



CHINA THREE GORGES BRASIL ENERGIA LTDA.

Demonstrações financeiras
31 de dezembro de 2020

Senhores acionistas e debenturistas,

A Administração da CTG Brasil Energia Ltda. ("Companhia" ou "CTG Brasil") submete à apreciação dos senhores o relatório das principais atividades no exercício de 2020, em conjunto com as Demonstrações Contábeis elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira. Este relatório segue as recomendações do Parecer de Orientação CVM nº 15/87 e do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) da Aneel. As Demonstrações Contábeis foram submetidas à verificação independente, prestada pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes (PwC), atendendo à Instrução CVM nº 381/03. Também em atendimento à Instrução CVM nº 381/03, informamos que a empresa contratada para auditoria das Demonstrações Contábeis, assim como pessoas a ela ligadas, não prestou quaisquer outros serviços que não sejam os de auditoria externa. Além deste documento, a CTG Brasil divulga em seu site institucional o Relatório de Sustentabilidade, elaborado de acordo com as Normas GRI e que abrange indicadores socioambientais estabelecidos pela Aneel.



Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Aos Administradores e Acionistas
China Three Gorges Brasil Energia S.A.
(Anteriormente denominada China Three
Gorges Brasil Energia Ltda.)

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da China Three Gorges Brasil Energia S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2020 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como as demonstrações financeiras consolidadas da China Three Gorges Brasil Energia S.A. e suas controladas ("Consolidado"), que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2020 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da China Three Gorges Brasil Energia S.A. e da China Three Gorges Brasil Energia S.A. e suas controladas em 31 de dezembro de 2020, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa, bem como o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Base para opinião

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

Ênfase

Reemissão das demonstrações financeiras

Chamamos a atenção para a Nota Explicativa 2.8, que descreve a atualização e reemissão das demonstrações financeiras devido às circunstâncias nela descritas. Emitimos nosso relatório do auditor independente original com data de 25 de março de 2021, sobre as demonstrações financeiras emitidas

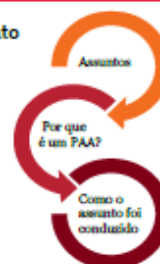


China Three Gorges Brasil Energia S.A.
(Anteriormente denominada China Three
Gorges Brasil Energia Ltda.)

anteriormente. Devido à atualização descrita na referida nota, fornecemos este novo relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras reemitidas. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse 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 individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.



Porque é um PAA	Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
<p>Provisões para riscos (Nota 25)</p> <p>A Companhia e suas controladas são parte em diversos processos judiciais e administrativos relativos a assuntos nas áreas fiscais, trabalhistas, cíveis, ambientais e regulatórias, que surgem no curso normal de seus negócios. Esses processos normalmente são encerrados após um longo período e envolvem não só discussões acerca do mérito, mas também aspectos processuais complexos, de acordo com a legislação vigente.</p> <p>A decisão de reconhecimento de um passivo, a partir da avaliação da probabilidade de perda, e as bases de mensuração, consideram exercício de julgamento da Administração, a partir de posições de seus consultores jurídicos.</p> <p>Em função do descrito, os valores estão sujeitos a inerentes subjetividades e complexidades, podendo causar efeitos relevantes nas provisões constituídas ou divulgações efetuadas. Por essa razão, este tema foi considerado como um dos principais assuntos de nossa auditoria.</p>	<p>Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o entendimento dos controles internos relevantes relacionados ao processo de identificação, mensuração, registro e divulgação de contingências.</p> <p>Solicitamos e obtivemos a confirmação diretamente com os advogados que patrocinam as causas, a fim de confirmar a avaliação do prognóstico, a totalidade das informações e o valor envolvido. Para selecionadas causas, discutimos a razoabilidade do prognóstico de perda com o departamento jurídico.</p> <p>No caso das ações tributárias relevantes, nossas análises foram efetuadas em conjunto com os nossos especialistas da área tributária.</p> <p>Consideramos que os critérios e premissas adotados pela Administração para a determinação das referidas provisões, bem como as divulgações efetuadas, estão consistentes com as posições dos assessores jurídicos.</p>



China Three Gorges Brasil Energia S.A.
(Anteriormente denominada China Three
Gorges Brasil Energia Ltda.)

Porque é um PAA

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Ativo financeiro vinculado a concessão (Nota 9)

Parte do montante pago pelo direito de concessão da controlada Rio Paraná Energia S.A. ("Rio Paraná") possui previsão contratual de desembolsos fixos e garantidos pelo poder concedente durante o prazo da concessão e sem risco de demanda. Essa parcela é classificada como ativo financeiro. A outra parcela, em função do risco de demanda existente para a sua realização, é classificada como ativo intangível. Em 31 de dezembro de 2020, o saldo do ativo financeiro vinculado à concessão da controlada registrado no ativo circulante e não circulante totalizou R\$ 10.577.213 mil.

A determinação do ativo financeiro para o reconhecimento inicial e as mensurações posteriores, demandam o estabelecimento de modelo financeiro, com a utilização de dados e premissas que exigem julgamentos da Administração e podem impactar as demonstrações financeiras.

Em decorrência do descrito acima, bem como pela relevância dos valores envolvidos, consideramos essa área como um dos principais assuntos de auditoria.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o entendimento dos controles internos, do modelo de negócio e da política estabelecida para as contabilizações e as mensurações subsequentes.

Testamos o modelo financeiro e correspondentes dados e premissas, bem com os cálculos desenvolvidos, a fim de confirmar a acuracidade dos valores apurados.

Consideramos que as premissas e julgamentos adotados pela Administração são razoáveis e as divulgações em notas explicativas consistentes com as informações obtidas.

Provisão para grandes reparos da controlada Rio Paraná (Nota 19)

Com base em estimativas do departamento de engenharia da Rio Paraná, a Administração provisiona o valor que espera despesar com reparos de grandes itens da estrutura da Rio Paraná, necessários para a operação das unidades geradoras, dentro das condições previstas no Edital do Leilão. Em 31 de dezembro de 2020, o saldo dessa provisão demonstrada no passivo circulante e não circulante totalizou R\$ 1.456.427 mil.

A determinação da provisão depende de estimativas de gastos a serem incorridos em longo prazo, com cronograma que pode sofrer alterações. Adicionalmente, a confirmação dessas estimativas

Nossas respostas de auditoria envolveram, entre outros procedimentos, o entendimento dos critérios e premissas utilizados para a mensuração dos saldos provisionados e conferência matemática dos cálculos efetuados.

Discutimos com o departamento de engenharia e com a Administração, conforme apropriado, sobre o andamento do projeto, os motivos que determinaram revisões nos gastos a incorrer e no cronograma da obra.

Adicionalmente, em base amostral, testamos os gastos incorridos pela Rio Paraná necessários para



China Three Gorges Brasil Energia S.A.
(Anteriormente denominada China Three
Gorges Brasil Energia Ltda.)

Porque é um PAA

de valores é realizada apenas após os geradores serem desmontados. Portanto, os valores podem variar de forma relevante.

Em decorrência do descrito acima, bem como pela relevância dos valores envolvidos, consideramos essa área como um dos principais assuntos de auditoria.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

a operação das unidades geradoras, bem como analisamos a razoabilidade das premissas determinadas pela Administração para constituir a provisão.

Consideramos que os critérios e premissas adotados pela Administração são razoáveis para a determinação da provisão para grandes reparos, e que as divulgações efetuadas são consistentes com as informações obtidas dos engenheiros e da Administração.

Outros assuntos

Demonstrações do Valor Adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020, elaboradas sob a responsabilidade da Administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - "Demonstração do Valor Adicionado". Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

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

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

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

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



China Three Gorges Brasil Energia S.A.
(Anteriormente denominada China Three
Gorges Brasil Energia Ltda.)

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

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

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

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

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

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

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração.



China Three Gorges Brasil Energia S.A.
(Anteriormente denominada China Three
Gorges Brasil Energia Ltda.)

- Concluímos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluímos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, inclusive as divulgações e se essas demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as deficiências significativas nos controles internos que, eventualmente, tenham sido identificadas durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

São Paulo, 26 de agosto de 2022

PricewaterhouseCoopers
PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes Ltda.
CRC 2SP000160/O-5

Adriano Formosinho Correia
Adriano Formosinho Correia
Contador CRC 1BA029904/O-5

Sumário

Relatório de Administração.....	12
Mensagem da Administração.....	12
Perfil da Companhia	14
Diretrizes de atuação.....	16
Governança corporativa.....	17
Gestão de riscos e controles corporativos	19
Inovação	20
Contexto regulatório.....	22
Conjuntura econômica e setorial.....	24
Desempenho operacional	26
Desempenho econômico-financeiro.....	28
Principais indicadores.....	28
Receita.....	29
Custos e despesas operacionais	30
Ebitda e margem Ebitda	31
Resultado financeiro.....	32
Endividamento	33
Lucro líquido	34
Sustentabilidade	35
Pessoas	36
Comunidades	38
Meio ambiente	40
Prêmios e reconhecimentos	42
Auditores independentes	42
Demonstrações financeiras	43
Balanços patrimoniais	43
Balanços patrimoniais	44
Demonstrações do resultado	45
Demonstrações do resultado abrangente	46
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido.....	47
Demonstrações dos fluxos de caixa	48
Demonstrações do valor adicionado.....	50
Notas explicativas da Administração para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e de 2019.....	51
1. Informações gerais.....	51
2. Apresentação das demonstrações financeiras.....	61

3.	Principais práticas contábeis	64
4.	Gestão de riscos do negócio	66
5.	Caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras vinculadas	70
6.	Clientes.....	71
7.	Tributos a recuperar/recolher e diferidos.....	73
8.	Repactuação do risco hidrológico – Rio Canoas.....	75
9.	Ativo financeiro vinculado a concessão.....	76
10.	Depósito judicial	78
11.	Dividendos a receber	79
12.	Juros sobre capital próprio a receber.....	79
13.	Investimentos	80
14.	Imobilizado	81
15.	Intangível	85
16.	Fornecedores	89
17.	Garantias bancárias	90
18.	Encargos setoriais.....	90
19.	Provisões para grande reparos – Controlada Rio Paraná.....	91
20.	Empréstimos.....	92
21.	Financiamentos	93
22.	Debêntures	96
23.	Uso do bem público (UBP).....	99
24.	Indenização socioambiental.....	100
25.	Provisões para riscos	101
26.	Dividendos a pagar	110
27.	Juros sobre o capital próprio a pagar.....	110
28.	Operações de trading.....	111
29.	Partes relacionadas.....	112
30.	Planos de pensão e aposentadoria.....	114
31.	Patrimônio líquido.....	118
32.	Receita operacional líquida	119
33.	Energia elétrica comprada e encargos de uso da rede	121
34.	Resultado financeiro.....	122
35.	Apuração do imposto de renda e contribuição social	123
36.	Lucro por quotas.....	124
37.	Informações por segmento.....	124

38.	Instrumentos financeiros	126
39.	Seguros	129
40.	Compromissos.....	129
41.	Eventos subsequentes	129
Declaração da Diretoria.....		132
Membros da Administração.....		133

Mensagem da Administração

O ano de 2020 trouxe um desafio de proporção global e inédito na sociedade contemporânea. A pandemia de Covid-19 alterou modos de vida, afetou economias, evidenciou problemas sociais e ambientais já latentes e direcionou esforços de todos os países para manter o suprimento de serviços essenciais à população, garantir o tratamento médico de infectados e reorganizar modelos de trabalho no mundo corporativo. E o fornecimento de energia elétrica com confiabilidade – ainda mais de fontes renováveis – foi indispensável para todas essas atividades.

