuais e no plano estratégico, ambos revisados periodicamente e no histórico de lucratividade. 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

Quando as condições necessárias para o reconhecimento inicial de ativo fiscal diferido forem identificadas, quais sejam, históricos de rentabilidade e projeção de lucros tributáveis futuros (além de, primeiramente, existência de diferenças temporárias dedutíveis e prejuízos fiscais de períodos anteriores) a Administração estabelece que o reconhecimento inicial do ativo fiscal diferido deva obedecer a uma medida escalonada, de forma prospectiva, com objetivo de aferir a assertividade das projeções de disponibilidade de lucros tributáveis.

3.9 Instrumentos financeiros:

A Companhia adotou o IFRS 9/CPC 48 a partir de 01.01.2018.

O CPC 48 aborda a classificação, a mensuração e o reconhecimento de ativos e passivos financeiros.

- Classificação e Mensuração de Ativos Financeiros:

De acordo com o CPC 48/IFRS 9, há três principais categorias de classificação para os ativos financeiros, aqueles: Custo amortizado (CA), Valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA) e Valor justo por meio do resultado (VJR).

Tal classificação e mensuração são baseadas, em duas condições: (i) o modelo de negócios da Companhia no qual o ativo é mantido; e (ii) nas características de fluxo de caixa contratual do referido ativo financeiro.

Em suma, os modelos de negócios são divididos em três categorias apresentados a seguir:

1 Manter para coletar somente fluxos de caixa contratuais: Os que apresentam como característica a coleta de fluxos de caixa contratuais, compostos somente de principal e juros, e cujo objetivo é o de carregar esse instrumento até o seu vencimento. As vendas são incidentais a este objeto e espera-se que sejam insignificantes ou poucos frequentes.

2 Manter tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros: Aqueles que demonstram como características a coleta de fluxos de caixa contratuais de principal e juros e a venda destes ativos, e cujo objetivo é o de vendê-los antes do seu vencimento.

3 Demais modelos de negócios para os instrumentos financeiros: Aqueles que não se enquadram em nenhum dos dois modelos anteriores.

As seguintes políticas contábeis aplicam-se às categorias de classificação e mensuração dos ativos financeiros, conforme definições ao lado:

ATIVOS FINANCEIROS A CUSTO AMORTIZADO:	Estes ativos são mensurados ao custo amortizado utilizando o método do juro efetivo e mantidos dentro de um modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiro para receber fluxos de caixa contratuais e seus termos contratuais geram, em data específica, fluxo de caixa que são relativos ao pagamento de principal e juros sobre o principal. O custo amortizado é reduzido por perdas por impairment. A receita de juros, ganhos e perdas cambiais e impairment são reconhecidos no resultado. Qualquer ganho ou perda no desreconhecimento é registrado no resultado.
ATIVOS FINANCEIROS MENSURADOS A VJR:	Esses ativos são mensurados ao valor justo, sendo os demais modelos de negócios. O resultado líquido, incluído juros ou receita de dividendos, é reconhecido no resultado.
INSTRUMENTOS DE DÍVIDA AO VJORA:	Esses ativos são mensurados ao valor justo e mantidos dentro de um modelo de negócios cujo objetivos é atingido tanto pelo recebimento de fluxo de caixa quanto pela venda de ativos financeiros e seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são relativos ao pagamento do principal e juros sobre o principal. Os rendimentos de juros calculados utilizando o método dos juros efetivo, ganhos e perdas cambiais e impairment são reconhecidas no resultado. Outros resultados líquidos são reconhecidos em ORA.
INSTRUMENTO PATRIMÔNIOS AO VJORA	Esses ativos são mensurados ao valor justo. Os dividendos são reconhecidos como ganho no resultado, a menos que o dividendo represente claramente uma recuperação de parte do custo do investimento. Outros resultados líquidos são reconhecidos em ORA e nunca são reclassificados para o resultado.

A IFRS 9/CPC 48 possui uma abordagem de classificação e mensuração de ativos financeiros que refletem o modelo de negócios em que os ativos são administrados e suas características de fluxo de caixa.

8. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

3.10 Provisão para redução do valor recuperável de ativos de longa duração

A Administração da Companhia considera premissas e dados técnicos para elaboração do teste de determinação de recuperação de ativos, a fim de verificar se seus ativos imobilizado ou intangível não estão registrados contabilmente por valor superior ao passível de ser recuperável no futuro, situação na qual foi reconhecido impairment, a desvalorização por meio da constituição de provisão para perdas. Nesta prática são aplicadas premissas, baseadas na experiência histórica na gestão do ativo, conjunto de ativos ou unidade geradora de caixa, e práticas de avaliação comumente utilizadas no mercado. Tais premissas podem, eventualmente, não se verificar no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada. Atualmente, a vida útil adotada pela Companhia está de acordo com as práticas determinadas pela ANEEL, aplicáveis sobre os ativos vinculados à concessão do serviço público de energia elétrica, que podem variar em decorrência da análise periódica do prazo de vida útil econômica de bens, em vigor. Adicionalmente, a vida útil é limitada ao prazo de concessão.

Também impactam na determinação das variáveis e premissas utilizadas pela Administração da Companhia na determinação dos fluxos de caixa futuro descontados, para fins de reconhecimento do valor recuperável de ativos de longa duração, diversos eventos inerentemente incertos. Dentre estes eventos destacam-se: a taxa de crescimento da atividade econômica no país; e além daquelas inerentes ao fim dos prazos de concessão de serviços públicos de energia elétrica, em especial quanto ao valor de sua reversão ao final do prazo de concessão. Neste ponto, foi adotada a premissa de que a indenização está contratualmente prevista, quando aplicável, pelo VNR. Esses são os valores esperados de indenização ao final do prazo das concessões de transmissão de energia elétrica.

3.11 Clientes

Engloba as contas a receber por transmissão de energia faturada, acedidas das monetárias, quando contratadas.

3.12 Avaliação de instrumentos financeiros

A Administração da Companhia utiliza técnicas de avaliação que incluem informações que não se baseiam em dados observáveis de mercado para estimar o valor justo de determinados tipos de instrumentos financeiros. A Companhia divulga as informações sobre as principais premissas utilizadas na determinação do valor justo de instrumentos financeiros, bem como a análise de sensibilidade dessas premissas. A Administração da Companhia acredita que as técnicas de avaliação selecionadas e as premissas utilizadas são adequadas para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros.

3.13 Contratos onerosos

A Companhia utiliza-se de premissas relacionadas ao custos e benefícios econômicos de cada contrato para a determinação da existência ou não de um contrato oneroso. No caso de compromissos de longo prazo como compra e venda de energia, uma das estimativas críticas na determinação do montante de provisão para a venda futura do contrato é o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio histórico aprovado pela Administração da Companhia como premissa para o cálculo da provisão do contrato oneroso, exclusivamente para fins contábeis, assim como a taxa de desconto utilizada para os fluxos de caixa. Os valores reais do PLD e/ou dos elementos considerados dentro da taxa de desconto ao longo dos anos podem ser superiores ou inferiores aos das premissas utilizadas pela Companhia. Adicionalmente, a Companhia pode ter contratos onerosos em concessões onde o atual custo esperado para a operação e manutenção não é coberto integralmente pelas receitas e para tal são registradas as obrigações presentes resultantes de contratos onerosos são reconhecidas e mensuradas como provisões. Um contrato oneroso existe quando os custos inevitáveis para satisfazer as obrigações do contrato excedem os benefícios econômicos que se esperam que sejam recebidos ao longo do mesmo contrato.

3.14 Fornecedores

A conta fornecedores registra valores a pagar com base em notas fiscais de aquisição, faturas recebidas e medições de obra, ou por estimativa, na ausência de documentação pertinente.

3.15 Receitas, custos e despesas

As receitas, os custos e as despesas são contabilizados pelo regime de competência. Em outras situações, as receitas e despesas são estimadas e provisionadas conforme a melhor estimativa tendo como base critérios uniformes e regulares. A receita de transmissão é reconhecida com base no CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente

O resultado financeiro líquido é composto, basicamente, por juros e variações monetárias decorrentes de aplicações financeiras, empréstimos e financiamentos e parcelamento de tributos. Custos de empréstimos que não são diretamente atribuíveis à aquisição, construção ou produção de um ativo qualificável são reconhecidos no resultado através do método de juros efetivos).

3.16 Taxas regulamentares que serão devidas no momento da operação

(a)Programas de Eficiência Energética (PEE) – Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) – Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

São programas de reinvestimento exigidos pela ANEEL para as transmissoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinarem, anualmente, em torno de 1,0% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses programas.

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

O valor da taxa de fiscalização incidente sobre a transmissão de energia elétrica é equivalente a 0,4% da Receita Anula Permitida (RAP).