Nosso Propósito, lançado em 2019, mostrou-se ainda mais relevante para enfrentar esses novos tempos. E vimos esse nosso compromisso e os nossos Valores presentes em cada decisão tomada pela CTG Brasil ao longo do ano.

Tomamos medidas ágeis para adotar todos os protocolos de segurança necessários para a continuidade das operações. Os colaboradores administrativos e parte das equipes operacionais foram direcionados para o trabalho remoto, aprendendo uma nova forma de colaborar e conduzir nossos processos. As equipes que precisaram manter-se fisicamente nas usinas tiveram todas as condições para fazer isso de forma segura, com cuidados especiais para o distanciamento social adequado, higienização do ambiente de trabalho e apoio emocional e psicológico.

Entre os principais projetos entregues por essa equipe que impulsiona nosso negócio, merecem destaque ações nas áreas de governança, sistemas de gestão e desenvolvimento. São exemplos disso a revisão de todas as políticas corporativas (Policy Improvement Project – PIP); o desenvolvimento de um novo sistema de gestão empresarial (Projeto ONE), que deve ser concluído até junho de 2021; o Orçamento Base Zero, cuja implementação em 2020 permitiu o desenho do orçamento de MSO (Materiais, Serviços e Outros Custos) do próximo ano cerca de 20% abaixo do período anterior; e o lançamento da Academia CTG, com um ecossistema de formação totalmente digital pela disponibilização de trilhas de aprendizagem on-line.

Um grande destaque do ano de 2020 foi a evolução da solução envolvendo a judicialização do Fator de Ajuste da Garantia Física (*Generation Scaling Factor* – GSF) no setor elétrico. A aprovação da Lei nº14.052/2020 devidamente regulamentada pela Aneel (Resolução Normativa nº 895/2020) proporciona o Acordo do GSF e a repactuação do risco hidrológico das geradoras no mercado livre, marcando o cenário regulatório nesse ano. Em um esforço coordenado com outros agentes do setor a fim de garantir a transparência e comparabilidade entre as empresas, reconhecemos os impactos decorrentes desse Acordo nas Demonstrações Financeiras de 2020 com base nas melhores estimativas das Controladas Rio Paranaapanema, Rio Sapucaí-Mirim, Rio Verde e Rio Canoas. Agora, aguardamos os trâmites necessários para a definitiva assinatura dos documentos em 2021, bem como o reconhecimento dos efeitos na Controlada Rio Paraná (para a qual não foi possível o cálculo de uma estimativa satisfatória em 2020).

Buscamos com afinco a meta de zero acidente nas nossas instalações e vínhamos obtendo bons resultados no Índice de Segurança Preventiva. No entanto, em novembro, registramos uma ocorrência fatal na UHE Jupiá com um trabalhador de uma empresa contratada. Algo

que não podemos deixar que aconteça novamente. Por isso, iniciamos um amplo processo de investigação e revisão de nossas práticas, a fim de garantir a saúde e segurança de todos que trabalham conosco. Outra melhoria nesse sentido, que já estava em andamento desde o início do ano, foi a conquista da tríplice certificação das usinas da Rio Paranapanema, Rio Canoas e Rio Verde nas ISOs 9001 (qualidade), 14001 (meio ambiente) e 45001 (segurança), estando prevista para 2021 a certificação da Rio Paraná nessas normas e de todo o parque gerador na ISO 55001 (gestão de ativos). Aprimoramos o planejamento de manutenções preventivas e mantivemos todas as usinas com índices de disponibilidade melhores do que os exigidos pela regulação setorial.

As condições de precipitação e afluência dos rios impactou nossa geração de energia, que foi 3,0% menor no ano, mesmo com a manutenção de patamares elevados de disponibilidade dos ativos. Em relação ao desempenho financeiro, o principal impacto foi a contabilização dos efeitos do Acordo GSF, que refletiram em uma recuperação de custos de R\$ 910,8 milhões. O lucro líquido em 2020 totalizou R\$ 1,8 bilhão, representando um aumento de 32,7% na comparação anual.

Na Rio Paraná, concluímos a modernização da quinta unidade geradora (de um total de 34 nas usinas Ilha Solteira e Jupiá) e aplicamos o aprendizado desses três primeiros anos do projeto de modernização no planejamento das próximas fases. Também iniciamos um processo de registro dessa Controlada como companhia aberta na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) para a categoria “B”, que foi concluído em março de 2021. Na Rio Paranapanema, a participação na Sala de Crise favoreceu o diálogo com outros atores locais para discutir impactos da escassez hídrica na Bacia do Paranapanema de forma transparente e colaborativa. Na Rio Verde, o reconhecimento do excludente de responsabilidade em processo administrativo na Aneel estendeu o prazo de concessão da UHE Salto em 483 dias. Na Rio Canoas, a desmobilização da linha de transmissão (LT) provisória entre a UHE Garibaldi e a subestação Barra Grande foi concluída, com a adequada compensação das 70 propriedades rurais que eram cruzadas pela LT.

Parcerias relevantes com o Senai combinaram esforços de combate ao novo coronavírus. Projetos de inovação desenvolvidos no Digital Innovation Lab, criado pela parceria com a Associação Catarinense de Tecnologia (Acate), trouxeram avanços e novas tecnologias para nossos processos. Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) impulsionaram novas formas de lidar com desafios da atualidade, da mobilidade elétrica ao turismo sustentável.

Estamos ainda mais convictos da assertividade de nossa estratégia, firmes em nosso compromisso com o Brasil e preparados para um novo ciclo de crescimento em fontes renováveis de geração. Que 2021 traga novos e melhores tempos para toda a sociedade. Seguiremos sempre fortalecidos no propósito de desenvolver o mundo com energia limpa em larga escala.

Zhao Jianqiang

Chairman e CEO da CTG Brasil

Perfil da Companhia

A CTG Brasil é a segunda maior geradora privada de energia do país, com capacidade instalada proporcional de 8,3 GW, o que representa 5% do parque gerador nacional. A Companhia opera 12 usinas hidrelétricas (UHEs) e duas pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) por meio de quatro empresas operacionais controladas: Rio Paraná, Rio Paranapanema, Rio Canoas e Rio Verde. Além disso, a CTG Brasil possui participação acionária em outras três usinas hidrelétricas e 5 grupos de usinas eólicas no Brasil.

A CTG Brasil faz parte da China Three Gorges Corporation, maior produtora de energia hidrelétrica do mundo, com presença em 40 países e 124 GW de capacidade instalada. Constituída em 2013, a Companhia ampliou progressivamente seu portfólio de ativos até 2016. Nos últimos anos, os esforços corporativos têm sido voltados à excelência operacional e aos projetos de modernização dos ativos, em especial o da Rio Paraná (UHEs Jupiá e Ilha Solteira), que envolverá investimentos da ordem de R\$ 3 bilhões e deverá ser concluído até 2038.

Com sede em São Paulo, a CTG Brasil centraliza as atividades de suporte às controladas operacionais, cujos custos são rateados conforme Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Adicionalmente, a CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda., que possui sua sede e Centro de Serviços Compartilhados em Curitiba, presta serviços à Companhia e suas controladas por meio de um Contrato de Prestação de Serviços, também aprovado pela Aneel.

A estratégia da Companhia é norteada por quatro direcionadores. O primeiro é a excelência operacional, que significa operar as usinas com os mais altos padrões de qualidade e segurança e conduzir todos os processos de acordo com as melhores práticas de mercado, buscando soluções simples e ágeis. O segundo é a disciplina financeira, no qual a Companhia deve estabelecer uma cultura de eficiência e austeridade, garantindo que todos os processos e iniciativas visem a criação de valor. O terceiro *driver* é a eficiência comercial, em que a CTG Brasil usará soluções inovadoras para otimizar a relação entre risco e retorno nas vendas de energia. E, por último, o crescimento sustentável, que sugere o desenvolvimento de competências e o uso das vantagens competitivas para o crescimento e fortalecimento do negócio.

Em 2020, a CTG Brasil desenhou um plano estratégico para esses direcionadores com o horizonte de cinco anos. Esse plano, que tem como objetivo fazer com que a Companhia esteja pronta para aproveitar as oportunidades no setor elétrico quando o Brasil retomar o ritmo de crescimento, foi comunicado para toda a liderança, para que todos estejam alinhados e caminhando para uma mesma direção. Com foco em fontes renováveis e com investimentos em modernização e tecnologia, a CTG Brasil continuará posicionada como importante *player*, fortalecendo a sua relevância para o desenvolvimento do país. A partir de 2021, esse plano deve ter sua aprovação finalizada e então será divulgado internamente a todos os colaboradores.

Mapa de operações da CTG Brasil



Usinas hidrelétricas (UHEs) controladas diretamente

- 1 UHE Salto • 116 MW • Operada pela Rio Verde
- 2 UHE Jupia • 1.551,2 MW • Operada pela Rio Paraná
- 3 UHE Ilha Solteira • 3.444 MW • Operada pela Rio Paraná
- 4 UHE Rosana • 354 MW • Operada pela Rio Paranapanema
- 5 UHE Taquarucu • 525 MW • Operada pela Rio Paranapanema
- 6 UHE Capivara • 643 MW • Operada pela Rio Paranapanema
- 7 UHE Canoas I • 82,5 MW • Operada pela Rio Paranapanema
- 8 UHE Canoas II • 72 MW • Operada pela Rio Paranapanema
- 9 UHE Salto Grande • 73,8 MW • Operada pela Rio Paranapanema
- 10 UHE Chavantes • 414 MW • Operada pela Rio Paranapanema
- 11 UHE Jurumirim • 100,9 MW • Operada pela Rio Paranapanema
- 12 UHE Garibaldi • 191,9 MW • Operada pela Rio Canoas

Pequenas centrais hidrelétricas (PCHs)

- 13 PCH Palmeiras • 16,5 MW • Operada pela Sapucaí-Mirim, controlada da Rio Paranapanema
- 14 PCH Retiro • 16 MW • Operada pela Sapucaí-Mirim, controlada da Rio Paranapanema

Usinas hidrelétricas (UHEs) com participação acionária

- 15 UHE Cachoeira Caldeirão • 219 MW
Participação acionária da CTG Brasil • 50%
- 16 UHE Santo Antônio do Jari • 392,95 MW
Participação acionária da CTG Brasil • 50%
- 17 UHE São Manoel • 735,84 MW
Participação acionária da CTG Brasil • 33,33%

Grupos de Usinas Eólicas com participação acionária

Participação acionária da CTG Brasil • 49%

- 18 Parques Eólicos Aroeira, Jericó, Umbuzeiros e Aventura I • 126,9 MW
- 19 Parques Eólicos Baixa do Feijão I, II, III e IV • 120 MW
- 20 Parque Eólico Horizonte • 4,8 MW
- 21 Parque Eólico Água Doce • 9 MW
- 22 Parque Eólico Tramandai • 70 MW

Em cada usina, está identificada a respectiva capacidade instalada.

Diretrizes de atuação

Definidos em 2019, o Propósito (“Desenvolver o mundo com energia limpa em larga escala”) e os Valores (Priorizamos a vida; Pessoas são a nossa energia; Integridade, sempre; Excelência em tudo; e Inovamos para transformar) são ponto de partida para os instrumentos normativos da Companhia.

No último ano, um amplo projeto corporativo de revisão das políticas permitiu a padronização e simplificação desses direcionadores. O Policy Improvement Project (PIP) revisou as 115 políticas da Companhia, consolidando-as em 32 documentos que reúnem aspectos estratégicos, enquanto temas mais específicos foram redirecionados a outros instrumentos normativos das diversas áreas. O PIP também definiu a chamada Política P0, que determina o que é um normativo, quais elementos deve conter e como hierarquizá-lo dentro do conjunto de instrumentos da Companhia.

O Programa de Compliance assegura o cumprimento dessas diretrizes e do Código de Ética e Conduta nos Negócios, por meio de um conjunto de iniciativas em capacitação e comunicação, investigação de denúncias e *due diligence* em fornecedores, parceiros de negócios e operações de fusões e aquisições. Com essa configuração, o Programa de Compliance torna-se aliado para a tomada de decisão informada, agregando valor ao negócio e preservando a agilidade na condução das atividades das diversas áreas.

Os treinamentos de *compliance* abrangem 100% dos colaboradores e trouxeram uma abordagem inovadora em 2020, com o desenvolvimento de um *e-learning* em formato de *game*. O Canal de Ética, aberto a todos os públicos da Companhia para o recebimento de denúncias, é gerenciado por empresa especializada e possui fluxo determinado para a adequada e imparcial investigação de todas as manifestações. Em relação às avaliações de fornecedores e parceiros, cabe destacar que essas análises envolvem não apenas a pessoa jurídica, mas também informações de base de dados públicas sobre os sócios que formam o capital da entidade.

Governança corporativa

A CTG Brasil é uma subsidiária indireta e integral da CTG Corporation. A Companhia possui um Conselho Consultivo (ABM – Advisory Board Meeting). No âmbito da alta administração, o Comitê Executivo (EBM – Executive Board Meeting) reúne o CEO e vice-presidentes e é responsável legalmente pela condução dos negócios.

Composição do Conselho Consultivo da CTG Brasil

Nome	Cargo
Jianqiang Zhao	Presidente
Cheng Shuquan	Membro

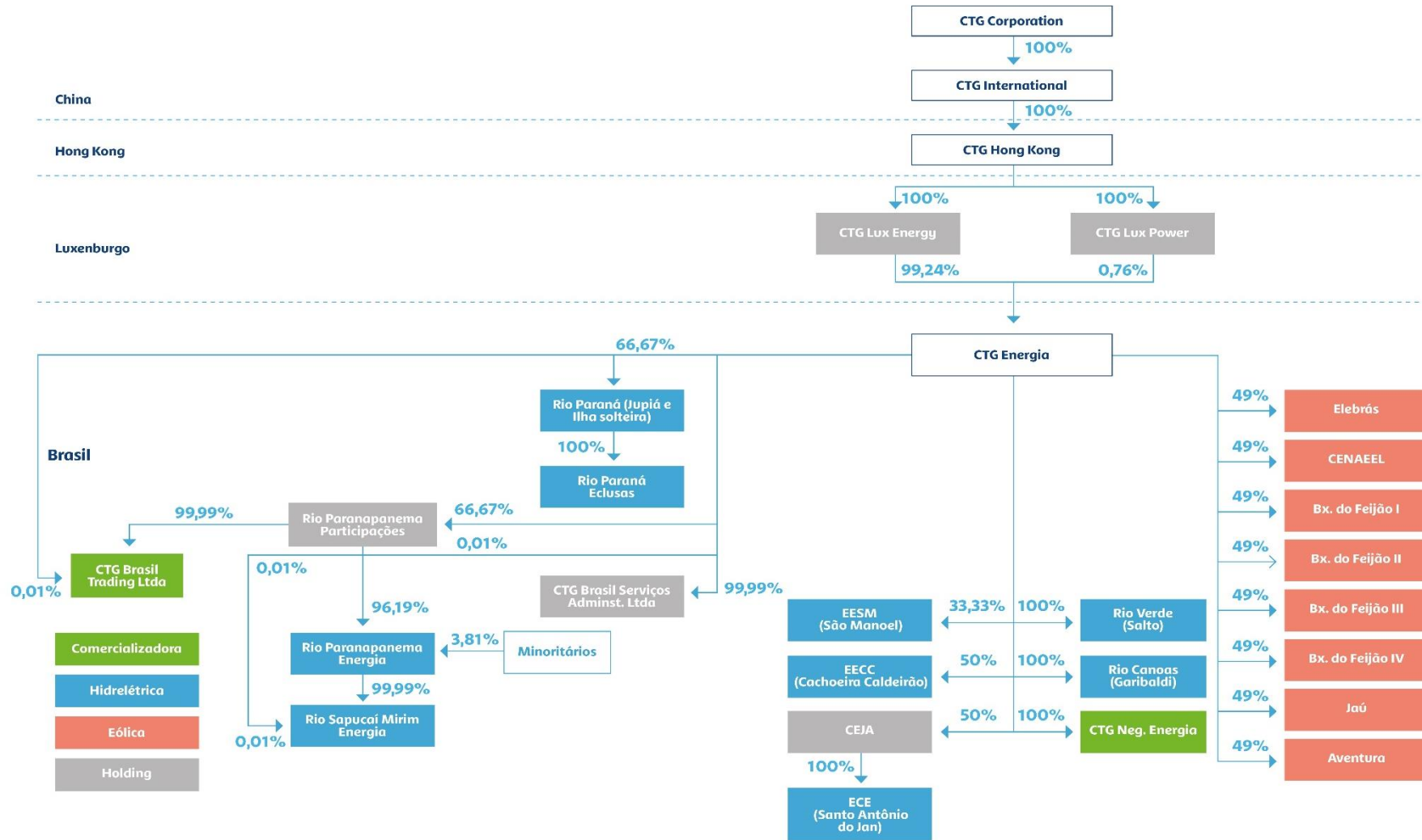
Composição do Comitê Executivo da CTG Brasil

Nome	Cargo
Jianqiang Zhao	CEO e Chairman
Yujun Liu	Vice-Presidente de Estratégia e Desenvolvimento de Negócios
Carlos Alberto Rodrigues de Carvalho	Vice-Presidente Financeiro, Administrativo e de Relações com Investidores
Evandro Leite Vasconcelos	Vice-Presidente de Geração e Comercialização de Energia
José Renato Domingues	Vice-Presidente Corporativo

Em 2020, a Rio Paraná iniciou um processo de registro como companhia aberta na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) para a categoria “B”, equiparando-se em termos de governança às melhores práticas de mercado, permitindo o acesso a uma gama maior de investidores em operações financeiras e fortalecendo sua imagem institucional perante credores. O processo envolveu a revisão dos instrumentos normativos e Estatuto Social, entre outros documentos. O pedido foi protocolado na CVM em outubro de 2020 e concluído em março de 2021.

As controladas possuem suas próprias estruturas de governança corporativa, com seus respectivos Conselhos de Administração.

Grupo CTG – Organograma



Gestão de riscos e controles corporativos

O monitoramento dos riscos que podem interferir na capacidade da CTG Brasil de desenvolver e gerar valor com seus negócios é realizado de forma transversal, com o apoio de uma área de Gestão de Riscos Corporativos (Enterprise Risk Management) que se baseia em metodologias reconhecidas internacionalmente para essa gestão (ISO 31.000 e COSO).

Em 2020, a Companhia revisou sua matriz de riscos, em um processo colaborativo com as diversas áreas gestoras de riscos (*risk owners*) e com uma metodologia qualitativa de avaliação. Cada risco foi avaliado em uma régua de cinco níveis quanto à sua probabilidade de ocorrência e em seis categorias de impacto. A matriz resultante reúne 22 riscos, distribuídos em: Financeiros, Operacionais; de Mercado; de Compliance/Regulatórios; de Reputação; e Estratégicos.

- **Risco hidrológico** | A CTG Brasil minimiza sua exposição a esse risco, intrínseco ao setor de geração hidrelétrica, por meio da atuação das áreas de Risco de Portfólio, Planejamento Energético e da Operação, estruturas internas que avaliam cenários futuros para a disponibilidade hídrica e sugerem às áreas comerciais estratégias de proteção.
- **Riscos operacionais** | O Plano de Segurança de Barragens (PSB) abrange 100% das usinas da CTG Brasil e inclui, entre outros instrumentos, o Plano de Ação de Emergência (PAE). Além disso, o Sistema de Operação em Situação de Emergência (SOSEm) estabelecido nas operações define as medidas para a segurança das barragens e proteção das comunidades, incluindo reuniões periódicas de divulgação aos públicos locais. Em 2020 foi aprovada a Lei nº 14.066/2020, que altera a Lei 12.334/2010 de Segurança de Barragens. Ela traz, como principal mudança, algumas responsabilidades a mais para os empreendedores, como as definições de ações para implantação do PAE. A lei ainda carece de regulamentação por parte da ANEEL, que está prevista para ser realizada ao longo de 2021.
- **Riscos financeiros** | Uma parcela desses riscos é amparada por uma carteira de seguros que leva em consideração a natureza e o grau de severidade, visando eliminar ou mitigar eventuais perdas. As principais coberturas de seguros abrangem riscos operacionais, responsabilidade civil geral, ambiental e de executivos e proteção de dados e responsabilidade cibernética. A gestão financeira é regida por políticas próprias, incluindo o monitoramento dos principais índices macroeconômicos e setoriais que impactam a gestão do caixa e da dívida.
- **Riscos de contraparte** | A Companhia monitora os *ratings* de crédito de clientes através de metodologia própria, embasada em informações de mercado e modelos estatísticos, visando mitigar eventuais perdas decorrentes de inadimplência.
- **Riscos de conformidade** | A Companhia avalia continuamente os riscos de conformidade no contexto dos seus negócios e os endereça por meio do Programa de Compliance, composto por ações de comunicação e treinamento, *due diligence* em processos de contratação (fornecedores e clientes), de M&A e de doação, investigação de denúncias recebidas pelo canal Linha Ética e análise de conflito de interesses, entre outros.

Ainda no último ano, a CTG Brasil iniciou a implementação de um novo sistema integrado de gestão empresarial (Enterprise Resource Planning – ERP), que deve ser concluída até junho de 2021. A nova solução consolida atividades que antes eram realizadas em sistemas diferentes pelas controladas, contribuindo para a integração e padronização de informações. Além disso, agrega à Companhia uma tecnologia de ponta, em linha com as melhores práticas de mercado.

Inovação

Na CTG Brasil, os esforços em inovação e pesquisa e desenvolvimento (P&D) estão direcionados para o alcance dos objetivos de negócio e para a solução de desafios das diversas áreas da Companhia. Nesse contexto, os recursos regulatórios de P&D são destinados conforme o Road Map Tecnológico, que define rotas e temas prioritários para atuação.

Exemplo disso é a parceria com a Associação Catarinense de Tecnologia (Acate), estabelecida em 2019, com prazo de 24 meses e investimentos da ordem de R\$ 3,2 milhões oriundos das verbas regulatórias de P&D. A parceria instituiu o Digital Innovation Lab, ambiente em que as diversas áreas da Companhia propõem desafios às universidades e *startups* que compõem o ecossistema da Acate. Um projeto já foi concluído nesse modelo – envolvendo big data e automação de processos em um sistema de identificação de perfil de consumidor –, e outros dois estão em andamento.