3.17 Julgamentos, estimativas e premissas contábeis significativas

(a)Julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras da Companhia requer que a administração faça julgamentos e estimativas e adote premissas que afetam os valores apresentados de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações de passivos contingentes, na data base das demonstrações financeiras. Quando necessário, as estimativas basearam-se em pareceres elaborados por especialistas. A Companhia adotara premissas derivadas de experiências históricas e outros fatores que entenderam como razoáveis e relevantes nas circunstâncias. As premissas adotadas pela Companhia são revisadas periodicamente no curso ordinário dos negócios. Contudo, a incerteza relativa a essas premissas e estimativas poderia levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do ativo ou passivo afetado em exercícios futuros.

(b)Estimativas e premissas

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

(i) Impostos

Existem incertezas com relação à interpretação de regulamentos tributários complexos e ao valor e época de resultados tributáveis futuros, bem como a natureza de longo prazo e a

8. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

complexidade dos instrumentos contratuais existentes, diferenças entre os resultados reais e as premissas adotadas, ou futuras mudanças nessas premissas, poderiam exigir ajustes futuros na receita e despesa de impostos já registrada. A Companhia constitui provisões, com base em estimativas cabíveis e de acordo com interpretações dos regulamentos e legislações vigentes. O julgamento significativo da administração é requerido para determinar o valor do imposto diferido ativo que pode ser reconhecido, com base no prazo provável e nível de lucros tributáveis futuros, juntamente com estratégias de planejamento fiscal futuras.

ii) Valor justo de instrumentos financeiros

O valor justo de instrumentos financeiros ativamente negociados em mercados financeiros organizados é determinado com base nos preços de compra cotados no mercado no fechamento dos negócios na data do balanço, sem dedução dos custos de transação. O valor justo de instrumentos financeiros para os quais não haja mercado ativo é determinado utilizando técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação podem incluir o uso de transações recentes de mercado (com isenção de interesses); referência ao valor justo corrente de outro instrumento similar; análise de fluxo de caixa descontado ou outros modelos de avaliação.

ii) Provisão para litígios

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

iv) Determinação da receita de remuneração do ativo financeiro e da taxa efetiva de juros

A receita de remuneração do ativo financeiro corresponde à remuneração do investimento no desenvolvimento de infraestrutura e é calculada com base na aplicação da taxa de juros efetiva, sobre o valor do investimento. A taxa efetiva de juros é a taxa que desconta exatamente os pagamentos ou recebimentos de caixa futuros estimados durante o prazo de vigência do instrumento.

v) Determinação das receitas de desenvolvimento de infraestrutura

A Companhia, abrangida pelo escopo do ICPC 01 (IFRIC 12), registram o desenvolvimento de infraestrutura ou melhoria da infraestrutura da concessão de acordo com o CPC 17 (IAS 11) e CPC 30 (IAS 18). Quando a concessionária presta serviços de desenvolvimento de infraestrutura, é reconhecida a receita de desenvolvimento de infraestrutura pelo valor justo e os respectivos custos transformados em despesas relativas ao serviço de desenvolvimento de infraestrutura prestado. Na contabilização das receitas de desenvolvimento de infraestrutura a Administração da Companhia avalia questões relacionadas à responsabilidade primária pela prestação de serviços de desenvolvimento de infraestrutura, mesmo nos casos em que haja a terceirização dos serviços, custos de gerenciamento e/ou acompanhamento da obra, levando em consideração que os projetos embutem margem suficiente para cobrir os custos de desenvolvimento de infraestrutura mais determinadas despesas do período de desenvolvimento de infraestrutura. Todas as premissas descritas são utilizadas para fins de determinação do valor justo das atividades de desenvolvimento de infraestrutura.

3.18 Demonstração do valor adicionado

As demonstrações do valor adicionado foram preparadas de acordo com o CPC 09, e é aplicável somente para Companhias abertas e requerida pela ANEEL para concessionárias do setor elétrico nas demonstrações financeiras anuais. Entretanto, a Administração da Companhia optou por divulgar a DVA como informação complementar.

3.19 Normas e interpretações e alterações com aplicação efetiva a partir de 2019

CPC 06 (R2) –Operações de arrendamento mercantil:

A norma estabelece os princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e evidênciação de arrendamentos e exige que os arrendatários contabilizem praticamente todos os arrendamentos sob um único modelo no balanço patrimonial, semelhante à contabilização de arrendamentos financeiros segundo a CPC 06 (R1)/IAS 17, ou seja, reconheça ativos e passivos para todos os contratos de arrendamento, a menos que o prazo do contrato seja inferior a doze meses ou o valor do ativo objeto do arrendamento não seja significativo. Para o arrendador, a contabilização continuará segregada entre arrendamentos operacionais e financeiros. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a Companhia avaliou seus contratos e considera que a interpretação não gera impacto sobre suas demonstrações financeiras, de forma que nenhum registro foi efetuado.

ICPC 22 -Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro, emitido em dezembro de 2018, com efeito a partir de 1a de janeiro de 2019:

A interpretação trata da contabilização dos tributos sobre o lucro nos casos em que os tratamentos tributários envolvem incerteza que afeta a aplicação da IAS 12 (CPC 32, especificamente relacionados ao imposto de renda e a contribuição social). Em resumo, se é provável que a autoridade tributária irá aceitar o tratamento fiscal, os valores das demonstrações contábeis são os mesmos que os apresentados nas informações fiscais. No entanto, se não é provável, os valores apresentados nas demonstrações contábeis não são os mesmos que os apresentados nas demonstrações fiscais, pois sua mensuração refletirá a incerteza. Com base em estudo de conformidade tributária, a Companhia considera que a interpretação não impactou as suas demonstrações financeiras, visto que todos os posicionamentos fiscais adotados estão amparados na legislação e jurisprudência administrativa e judicial aplicadas atualmente.

3.20 Novas normas, alterações e interpretações ainda não vigentes

As normas e interpretações novas e alteradas que foram emitidas e que possuem aplicação a partir de 01.01.2020 as quais não foram adotados antecipadamente pela Companhia estão descritas a seguir:

- i) Revisão do CPC 00 –Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro;
- ii) Alterações no CPC 15 (R1) –Combinação de Negócios;
- iii) Alterações no CPC 26 (R1) –Apresentação das Demonstrações Contábeis e CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro.

Não é esperado que essas alterações tenham impacto significativo sobre as demonstrações contábeis da Companhia.

8. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

4. Caixa e equivalentes de caixa

	31/12/2019	31/12/2018
CAIXA	9	7
APLICAÇÕES FINANCEIRAS - BANRISUL	22.164	1.266
TOTAL	22.173	1.273

O saldo de caixa refere-se a suprimento para pagamento de despesas eventuais. O montante de R\$ 22.164 refere-se a aplicações financeiras de renda fixa (CDB) no Banrisul com rendimento de 99% CDI (taxa referencial dos Certificados de Depósitos Interbancários).

As aplicações financeiras de liquidez imediata são prontamente conversíveis em montante conhecido de caixa e estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valores e, por essa razão, foram consideradas como equivalentes de caixa nas demonstrações dos fluxos de caixa.

5. Concessionárias e permissionárias

Valores referentes ao faturamento da “Receita Anual Permitida” (RAP) e “Demais Instalações de Transmissão” (DITs), da parte que entrou em operação comercial, a receber em 3 (três) parcelas, vincendas nos dias 15 e 25 do mês subsequente ao faturamento, e 05 do segundo mês subsequente.

	31/12/2019	31/12/2018
CIRCULANTE	1.760	1.221
TOTAL	1.760	1.221

6. Ativo contratual (concessão – amortizável e indenizável)

A Companhia possui o contrato 07/2014 de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 29 de janeiro de 2014, celebrado com a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Foi outorgada a Companhia a concessão para exploração do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica, pelo prazo de 30 anos a contar da assinatura de cada um dos contratos. A Companhia reconheceu um recebível de concessão de serviço conforme o valor atual dos pagamentos mínimos anuais garantidos a serem recebidos do poder concedente.

A taxa utilizada pela Companhia para remunerar o ativo financeiro e o de indenização reflete o custo de oportunidade de um investidor à época da tomada de decisão de investir nos ativos de transmissão, e é apurado comparando o retorno esperado com o valor do investimento.