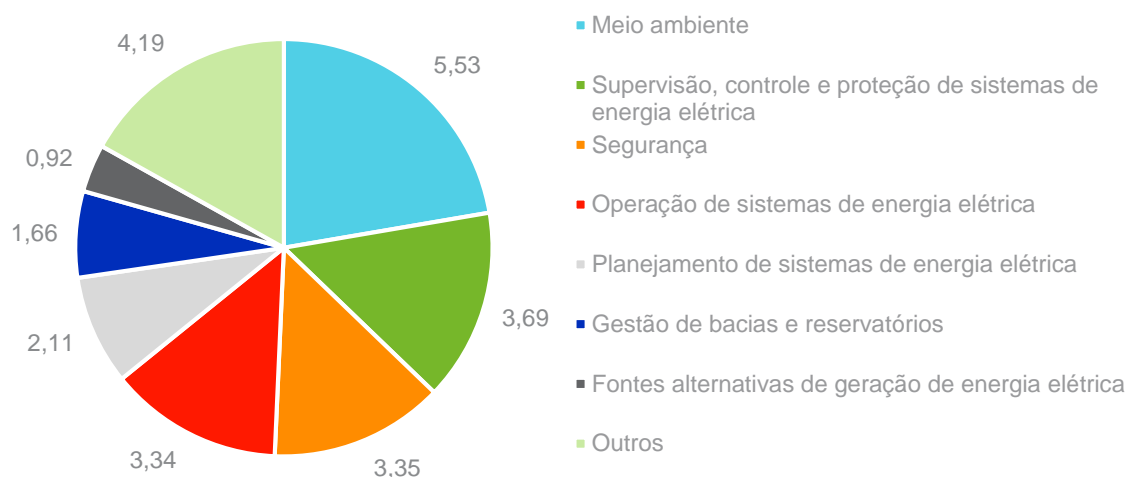
Outra parceria de no âmbito da inovação é a firmada com o Senai em novembro de 2019, que criou o Clean Energy Innovation Hub. Com investimento previsto de R\$ 100 milhões nos próximos cinco anos, o acordo fortalecerá o ecossistema de inovação no setor elétrico nacional e o intercâmbio de tecnologia com a China.

A interação com o Senai permitiu a realização de relevantes parcerias em 2020. Entre os esforços para combater o novo coronavírus, dois projetos mereceram destaque. O primeiro envolveu a produção de 18 mil litros de álcool 70° GL gel e líquido, sendo que parte da produção foi utilizada nas operações das UHEs Jupiá e Ilha Solteira e outra parcela doada a entidades do entorno. O outro abrangeu o desenvolvimento de testes rápidos de diagnóstico sorológico da doença, com investimento de R\$ 2 milhões e capacidade de produção mensal de 3 milhões de testes ao final do projeto.

Na Rio Paraná, também em parceria com o Senai, e com participação da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), foi iniciado um projeto de P&D para avaliação de desempenho de tecnologias fotovoltaicas. Com horizonte de dois anos, a iniciativa avaliará a performance de diferentes painéis e inversores em condições reais de aplicação no país. Outro destaque do período foram os dois projetos viabilizados a partir da aprovação na Chamada de Projeto de P&D Estratégico da Aneel visando o “Desenvolvimento de Soluções em Mobilidade Elétrica Eficiente”. O primeiro trata-se de um piloto para implementar postos de carregamento e uma frota de veículos elétricos entre as UHEs Jupiá e Ilha Solteira, com investimento de R\$ 8,2 milhões até 2022. O segundo pretende criar uma plataforma digital de comercialização de energia elétrica para postos de recarga de veículos elétricos, com a aplicação de R\$ 6,2 milhões até 2021.

Em 2020, os recursos de P&D da CTG Brasil somaram R\$ 24,8 milhões, um aumento de 88% em relação ao período anterior. Cerca de 70% desse montante foi direcionado em três frentes de trabalho: geração solar; segurança regulatória para comercialização; e combate à pandemia e retomada pós-Covid. Para saber mais sobre os projetos no ano, [clique aqui](#) e acesse o Anuário de P&D.

Recursos de P&D por linha de pesquisa (R\$ milhões)



Contexto regulatório

A conclusão do Acordo GSF foi um dos principais marcos regulatórios do ano 2020, com impactos significativos sobre as operações das geradoras da CTG Brasil. Sancionado pela Lei nº 14.052/2020 e regulamentado pela Resolução Normativa nº 895/2020 da Aneel, o Acordo prevê a possibilidade de as empresas geradoras serem ressarcidas pelos impactos causados por riscos não hidrológicos, decorrentes de:

- restrições ao escoamento de energia das usinas hidrelétricas estruturantes em função do atraso na entrada em operação de instalações de transmissão;
- da diferença entre a garantia física outorgada na fase de motorização das usinas hidrelétricas estruturantes e os valores da agregação efetiva de cada unidade geradora motorizada ao Sistema Interligado Nacional (SIN);
- geração termelétrica despachada fora da ordem de mérito.

Esses eventos são considerados como efeitos não hidrológicos que causaram um aprofundamento na exposição do Fator de Ajuste da Garantia Física (Generation Scaling Factor – GSF) ao longo dos anos e, conseqüentemente, perdas financeiras às hidrelétricas. O Acordo firmado prevê a quitação dos débitos em aberto no mercado de curto prazo e obtenção, como contrapartida, de extensão do prazo de concessão das UHEs elegíveis.

As Controladas Rio Paranapanema, Rio Verde e Rio Canoas tomaram a decisão de aderir ao Acordo GSF ainda em 2020 e aguardam os trâmites necessários para a efetiva assinatura em 2021. Com base nessa decisão e em um esforço coordenado com os demais agentes do setor para garantir a comparabilidade de desempenho entre as geradoras, essas Controladas já reconheceram os efeitos do Acordo GSF em seus resultados de 2020 (saiba mais na seção Desempenho econômico-financeiro), envolvendo a contabilização do ativo intangível de R\$ 910,8 milhões e a previsão de extensão das concessões conforme a tabela abaixo.

Efeitos do Acordo GSF por Controlada

	Extensão da concessão estimada (meses)	Ativo intangível estimado reconhecido em 2020 (R\$ mil)
Rio Paranapanema	29,1 (média)	849.247
Rio Verde	60,4	49.637
Rio Canoas	21,9	11.883

A efetiva adesão ao Acordo em 2021 encerra os processos judiciais anteriormente em andamento por parte das Controladas Rio Paranapanema, Rio Sapucaí Mirim e Rio Verde que discutem a questão do GSF.

Os efeitos para a Rio Paraná não foram considerados em 2020, pois em um primeiro momento as usinas cotistas não haviam sido consideradas pela Aneel na repactuação. Apesar de a Aneel ter revisto esse posicionamento e considerado a parcela livre das usinas cotistas na Resolução Normativa nº 895/2020, a Rio Paraná não teve parâmetros para calcular previamente uma estimativa satisfatória dos valores de ressarcimento para a Companhia. Neste momento, a Rio Paraná aguarda a publicação e a homologação dos valores oficiais pela CCEE e pela Aneel, o que deve ocorrer até o início de abril para seguir com o reconhecimento dos efeitos em 2021.

Além das questões do GSF, a conclusão de processo administrativo da Rio Verde no âmbito da Aneel reconheceu o excludente de responsabilidade e concedeu extensão de 483 dias no prazo de concessão da UHE Salto. Dessa forma, a concessão da Rio Verde passou a ter vencimento em 2039.

Outras deliberações no âmbito legislativo nacional que visam a modernização do setor elétrico brasileiro, como o PL 232/2016 e o PL 1.917/2015, pouco avançaram no ano. Devido à pandemia da Covid-19, as pautas perderam urgência de votação, mas seguem em discussão no Senado e na Câmara e são de alta relevância para o contínuo aprimoramento do setor. A CTG Brasil acompanha a evolução dessas discussões.

Ao longo do ano, a implantação da primeira fase do PLD horário ocorreu conforme previsto e com engajamento dos diversos atores do setor elétrico. Desde janeiro, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) adotou o Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo (Dessem) na programação de operação. A segunda fase iniciará em janeiro de 2021, quando a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) vai adotar o Dessem no cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), na contabilização e na liquidação do Mercado de Curto Prazo.

Conjuntura econômica e setorial

A pandemia de Covid-19 impactou severamente a atividade econômica e, por sua vez, o setor elétrico do país em 2020. Conforme dados do IBGE, o Produto Interno Bruto (PIB) apresentou retração de 4,1% no período. A taxa básica de juros (Selic) encerrou o ano em 2,0% - mais baixo patamar histórico – e a inflação do período, medida pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), foi de 4,52%, enquanto a inflação medida pelo Índice Geral de Preços - Mercado (IGP-M) foi de 23,14%.

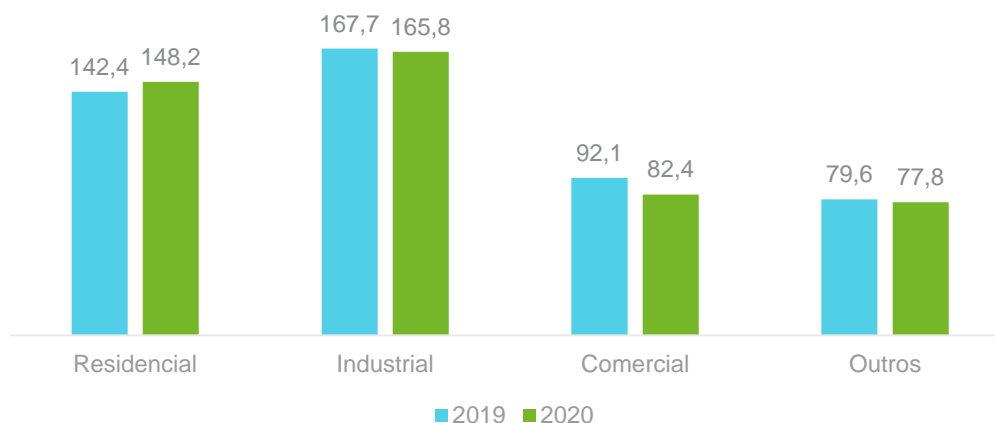
A valorização do dólar frente ao real alcançou patamares elevados, sendo que a cotação da moeda estrangeira passou de R\$ 4,03 no início do ano para R\$ 5,20 no fim de 2020. A CTG Brasil está exposta à variação cambial por causa da dívida da Rio Paraná com partes relacionadas (intragrupo) em dólar, por isso o câmbio é continuamente monitorado. Além disso, a elevação atípica do IGP-M no ano tem impacto nos passivos relacionados às liminares mantidas pelas Controladas.

Indicadores macroeconômicos

%	2020	2019
IGP-M	23,14%	7,31%
IPCA	4,52%	4,31%
Taxa de câmbio (USD)	5,1967	4,0307
Taxa Selic	2,00%	4,50%

Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo de energia elétrica no Brasil totalizou 474 mil GWh em 2020, uma diminuição de 1,6% em relação ao ano anterior. Apenas a classe de consumo residencial registrou crescimento, de 4,1%, principalmente devido às medidas de distanciamento social. Entre os setores produtivos, o mais atingido foi o comércio (queda de 10,5%), e a indústria registrou redução de 1,1%). Na avaliação por ambiente de comercialização, o mercado livre continuou a receber novas organizações que compram sua energia diretamente de geradores e comercializadores. De acordo com boletim da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel), o mercado livre reunia mais de 8 mil consumidores, um aumento de 22% em relação a 2019.