Em 31 de dezembro de 2019 a Companhia possui os seguintes valores contabilizados como contas a receber do poder concedente:

	31/12/2019	31/12/2018
CURTO PRAZO		
ATIVO CONTRATUAL AMORTIZÁVEL – RAP (A)	2.476	12.272

LONGO PRAZO		
ATIVO CONTRATUAL AMORTIZÁVEL – RAP (A)	144.686	121.000
ATIVO CONTRATUAL INDENIZÁVEL (B)	928	928
TOTAL	148.090	134.200

Abaixo é apresentada a movimentação do ativo contratual

SALDO ATIVO CONTRATUAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018	134.200
(+) RECEITA DE CONSTRUÇÃO	13.460
(+) RECEITA DOS SERVIÇOS DE O & M	5.522
(+) RECEITA COM ATIVO FINANCEIRO	8.190
(-) AMORTIZAÇÃO - RECEITA ANUAL PERMITIDA - RAP (C)	(13.282)
SALDO ATIVO CONTRATUAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019	148.090

(a) Ativo contratual – Amortizável RAP

As concessões das linhas de transmissão de energia da Companhia são remuneradas pela disponibilidade de suas instalações de transmissão, integrantes da Rede Básica, da Rede Básica de Fronteira e das Demais Instalações de Transmissão, não estando vinculada à carga de energia elétrica transmitida, mas sim ao valor homologado pela ANEEL quando da outorga do contrato de concessão.

A prestação do serviço público de transmissão se dará mediante o pagamento à transmissora da Receita Anual Permitida - RAP a ser auferida, a partir da data de disponibilização para operação comercial das instalações de transmissão.

(b) Ativo contratual – Indenizável

Conforme termo final do contrato de concessão, a extinção da concessão determinará, de pleno direito, a reversão, ao Poder Concedente dos bens vinculados ao serviço, procedendo-se aos

levantamentos e avaliações, bem como à determinação do montante da indenização devida à transmissora, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico.

A administração da Companhia considera que ao final da concessão caberá a transmissora uma indenização. O valor da indenização dos bens reversíveis será aquele resultante de inventário realizado pela ANEEL ou por preposto especialmente designado, e seu pagamento será realizado com os recursos do Tesouro Nacional. A Companhia não é obrigada a remunerar o Poder Concedente pelas Concessões das linhas de transmissão de energia por meio de investimentos adicionais quando da reversão dos bens vinculados ao serviço público de energia elétrica.

(c) Receita Anual Permitida – RAP

Em conformidade com o Contrato de Concessão no 07/2014, assinado em 29 de janeiro de 2014 com a União, por intermédio da ANEEL, foi outorgada à Companhia a concessão do Serviço de Transmissão de Energia Elétrica, pelo prazo de 30 anos, que consiste na implantação, manutenção e operação dos empreendimentos descritos na nota 1.

Após a data de assinatura desse contrato, a ANEEL procederá a revisão periódica da Receita Anual Permitida - RAP de transmissão de energia elétrica pela execução de reforços e ampliações nas instalações de transmissão. Pela disponibilidade das instalações de transmissão para operação comercial, a Companhia tem direito, a receita anual permitida (RAP) no valor original de R\$ 16.286, resultante da sua proposta financeira, líquida de PIS e COFINS.

A Receita Anual Permitida - RAP, é reajustada pelo IPCA, anualmente, conforme descrito na cláusula 6a do Contrato de Concessão. De acordo com o CPC 37, ICPC-01 e OCPC-05, a receita a ser contabilizada no resultado da empresa não deverá ser mais a RAP, fornecida pelo Operador Nacional do Sistema, e sim as receitas com o Ativo Financeiro, de O&M e de Construção. A RAP continua representando o montante a ser recebido pela empresa, e agora servirá para amortização do Ativo Financeiro não indenizável.

8. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

7. Fornecedores

	31/12/2019	31/12/2018
MATERIAIS	2	17.477
SERVIÇOS	686	3.029
OUTROS	-	751
TOTAL	688	21.257

Em 31 de dezembro de 2019 a Companhia mantém saldo em conta de fornecedores com a acionista Eletrosul Centrais Elétricas S/A.

O valor mantido com acionista Eletrosul Centrais Elétricas S/A, são derivados do contrato nº 110114007, datado de 25/08/2014, e são referentes a prestação de serviços de engenharia do proprietário, além disso, ocorreu a contratação de prestação de serviço de operação e manutenção, conforme o contrato nº 40003379 na data de 01 de fevereiro de 2019.