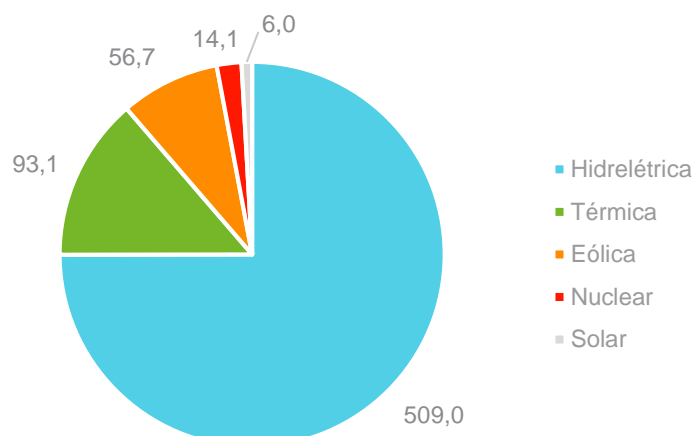
Consumo de energia elétrica no Brasil por classe em 2020 (mil GWh)



As usinas hidrelétricas, responsáveis por 65,8% da capacidade instalada de geração do Brasil, operam de forma centralizada e comandada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). A entidade, responsável pela coordenação e operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), avalia diversos parâmetros climáticos e operacionais (como a segurança hídrica) para ordenar a geração de energia.

As hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado do ONS compõem o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), uma espécie de condomínio em que a maior produção de uma usina compensa a geração inferior das outras. Em 2019, essas usinas foram responsáveis pela geração de 75% da energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN).

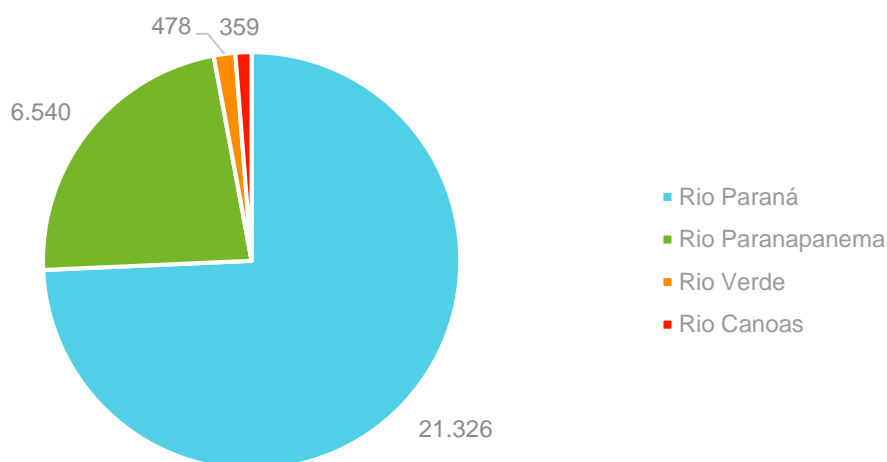
Energia gerada no SIN por fonte em 2020 (mil GWh)



Desempenho operacional

A geração bruta de energia elétrica das usinas no portfólio da CTG Brasil totalizou 28.702,9 GWh em 2020, uma redução de 3,0% na comparação anual devido às condições hidrometeorológicas desfavoráveis observadas no ano, com ocorrência de precipitações e vazões abaixo da média histórica. A disponibilidade do parque gerador foi de 94,94%, sendo que todas as usinas estão acima dos índices de referência previstos na regulação do setor.

Produção de energia em 2020 (GWh)



Produção de energia

GWh	2020	2019	Variação (%)
Rio Paraná	21.325,5	20.609,0	+ 3,5
Rio Paranapanema	6.540,4	7.740,8	- 15,5
Rio Verde	478,2	621,5	- 23,1
Rio Canoas	358,7	622,1	- 42,3
Total	28.702,9	29.593,4	-3,0

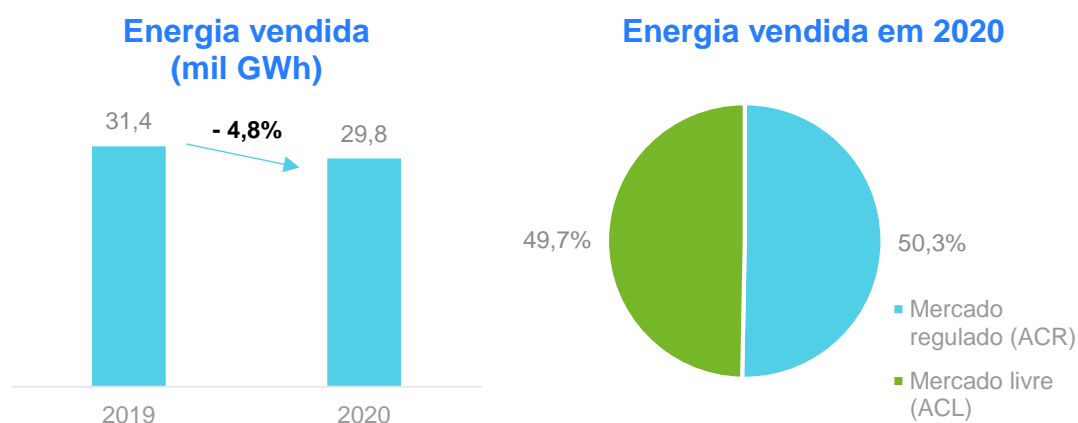
Índice de disponibilidade*

%	2020	2019	Limite regulatório
Rio Paraná	93,51%	93,40%	89,58%
Rio Paranapanema	97,76%	97,51%	92,45%
Rio Verde	96,60%	96,44%	92,83%
Rio Canoas	98,01%	98,43%	92,32%
Consolidado	94,94%	94,80%	90,56%

*O Índice de Disponibilidade é calculado através da TEIP e da TEIfa (taxas equivalentes de indisponibilidade programada e forçada, respectivamente, considerando 60 valores mensais apurados, relativos aos meses imediatamente anteriores ao mês vigente). Sua fórmula de cálculo é: $ID = (1 - TEIP) * (1 - TEIfa)$. Os valores apresentados referem-se ao mês de dezembro em cada ano.

As estratégias de comercialização e sazonalização mais uma vez se mostraram assertivas e contribuíram para os resultados obtidos no ano. No início de 2020, operações bem-sucedidas permitiram a constituição de um saldo positivo, que compensou os impactos negativos dos meses subsequentes, decorrentes da pandemia de Covid-19 e do cenário hidrológico no quarto trimestre do ano. A partir de agosto, a retomada paulatina da atividade econômica voltou a elevar a demanda por energia.

A comercialização da energia gerada pela Companhia é realizada por uma área específica e cujos processos são certificados na ISO 9001. A CTG Brasil vendeu 29,8 mil GWh de energia no ano, sendo 50,3% direcionados ao mercado regulado e 49,7% ao mercado livre. No mercado regulado, o pacote de medidas do governo federal em apoio às distribuidoras para enfrentar os impactos da pandemia contribuiu para a manutenção dos contratos. No mercado livre, um pacote de condições de prazo e taxas para renegociação de contratos foi oferecido a todos os clientes que demonstraram interesse em rever as condições de compra de energia. Com essa medida, a CTG Brasil registrou 100% de adimplência ao longo do ano.



Um destaque do período foi a reativação da CTG Trading na Aneel e na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em agosto. O relançamento no mercado dessa entidade foi acompanhado pelo fortalecimento da equipe e aprimoramento dos mecanismos de avaliação de cenários climáticos e previsão de mercado de energia. O novo negócio dessa empresa será atuar na compra e venda de energia no mercado livre, sem envolvimento na comercialização da energia gerada pelo portfólio da CTG Brasil (Trading Direcional). A expectativa é consolidar a operação da CTG Trading nos próximos três anos.

Desempenho econômico-financeiro

Principais indicadores

R\$ mil (exceto quando indicado)	2020	2019	Variação (%)
Receita operacional bruta	5.781.681	5.535.537	4,4
Receita de ativos financeiros	416.187	265.335	56,9
Outras receitas	1.743	1.634	6,7
(-) Deduções à receita operacional	(996.076)	(957.781)	4,0
Receita operacional líquida	5.203.535	4.844.725	7,4
(-) Custos e despesas operacionais	(1.192.805)	(2.335.289)	- 48,9
Resultado de participações societárias	32.300	45.575	-29,1
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	4.043.030	2.555.011	58,2
Ebitda	4.678.660	3.197.249	46,3
Margem Ebitda (%)	89,9%	66,0%	23,9 p.p.
Resultado financeiro	(1.531.373)	(796.773)	92,2
Resultado antes dos impostos	2.511.657	1.758.238	42,9
Lucro líquido do exercício	1.782.414	1.343.720	32,6
Margem líquida (%)	34,3%	27,7%	6,5 p.p.
Lucro líquido básico e diluído por quotas	0,11631	0,08670	34,1

Em ano totalmente atípico, a CTG Brasil e suas Controladas apresentaram um resultado operacional positivo e sofreram, também, os impactos do cenário macroeconômico instável no resultado financeiro.

O grande destaque de 2020 foi a evolução nas discussões em torno da liminar do Generation Scaling Factor (GSF) – Fator de Ajuste da Garantia Física, com a promulgação da Lei nº 14.052 e regulamentação pela Resolução Aneel nº 895/2020. A partir disso, houve o reconhecimento de ativo intangível relativo à extensão dos contratos de concessão das usinas das Controladas Rio Paranapanema Energia, Rio Canoas, Rio Verde, e Rio Sapucaí-Mirim que, como previsto em lei, corresponde à compensação dos impactos “não hidrológicos” que afetaram o GSF e os resultados no passado. A contrapartida desse ativo intangível foi o lançamento no resultado de uma recuperação de custos no valor de R\$ 910,8 milhões.

Outro fator de destaque no ano foi a reversão parcial da provisão pela não recuperabilidade de ativos lançada no passado na Controlada indireta, Rio Sapucaí-Mirim. Essa reversão, no montante de R\$ 43,5 milhões, deu-se em virtude da melhora nas projeções do teste anual de recuperabilidade na Controlada.

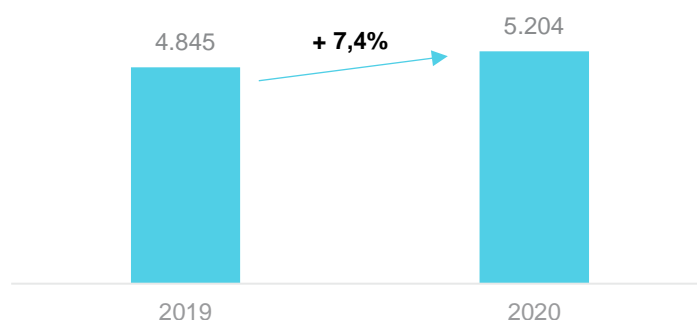
Receita

O Companhia apresentou um aumento de 7,4%, ou R\$ 358,8 milhões, na receita operacional líquida quando comparada ao desempenho do ano de 2019.

Nas receitas operacionais, destaca-se a elevação da receita proveniente do mercado regulado (ACR) na Rio Paraná, em virtude do reajuste anual das receitas de quotas pelo IPCA e de um aumento extra de 3,05% previsto no contrato de concessão, obtido em virtude do bom desempenho de disponibilidade das usinas Ilha Solteira e Jupia. Além disso, houve também um desempenho positivo com receitas adicionais no mercado de curto prazo (MCP) em todas as Controladas.