	31/12/2019	31/12/2018
Eletrosul Centrais Elétricas S/A	10	9
TOTAL	10	9

8. Obrigações Sociais e Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2019, a remuneração do pessoal chave da administração contempla:

	31/12/2019	31/12/2018
DIRETORIA E CONSELHOS	50	52
ENCARGOS SOBRE REMUNERAÇÃO	50	48
TOTAL	100	100

9. Obrigações Tributárias

	31/12/2019	31/12/2018
ICMS	-	53
COFINS	117	75
PIS	25	16
INSS	119	118
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	585	491
OUTROS IMPOSTOS RETIDOS (ISS, IR E CS)	44	65
TOTAL	890	818

10. Imposto de renda e contribuição social

a) A companhia realizou um estudo tributário, no qual foi constatado que o lucro Presumido será mais vantajoso, assim, procedendo a alteração do regime tributário para o ano de 2020, diante disso, os tributos diferidos registrados no montante de R\$ 13.819, foram estornados.

b) Tributo corrente:

A Companhia encerrou o período com R\$ 3.994 em lucros fiscais os quais encontram-se apresentados na Parte A do LALUR, a Companhia possui um prejuízo fiscal acumulado referente a períodos anteriores, os quais foram registrados impostos diferidos e estão sendo compensados com os lucros fiscais do período. Abaixo movimentação da conta:

	31/12/2019	31/12/2018
LUCRO FISCAL	3.994	3.327
REDUÇÃO DE 30% DE PREJUÍZO ACUMULADO	1.198	998
BASE DE CÁLCULO	2.796	2.328
IRPJ 15%	(419)	(349)
IRPJ ADICIONAL 10%	(256)	(208)
CSLL 9%	(252)	(210)
IRPJ E CSLL CORRENTE	(927)	(767)

11. Patrimônio Líquido

a) Capital social

A Companhia realizou uma Assembleia Geral Extraordinária (AGE) em 30/09/2019, aonde deliberou a integralização do capital social em R\$ 25.500 provenientes de adiantamento para futuro aumento de capital (AFAC), sendo assim, o capital social passou a ser de R\$ 153.825, além disso, ocorreu também a aprovação do aumento do capital autorizado para R\$ 258.000

	QUANTIDADE DE AÇÕES	% DO CAPITAL SOCIAL
ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	78.451	51%
COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE/GT	75.374	49%
TOTAL	153.825	100%

b) Recursos para futuro aumento de capital

A Companhia realizou uma Assembleia Geral Extraordinária (AGE) em 30/09/2019, aonde deliberou a integralização do capital social em R\$ 25.500 provenientes de adiantamento para futuro aumento de capital (AFAC), permanecendo um saldo de AFAC no montante de R\$ 66.010, sendo que não há previsão da devolução dos valores aportados pelas acionistas. O saldo de adiantamento para futuro aumento de capital está composto por valores recebidos dos acionistas como segue:

8. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

	31/12/2019	31/12/2018
ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	41.315	13.010
COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE/GT	39.695	12.500
TOTAL	81.010	25.510

12. Receita operacional líquida

Após adoção IFRS 9 e 15 (CPC 47/48), a receita de construção começou a ser reconhecida através de um custo projeto e margem, que é obtida pelas diferenças entre os custos projetados para a construção, operação e manutenção e o valor presente da projeção dos recebimentos futuros que Aneel determina (RAP).

A companhia revisou a sua margem, e identificou investimentos de trechos já finalizados adicionado nos trechos em construção, assim, foram excluídos os valores indevidos, e calculado uma nova margem de construção, diante disso, ocorreu um ajuste que está reconhecido na conta de Receita de Construção e Receita com Ativo Contratual, no valor de R\$ 6.138 e R\$ 1.380 respectivamente. Além disso, a Companhia finalizou o exercício com uma margem de construção negativa, abaixo relação dos principais fatores:

- Taxa NTN-B de 7,18% (taxa na data de assinatura do contrato de concessão)
- Atraso das Obras, e consequentemente atraso no recebimento da Receita Anual permitida (RAP), e
- Custo realizado e projetado maior que determinado no contrato de concessão.

Abaixo a movimentação da conta Receita:

	31/12/2019	31/12/2018
RECEITA COM ATIVO CONTRATUAL	8.190	8.188
RECEITA DE O&M	5.522	4.438
RECEITA DE CONSTRUÇÃO	13.460	21.676
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	27.172	34.302

(-) DEDUÇÕES	(1.363)	(1.117)
---------------------	----------------	----------------

RECEITA OPERACIONAL LIQUIDA	25.809	33.185
------------------------------------	---------------	---------------

13. Despesas por natureza

	31/12/2019	31/12/2018
DESPESA POR FUNÇÃO		
CUSTOS DE CONSTRUÇÃO	(45.414)	(49.220)
CUSTO DE O & M	(1.996)	(790)
DESPESAS ADMINISTRATIVAS	(2.153)	(2.536)
TOTAL	(49.563)	(52.546)