Nas receitas de ativos financeiros da Rio Paraná, o aumento deve-se basicamente, ao incremento do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), considerado na comparação entre os dois exercícios (2020: 5,62% e 2019: 3,75%). O IPCA é o indicador utilizado para atualização da remuneração da outorga, cuja aplicação é acumulada.

Receita operacional líquida (R\$ milhões)



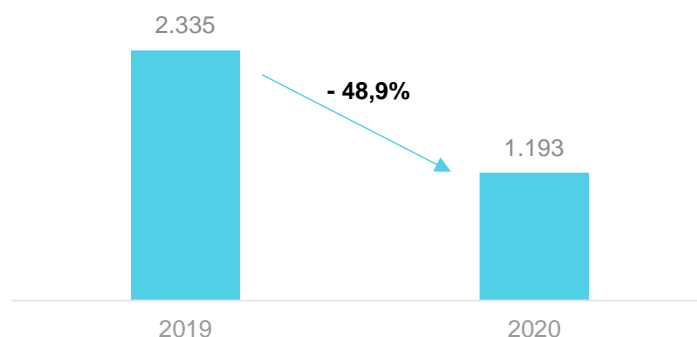
Custos e despesas operacionais

R\$ mil (exceto quando indicado)	2020	2019	Variação (%)
Pessoal	(256.244)	(253.898)	0,9
Material	(26.884)	(26.464)	1,6
Serviços de terceiros	(162.945)	(150.518)	8,3
Energia comprada	(558.621)	(774.073)	- 27,8
Provisão para perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	(32.478)	-	100,0
Depreciação e amortização	(635.630)	(642.238)	- 1,0
Encargos de uso da rede elétrica	(313.266)	(289.951)	8,0
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)	(73.678)	(79.021)	- 6,8
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)	(13.448)	(7.695)	74,8
Seguros	(19.162)	(19.965)	- 4,0
Aluguéis	(3.743)	(3.704)	1,1
Provisões para riscos	(17.561)	(33.767)	- 48,0
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	(1.344)	(11.957)	- 88,8
Provisão para perda na alienação de bens	-	(23.537)	- 100,0
Reversão parcial de provisão pela não recuperabilidade de ativos	43.483	-	100,0
Extensão contrato de concessão GSF	910.765	-	100,0
Outros	(32.049)	(18.501)	73,2
	(1.192.805)	(2.335.289)	- 48,9

As despesas operacionais apresentaram, em 2020, uma redução de R\$ 1.142,5 milhões em relação a 2019. Esse comportamento atípico deu-se principalmente por fatores não recorrentes ocorridos do ano de 2020, conforme abaixo:

- **Extensão contrato de concessão GSF** | R\$ 910,8 milhões relativos à recuperação de custos em contrapartida à constituição de ativo intangível referente à extensão dos contratos de concessão das usinas da Rio Paranapanema, Rio Canoas, Rio Verde e Rio Sapucaí-Mirim. Tal reconhecimento deu-se pela evolução nas discussões do GSF;
- **Reversão parcial pela não recuperabilidade de ativos** | R\$ 43,5 milhões em razão das melhores projeções de resultado no teste anual de recuperabilidade da Controlada indireta Rio Sapucaí-Mirim. A última revisão que indicou recuperabilidade parcial da imparidade dessa controlada ocorreu em 2017.
- **Energia comprada** | Redução de R\$ 215,5 milhões, em virtude de uma melhor estratégia comercial nos contratos bilaterais e, também, de uma melhor estratégia de sazonalização da garantia física;
- **Perdas com as operações de *trading*** | R\$ 32,5 milhões, em razão da prática contábil que prevê marcação a mercado para esse tipo de operação, que é tratada como instrumento financeiro ao valor justo na Controlada indireta CTG Brasil Trading, reativada em 2020.

Custos e despesas operacionais (R\$ milhões)

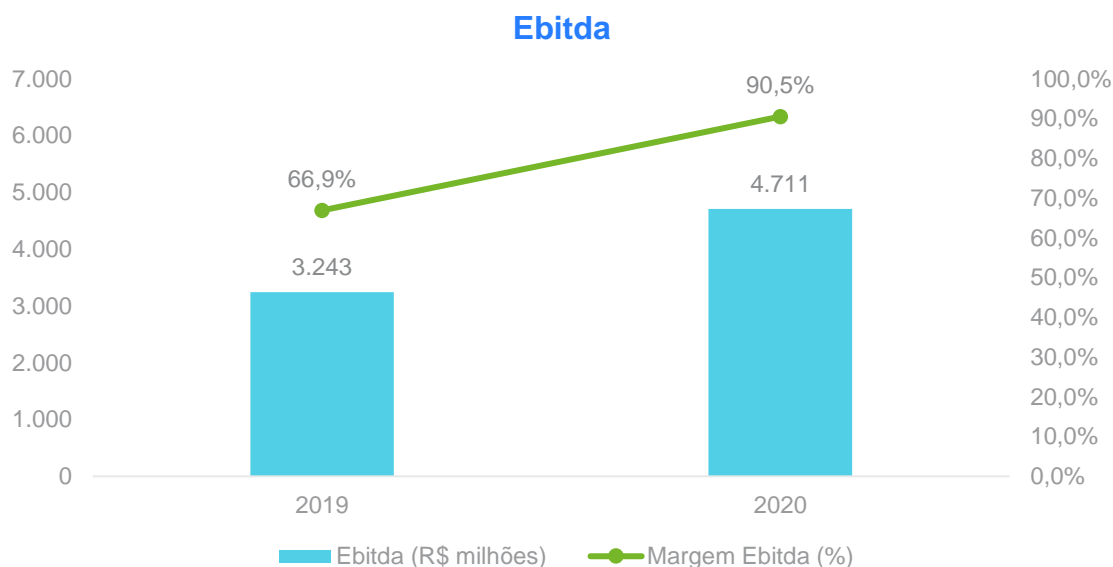


Ebitda e margem Ebitda

R\$ mil (exceto quando indicado)	2020	2019	Variação (%)
Lucro líquido do exercício	1.782.414	1.343.720	32,6
Imposto de renda e contribuição social	729.243	414.518	- 75,9
Resultado financeiro (líquido)	1.531.373	796.773	92,2
Depreciação e amortização	635.630	642.238	- 1,0
Ebitda	4.678.660	3.197.249	46,3
Margem Ebitda (%)	89,9%	66,0%	23,9 p.p.

O Ebitda, ou Lajida, é uma medição não contábil calculada tomando como base as disposições da Instrução CVM nº 527/2012, com o lucro líquido acrescido do resultado financeiro líquido, imposto de renda e contribuição social, depreciação e amortização. A Administração da Companhia, acredita que o Ebitda fornece uma medida útil de seu desempenho, tratando-se de um indicador que é amplamente utilizado por investidores e analistas para avaliar o desempenho e comparar empresas. O Ebitda não deve ser considerado como uma alternativa ao fluxo de caixa como indicador de liquidez.

O Ebitda da CTG Brasil apresentou um aumento de R\$ 1.468,1 milhões, o que representa 45,3% a mais que o desempenho do ano de 2019. Essa evolução é atribuível principalmente aos fatores não recorrentes relativos: (i) ao reconhecimento da recuperação de custo em razão da evolução das questões envolvendo a judicialização do GSF; (ii) e à reversão parcial da provisão para recuperabilidade do ativo da controlada indireta Rio Sapucaí-Mirim. É importante destacar que operacionalmente (excluindo os fatores não recorrentes) o desempenho do Ebitda foi bastante positivo, em razão da estratégia assertiva de comercialização dos contratos bilaterais e da sazonalização da garantia física das Controladas.



Resultado financeiro

R\$ mil (exceto quando indicado)	2020	2019	Variação (%)
Receitas	937.097	898.663	4,3
Despesas	(2.468.470)	(1.695.436)	45,6
Resultado financeiro líquido	(1.531.373)	(796.773)	92,2

O resultado financeiro líquido apresentado em 2020 foi negativo em R\$ 1.531,4 milhões, representando uma piora de 92,2%, ou R\$ 734,6 milhões, comparativamente ao ano de 2019. Acerca dessa variação negativa, vale destacar:

- Aumento de R\$ 887,1 milhões no resultado negativo decorrente da variação cambial líquida incidente sobre o empréstimo em dólares da Rio Paraná com a CTG Luxemburgo. Esse resultado foi causado pela desvalorização do real (R\$) frente ao dólar (USD) no ano de 2020;
- Aumento de R\$ 81,1 milhões nas despesas de juros incidentes sobre o empréstimo em dólares da Rio Paraná com a CTG Luxemburgo;
- Na Rio Parapanema, houve aumento de R\$ 372,5 milhões na despesa financeira de variação monetária, principalmente pela elevação atípica do IGP-M, que corrige o passivo relativo às liminares mantidas pela Controlada (GSF e Garantia Física). Esse aumento foi parcialmente compensado pela receita financeira, no montante de R\$ 131,8 milhões, relativa à correção monetária incidente sobre os recebíveis relacionados à inadimplência com a CCEE.
- Queda de R\$ 84,3 milhões nas receitas financeiras de aplicação financeira do caixa da CTG Brasil, principalmente em virtude de queda do CDI na comparação entre os dois anos;

- Redução de R\$ 372,8 milhões na despesa de atualização monetária referente ao ajuste a valor presente do passivo relativo à provisão constituída para grandes reparos, em virtude de revisão do cronograma que estendeu a data final prevista para conclusão do projeto de modernização das usinas da Rio Paraná;
- Redução de R\$ 182,4 milhões nas despesas financeiras de juros relativos ao empréstimo mantido pela Rio Paraná com o Banco Mitsubishi, principalmente em razão da queda do CDI no exercício.
- Nas demais Controladas – Rio Paranapanema, Rio Verde e Rio Canoas – também foram observadas reduções nas despesas financeiras de suas dívidas correntes com as instituições financeiras, em virtude das amortizações realizadas no período e, também, da redução dos indicadores de correção desses financiamentos

Endividamento

R\$ mil (exceto quando indicado)	Remuneração	Vencimento	2020	2019	Variação (%)
China Three Gorges (Luxemburg) Energy S.A.R.L	4,29% ao ano + USD	20/05/2023	3.625.934	3.605.579	0,6
Tokyo – Mitsubishi	DI + 0,45% o ano	29/06/2023	2.025.562	2.701.631	- 25,0
BNDES	TJLP + 2,43% ao ano	16/06/2031	292.776	320.725	- 8,7
BNDES	TJLP	16/06/2031	1.430	1.568	- 8,8
BNDES	TJLP + 1,81% ao ano	15/09/2026	121.514	142.679	- 14,8
BNDES	TJLP + 2,16% ao ano	15/09/2026	9.008	10.577	- 14,8
Debêntures	IPCA + 6,07% ao ano	16/07/2023	380.681	364.377	4,5
Debêntures	IPCA + 7,01% ao ano	20/05/2021	116.899	223.708	- 47,7
Debêntures	DI + 0,40% ao ano	15/08/2020	-	224.259	-100,0
Debêntures	IPCA + 5,90% ao ano	15/08/2022	231.503	221.170	4,7
Debêntures	106,75% do DI ao ano	15/03/2023	160.385	161.684	- 0,8
Debêntures	IPCA + 5,50% ao ano	15/03/2025	185.333	177.348	4,5
Debêntures	DI + 1,05% ao ano	15/06/2023	239.476	239.337	0,1
Debêntures	IPCA + 6,15% ao ano	16/06/2025	260.581	248.139	5,0
			7.651.082	8.642.781	-11,5

A dívida líquida – que é composta pelo endividamento deduzindo-se os recursos de caixa e equivalentes de caixa – apresentou aumento de R\$ 1.290 milhões, ou 26,6%, em comparação à posição no final do ano de 2019. Acerca dessa variação, vale destacar:

- Redução de R\$ 2.281,7 milhões na posição final de caixa e equivalentes de caixa em razão das amortizações das dívidas das Controladas e, também, pelo pagamento de dividendos e JCP ao longo do exercício;
- Redução de R\$ 991,7 milhões nos saldos das dívidas das Controladas, em virtude de amortizações ocorridas no período sem refinanciamentos. Essa redução foi

compensada parcialmente pelo aumento do saldo da dívida em dólares da Rio Parana com a CTG Luxemburgo, impactada pela desvalorização do real (R\$) frente ao dólar (US\$) em 2020.