DESPESA POR NATUREZA		
CUSTO DE CONSTRUÇÃO	(45.414)	(49.220)
INDISPONIBILIDADE DE EQUIPAMENTO	(361)	(333)
MANUTENÇÃO	(1.003)	(166)
VIGILÂNCIA	(178)	(166)
AMBIENTAL	(273)	-
SEGUROS	(183)	(101)
PESSOAL	(1.029)	(1.085)
SERVIÇO DE TERCEIROS	(1.014)	(1.335)
TRIBUTOS	(18)	(26)
ALUGUÉIS	(56)	(70)
OUTROS	(34)	(44)
TOTAL	(49.563)	(52.546)

14. Resultado financeiro, líquido

	31/12/2019	31/12/2018
RECEITA FINANCEIRA		
RECEITA SOBRE JUROS DE APLICAÇÕES FINANCEIRAS	406	106
OUTRAS RECEITAS	3	19
TOTAL	409	125

DESPESAS FINANCEIRAS		
VARIAÇÕES MONETÁRIAS	(5)	(3)
JUROS E MULTA	(792)	(7)
IOF, COMISSÕES E TAXAS	-	(25)
OUTROS	(77)	(222)
TOTAL	(874)	(257)

RESULTADO FINANCEIRO	(465)	(132)
-----------------------------	--------------	--------------

8. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

15. Transações com partes relacionadas:

a. Remuneração do pessoal-chave da administração

A remuneração do pessoal-chave da administração, que contempla a diretoria executiva, durante o período findo em 31 de dezembro de 2019, foi de R\$ 1.029 (R\$ 1.085 em 31 de dezembro de 2018).

b. Transações e saldos

Abaixo operações realizadas com as partes relacionadas:

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	31/12/2019			31/12/2018		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CEEE	ENCARGOS DE USO DA REDE	3	-	13	5	-	9
CEEE	AFAC	-	39.695	-	-	12.500	-
CEEE	OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	-	-	90	-	-	93
ELETROSUL	ENCARGOS DE USO DA REDE	1	-	4	-	-	3
ELETROSUL	AFAC	-	41.315	-	-	13.010	-
ELETROSUL	RESSARCIMENTO DE DESPESAS	-	-	3	-	-	4
ELETROSUL	OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	-	-	630	-	-	-
ELETROSUL	ENGENHARIA DO PROPRIETÁRIO	-	-	-	-	-	367
ELETROSUL	ALUGUEL	-	5	56	-	5	69
ELETROSUL	COMPARTILHAMENTO DE INSTALAÇÃO	-	5	58	-	5	32
TOTAL		4	81.020	854	5	25.520	577

16. Instrumentos Financeiros

Os valores contábeis dos instrumentos financeiros ativos e passivos, quando comparados com os valores que poderiam ser obtidos na sua negociação em mercado ativo ou, na ausência deste, com valor presente líquido ajustado com base na taxa vigente de juros no mercado, aproximam-se substancialmente de seus correspondentes valores de mercado. Em 31 de dezembro de 2019 a Companhia não possuía qualquer contrato que envolvesse operações com derivativos.

	31/12/2019	31/12/2018
ATIVOS FINANCEIROS		
CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS	22.173	1.273
ATIVO CONTRATUAL - AMORTIZÁVEL RAP	147.162	133.272
ATIVO CONTRATUAL - INDENIZÁVEL	928	928
TOTAL	170.263	135.473

PASSIVOS FINANCEIROS		
FORNECEDORES	688	21.257
TOTAL	688	21.257

A Companhia está exposta a risco de mercado, de crédito e de liquidez. O conselho de administração é o responsável por supervisionar a gestão destes riscos.

(a) Risco de mercado

O risco de mercado é o risco de que o valor justo dos fluxos de caixa futuros de um

instrumento financeiro flutue devido a variações nos preços de mercado. Os preços de mercado englobam três tipos de risco: a) risco de taxa de juros; b) risco cambial; e c) risco de preço relativo às suas ações.

(b) Risco de encargos financeiros/flutuação de taxa de câmbio

Esse risco advém da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros de captação bem como pela exposição a oscilações de câmbio que aumentem as suas despesas financeiras relativas a empréstimos obtidos junto a instituições financeiras ou partes relacionadas. A Companhia monitora continuamente a volatilidade das taxas de mercado.