R\$ mil (exceto quando indicado)	2020	2019	Variação (%)
Debêntures	1.574.858	1.860.022	- 15,3
Curto prazo	376.967	355.375	6,1
Longo prazo	1.197.891	1.504.647	- 20,4
Empréstimos	2.025.562	2.701.631	-25,0
Curto prazo	675.562	676.631	- 0,2
Longo prazo	1.350.000	2.025.000	-33,3
Financiamentos	424.728	475.549	- 10,7
Curto prazo	51.819	52.066	- 0,5
Longo prazo	372.909	423.483	- 11,9
Partes relacionadas	3.625.934	3.605.579	0,6
Curto prazo	621.592	809.281	- 23,2
Longo prazo	3.004.342	2.796.298	7,4
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(1.486.448)	(3.766.524)	- 60,5
(-) Aplicações financeiras vinculadas	(22.714)	(24.310)	- 6,6
Dívida líquida	6.141.920	4.851.947	26,6

Lucro líquido

Em virtude de todos os fatores detalhados acima, com destaque para os eventos não recorrentes do ano, o lucro líquido da CTG Brasil apresentou aumento de R\$ 438,7 milhões, ou 32,7%, na comparação com o desempenho obtido no ano de 2019.



Sustentabilidade

A visão de sustentabilidade da CTG Brasil é norteada por sua Política de Sustentabilidade, que definiu em 2017 seis pilares de atuação, e por sua matriz de materialidade, elaborada em 2019. O modelo de negócio da Companhia tem uma conexão mais intrínseca com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) 7, 8 e 15. Por isso, o foco de atuação é direcionado às contribuições para esses ODS, incluindo a perspectiva de, até 2022, definir metas de sustentabilidade que evidenciem essa geração de valor.

Em 2020, a Companhia iniciou um programa de Educação para a Sustentabilidade, o “Pense Responsável”, envolvendo o engajamento da liderança em encontros e palestras, além de ações de educomunicação para todo o quadro de colaboradores. Entre as iniciativas mais amplas do programa, destacaram-se a criação de uma trilha de aprendizagem de sustentabilidade e a realização do CTG Expert, encontro on-line para falar de sustentabilidade com os profissionais.

Em 2020, a CTG Brasil conquistou a tríplice certificação de 12 usinas de seu portfólio nas normas ISO 9001 (qualidade), 14001 (meio ambiente) e 45001 (saúde e segurança). A certificação do Sistema de Gestão Integrado abrange todas as atividades operacionais e será ampliada em 2021 para as duas usinas da Rio Paraná. Nesse mesmo período, a Companhia também pretende certificar todo o parque gerador na norma ISO 55001 (gestão de ativos). Esses esforços são importantes, pois contribuem para o alinhamento da gestão às melhores práticas de mercado e garantem o gerenciamento adequado dos riscos e mecanismos de controle associados a esses temas.

ODS prioritários para a CTG Brasil



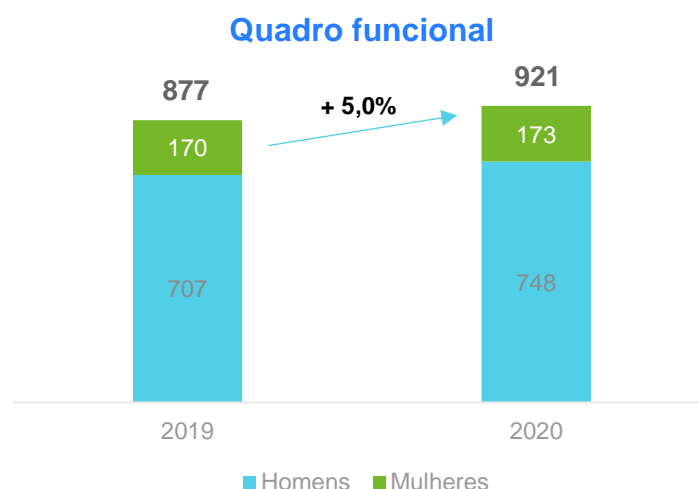
Principais indicadores de sustentabilidade

	2020	2019	Variação (%)
Ambiental			
Investimentos ambientais (R\$ mil)	22.863	17.113	33,6
Emissões diretas de GEE (escopos 1 e 2) (tCO ₂ e)	1.691,8	1.873,4	- 9,7
Área reflorestada (hectares)	156	240	- 35,0
Social			
Número de profissionais no quadro funcional	921	877	5,0
Taxa de frequência de acidentes registráveis entre profissionais da Companhia	0,00	0,00	-
Taxa de frequência de acidentes registráveis entre contratados	3,53	2,53	39,6
Investimento social (R\$ mil)	14.105	12.741	10,7
Governança			
Número de membros do Conselho de Administração	2	2	-
Manifestações recebidas no Linha Ética*	64	54	18,5

*Relatos recebidos pela CTG Brasil

Pessoas

No encerramento de 2020, a CTG Brasil contava com 921 colaboradores (81% homens e 19% mulheres), além de 264 terceiros e 19 estagiários. Esse quadro funcional é 5% maior do que o do ano anterior, e a taxa de rotatividade da Companhia para o período foi de 6,6%.



Como forma de reforçar um dos valores da Companhia, “Pessoas são a nossa energia”, uma das iniciativas lançadas em 2020 foi a Academia CTG Brasil, um ecossistema de aprendizagem que envolveu todos os profissionais e que é composto por iniciativas presenciais e on-line. Em razão da pandemia, houve destaque para a Academia Digital, uma plataforma de educação continuada para Aprendizagem Autônoma e Digital. Disponível para 100% do público interno, é composta por 86 trilhas de conhecimento construídas em 2020, além de artigos, *podcasts*, vídeos e livros.

O Leadership Development Program (LDP), iniciativa integrante da Academia CTG voltada para toda a liderança, endereçou reais necessidades do negócio e trabalhou temas como Gestão de Pessoas/Liderança e Visão de Mercado/Negócios. O engajamento desse público no LDP ocorreu por meio sessões de aquecimento sobre esses assuntos, uma vez que os módulos presenciais foram postergados para 2021.

A fim de gerar um ambiente de segurança psicológica, a Companhia aderiu, em abril, ao movimento “Não Demita”, em que se comprometeu em manter os empregos de seus profissionais. Adicionalmente, foram contratados novos integrantes para o time, reforçando o compromisso com a sociedade. Foram implantadas, ainda, iniciativas de *mindfulness*, yoga e palestras sobre saúde em todos os aspectos, com o objetivo de trabalhar a questão da saúde emocional dos nossos colaboradores, principalmente nesse cenário de pandemia, e reforçando a importância de garantir o equilíbrio entre vida pessoal e profissional.

Todos que podiam exercer suas atividades de forma remota, sem impactar a geração de energia, passaram a trabalhar nesse formato desde o início da pandemia. Para as funções cuja atuação presencial era imprescindível, dada a natureza do negócio como atividade

essencial, todas as medidas de precaução foram tomadas. As instalações das usinas contaram com rígidos procedimentos de higienização, protocolos para o distanciamento social e disponibilização de equipamentos para a proteção individual, como máscaras e álcool em gel. As equipes que ficaram isoladas, hospedadas em pousadas ou alojamentos dentro das usinas e trabalhando em sistema de rodízio, puderam contar com um trabalho especializado de apoio psicoemocional e um bônus de reconhecimento. Elas tiveram um monitoramento muito próximo da gestão, além de serem submetidas periodicamente a testes sorológicos para identificação da doença. Na CTG Brasil, 142 profissionais foram envolvidos nesse modelo de trabalho.

No período, 46 profissionais tiveram diagnóstico positivo para a Covid-19, sendo encaminhados para tratamento. Não foram registrados óbitos de profissionais da Companhia decorrentes da doença.

O compromisso com a saúde e segurança dos trabalhadores não se restringiu às medidas relacionadas à pandemia. Desde 2018, a Companhia monitora mensalmente as condições de segurança das instalações por meio do Índice de Segurança Preventiva (ISP), além de contar com um conjunto de treinamentos e divulgações do tema para seus profissionais, comitês de gestão de saúde e segurança e requisitos aplicáveis às contratadas.

Em 2020, assim como no ano anterior, a Companhia não registrou acidentes com os profissionais e comunidades no entorno das usinas. Entretanto, houve oito acidentes envolvendo contratados, sendo um deles, em novembro, uma ocorrência fatal na UHE Jupia, da Rio Paraná. Todo o auxílio necessário foi fornecido pela Companhia, que investigou as causas-raiz do acidente e alterou o procedimento operacional, em conjunto com a contratada, para que esse tipo de situação não se repita. Além disso, foi estruturado um grupo de trabalho para, de forma abrangente e proativa, avaliar e identificar oportunidades no sistema de gestão de segurança, estruturando um robusto plano de ação de melhorias.

Comunidades

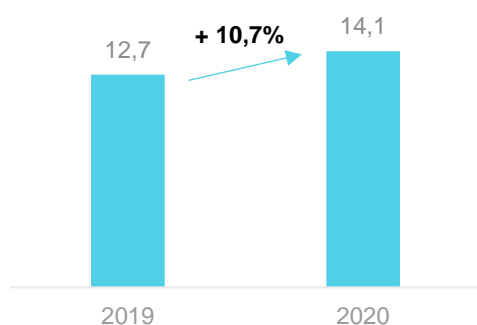
A estratégia de atuação da CTG Brasil para contribuir com o desenvolvimento das comunidades onde estão instalados seus ativos é direcionada para o fomento à geração de renda, por meio do emprego e do empreendedorismo. Esse viés de atuação social complementa a visão da Companhia de ser agente de transformação social, atuando em parceria com entidades locais em prol do desenvolvimento regional.

Em 2020, a Companhia iniciou dois projetos nesse contexto, em parceria com o Instituto Meio. Um deles identificará cadeias produtivas e grupos organizados na região da UHE Garibaldi (Rio Canoas) e fornecerá suporte financeiro e de qualificação a alguns desses grupos. O outro está sendo implementado em Avaré, região de influência da Rio Paranapanema, e envolve o desenvolvimento de capacitação on-line para empreendedores locais.