(c) Risco regulatório

Desconsideramos quaisquer eventos de iniciativa do governo federal que possam afetar a continuidade da exploração da concessão. Em relação a um possível ato político que implique no rompimento da relação contratual, consideramos de probabilidade remota. Quanto a eventos provocados pela natureza, importa ressaltar, que a Companhia se encontra coberta com apólice de seguros para todos os efeitos.

(d) Risco de crédito

O risco de crédito é o risco de a contraparte de um negócio não cumprir uma obrigação prevista em um instrumento financeiro ou contrato com cliente, o que levaria ao prejuízo financeiro. A Companhia está exposta ao risco de crédito em suas atividades operacionais e de financiamento, incluindo depósitos em bancos e instituições financeiras, transações cambiais e outros instrumentos financeiros.

O risco de crédito de saldos com bancos e instituições financeiras é administrado pela diretoria da Companhia. A Companhia monitora os valores depositados e a concentração em determinadas instituições e, assim, mitigar o prejuízo financeiro no caso de potencial

8. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

falência de uma contraparte. Em relação a contas a receber de clientes, a Companhia não tem concentração de recebíveis de forma relevantes.

(e) Risco de liquidez

O risco de liquidez é caracterizado pela possibilidade da Companhia não honrar com seus compromissos nos respectivos vencimentos. É notório que até a entrada de operação das linhas de transmissão e suas subestações, haverá a necessidade de aportes financeiros para manutenção das obrigações de operação da Companhia.

(f) Gestão do capital social

O objetivo principal da administração de capital da Companhia é assegurar que este mantenha uma classificação de crédito forte e uma razão de capital livre de problemas a fim de apoiar os negócios e maximizar o valor ao acionista. Para manter ou ajustar a estrutura do capital, a Companhia pode ajustar o pagamento de dividendos aos acionistas, devolver o capital ou emitir novas ações. Não houve alterações quanto aos objetivos, políticas ou processos durante o período findo em 31 de dezembro de 2019.

17. Provisão para Contingência

A Companhia não possui contra si litígios trabalhistas, cíveis ou tributários classificados por seus assessores jurídicos como riscos prováveis ou possíveis de perda, portanto em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018, nenhuma provisão e ou divulgação é requerida.

18 Cobertura de seguros (não auditada)

A Companhia mantém a cobertura de seguro garantia, levando em conta o grau de risco, por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas sobre seus ativos e/ou responsabilidades. Os seguros contratados pela Companhia em garantia de suas obrigações com terceiros são:

Apólice nº 066532018000107750004728. Seguro da modalidade garantia, emitido em favor da ANEEL, no valor de R\$ 11.100, com vigência a partir das 24hs do dia 03 de dezembro de 2019 até às 24hs do dia 03 de outubro de 2020.

A Companhia mantém também, cobertura de seguro de compreensivo empresarial risco operacionais da Fator Seguradora S.A, sendo que, o objetivo do seguro são as subestações de energia.

Apólice nº 1001800000063 Seguro de risco operacional, no valor de R\$ 37.677 com vigência a partir das 24hs do dia 07 de maio de 2019 até às 24hs do dia 07 de maio de 2020.

A companhia contratou em 02 de abril de 2019, o seguro de responsabilidade civil de administradores e diretores (D&O), apólice nº100.10.00001703, limite máxima da garantia R\$10.000 com vigência a partir das 24hs de 19 de março de 2019 até às 24hs do dia 19 de março de 2020.

Apólice nº 48930020020304885401 referente seguro de roubo ou furto qualificado e quebra accidental de notebook R\$ 5 com vigência a partir das 24hs de 17 de setembro de 2019 até às 24hs do dia 16 de setembro de 2020.

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

19. Eventos subsequentes:

A Companhia realizou no início de 2020 um estudo tributário, no qual analisou os efeitos do lucro real e lucro presumido e identificou que o lucro presumido será mais benéfico, devido principalmente a sua presunção aplicada na receita (RAP), sendo assim, ocorrerá redução no IR e CSLL para o ano. Após alteração do regime tributário a Companhia estornou os tributos diferidos do exercício e seus efeitos estão apresentados em 31/12/2019.

DIRETORIA EXECUTIVA

Wilson João Cignachi
Diretor Administrativo Financeiro

Carlos Manuel Macedo de Matos
Diretor Técnico

RESPONSÁVEL TÉCNICO PELAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Luana Pacheco
Contadora CRC-SC: 043160/O



Subestação Santo Ângelo - EL 230kV - Maçambará 2.