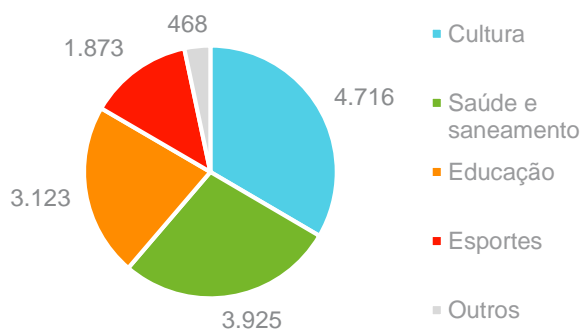
Ainda no último ano, a realização do primeiro Edital de Recursos Incentivados para o Desenvolvimento Local, conferiu maior democratização e transparência à seleção de projeto para apoio via leis de incentivo. Além disso, o processo fortaleceu o alinhamento das iniciativas apoiadas à visão corporativa de desenvolvimento local, com foco na promoção de um legado para as localidades de atuação. O Edital registrou 278 inscrições, das quais 21 foram aprovadas. Os recursos, direcionados ainda em dezembro de 2020, somaram R\$ 13,4 milhões e representaram 95% do investimento social total da CTG Brasil no ano.

Ao longo do período, das 22 iniciativas incentivadas de organizações da sociedade civil que receberam recursos da Companhia em dezembro de 2019 e estavam planejados para ocorrer em 2020, 59% precisaram ser adaptadas devido à pandemia de Covid-19, como a adaptação para o modelo on-line e a distância ou ocorrendo presencialmente, mas respeitando as medidas de distanciamento social recomendadas. Os demais 41% serão executados em 2021 ou 2022, com a melhoria do cenário de saúde das regiões-foco dos projetos. Em 2020, seis projetos com recursos próprios (5% do investimento total da CTG Brasil) foram iniciados ou executados, totalizando um desembolso no período de R\$693 mil.

**Investimento social
(R\$ milhões)**



**Investimento social por área
em 2020 (R\$ mil)**



Outro destaque de 2020 foi o início de um projeto de P&D direcionado à promoção do turismo sustentável. A iniciativa envolveu o mapeamento de tendências de inovação social no tema e um desafio lançado publicamente para a identificação de propostas transformadoras de desenvolvimento e gestão do turismo sustentável. Das quase 200 propostas inscritas, 3 foram vencedoras e receberão R\$ 100 mil cada, além de passarem por um processo de aceleração e mentoria ao longo de 2021.

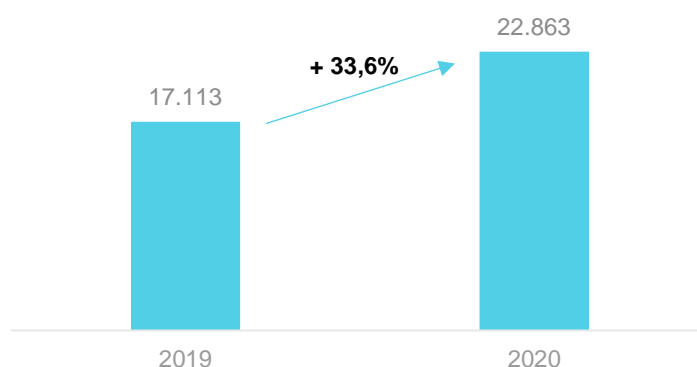
Em relação às ações para combater a pandemia de Covid-19, a CTG Brasil enviou, em março, 50 mil macacões de proteção química e biológica para a China e intermediou, em junho, a doação da CTG Corporation de equipamentos hospitalares ao governo estadual de São Paulo, no valor total de R\$ 7,5 milhões (€ 1,3 milhão). A contribuição para evitar a disseminação do novo coronavírus também envolveu projetos de P&D em parceria com o Senai (saiba mais na página 16).

Especificamente no âmbito das controladas, dois avanços significativos no ano merecem ser ressaltados. A Rio Paranapanema continuou a participar da Sala de Crise do Paranapanema, fórum articulado pela Agência Nacional de Águas (ANA), com a participação de diversos órgãos públicos, agentes de geração de energia e Comitês de Bacias do Paranapanema, Alto Paranapanema e Paraná. Na Sala de Crise, o debate amplo e aberto às comunidades sobre as condições das bacias contribui para a transparência e a união de esforços em prol do uso responsável dos recursos hídricos. A Rio Canoas concluiu no último ano a desmobilização da linha de transmissão provisória construída em 2013 para conectar a UHE Garibaldi à subestação Barra Grande. As torres e cabos instalados em cerca de 70 propriedades rurais, totalizando extensão de 26 km, foram removidas.

Meio ambiente

A gestão ambiental da CTG Brasil atua de maneira sistêmica sobre todos os potenciais impactos de suas operações, tanto dentro das usinas quanto em seu entorno. Em 2020, a Companhia investiu R\$ 22,9 milhões em iniciativas nesse âmbito, um aumento de 34% em relação a 2019. Além da certificação de seu Sistema de Gestão Integrado na norma ISO 14001, adotou práticas que sistematizam a prevenção de impactos ambientais gerados nas operações, como resíduos e vazamentos. Em 2021, as usinas contarão com um modelo de inspeções ambientais, similar ao que já é adotado no contexto de saúde e segurança.

Investimentos ambientais (R\$ mil)



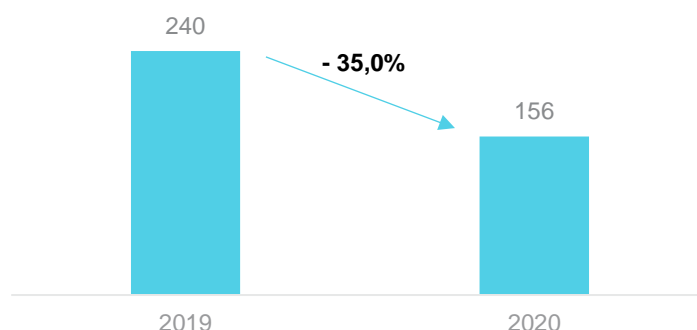
No último período, a CTG Brasil publicou pela primeira vez o inventário de gases de efeito estufa (GEE) consolidado de todas as suas empresas no Registro Público de Emissões do Programa Brasileiro GHG Protocol com Selo Ouro (auditado). Essa prática já era adotada pela Rio Paranapanema desde 2014 e foi ampliada para as demais controladas. As 1,7 mil toneladas de CO₂ equivalente geradas diretamente pela Companhia e contabilizadas nos escopos 1 e 2 do inventário – que tem ano-base 2019 – foram compensadas por meio da compra de créditos de carbono.

Inventário de emissões de GEE da CTG Brasil

tCO ₂ e	2020 (ano-base 2019)	2019 (ano-base 2018)
Escopo 1	1.610,7	1.576,8
Escopo 2	81,1	296,6
Escopo 3	3.123,2	3.041,6

No entorno das usinas merecem destaque as iniciativas voltadas à conservação da biodiversidade, como a reposição de peixes nos rios e o plantio de reflorestamento. Anualmente, é realizada a soltura de 3,6 milhões de alevinos, além de serem mantidos programas de monitoramento de ictiofauna e fauna silvestre que ocorrem nos entornos dos reservatórios. Em 2020, a Companhia promoveu o plantio de 260 mil mudas em uma área de 156 hectares, o equivalente a 111 campos de futebol. Em relação à proteção de espécies, a Rio Paraná gerencia o centro de conservação de fauna silvestre instalado no entorno da UHE Ilha Solteira, que abriga atualmente 420 animais.

Área reflorestada (hectares)



Em relação à gestão das bordas dos reservatórios, com o intuito de monitorar todas as suas áreas sob concessão com agilidade, precisão e gestão eficiente de custos, a Companhia consolidou, em 2020, seu sistema de monitoramento por imagens de satélite para detecção de novas ocupações em todas suas usinas hidrelétricas. Além da realização do 2º Ciclo de Monitoramento em 2020, foi iniciado também o 3º Ciclo de Monitoramento, de forma a serem realizados dois ciclos por ano a partir de 2021.

Outro destaque do período foi a premiação do projeto de P&D Monitoramento Espacial de Macrófitas, que usa imagens de satélite e dados ambientais e hidrológicos para mapear a localização e monitorar o deslocamento dessas plantas no reservatório da UHE Jupia, servindo como ferramenta de planejamento prévio para a operação da usina. O projeto teve seu principal produto, o Sistema de Monitoramento de Macrófitas (SMM) selecionado como vencedor da categoria Produto e Solução Inovadora pela International Innovation Awards (IIA – 2020) pela Enterprise Asia, plataforma que reconhece soluções notáveis e incentiva as organizações a continuar investindo em inovação.

Prêmios e reconhecimentos

Valor 1000 | A CTG Brasil ocupou a 140ª posição no *ranking* do jornal Valor Econômico, que avalia indicadores financeiros, como receita líquida e lucro líquido.

International Innovation Awards 2020 | O projeto de P&D de desenvolvimento de sistema de monitoramento de macrófitas por meio de geotecnologias foi vencedor da categoria Produto e Solução Inovadora.

Audidores independentes

A CTG Brasil conta com procedimento específico para a contratação de empresas de auditoria independente, que define requisitos alinhados à legislação aplicável e recomendações da CVM. O documento prevê o sistema de rodízio dos auditores independentes a cada cinco anos e as instâncias de aprovação para contratação e troca de auditoria (que cabe aos órgãos de governança da Companhia) e renovação dos contratos dentro do prazo de cinco anos (que podem ser autorizada pelos executivos).

O procedimento prevê ainda o estabelecimento de requisitos técnicos, escopo e forma de realização das atividades considerando os seguintes aspectos: adequação dos processos de controles internos de qualidade, incluindo aqueles que asseguram a sua independência e a de seus membros (sócio e demais profissionais); capacitação e dedicação da equipe designada para os trabalhos; experiência no setor; e honorários compatíveis com o porte e a complexidade da empresa. O documento proíbe a contratação de serviços extra que possam comprometer a independência dos auditores.

Demonstrações financeiras

Balanços patrimoniais

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019

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

Ativo	Nota	Controladora		Consolidado	
		2020	2019	2020	2019
		<i>Reapresentado nota (2.8)</i>	<i>Reapresentado nota (2.8)</i>		
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	5	55.184	1.266.460	1.486.446	3.766.524
Clientes	6	-	-	1.433.602	579.604
Tributos a recuperar	7	25.400	23.012	39.981	42.724
Repactuação do risco hidrológico	8	-	-	259	259
Ativo financeiro vinculado à concessão	9	-	-	1.286.701	1.500.699
Dividendos	11	39.011	40.330	5.926	5.963
Juros sobre capital próprio (JSCP)	12	407.367	305.505	18.899	12.396
Partes relacionadas	29	7.927	7.422	-	-
Serviços em curso		-	-	38.959	19.219
Despesas antecipadas		2.973	3.977	15.730	16.584
Operações de trading	28	-	-	26.931	-
Outros créditos		411	373	11.538	3.105
Total do ativo circulante		538.273	1.647.079	4.364.972	5.947.077
Não circulante					
Realizável a longo prazo					
Aplicações financeiras vinculadas	5.3	-	-	22.714	24.310
Clientes	6	-	-	-	1.159
Tributos a recuperar	7	-	-	2.246	2.226
Tributos diferidos	7.3	-	-	156.363	252.900
Repactuação do risco hidrológico	8	-	-	6.133	6.392
Ativo financeiro vinculado à concessão	9	-	-	9.290.512	8.658.545
Depósitos judiciais	10	-	-	540.762	524.132
Despesas antecipadas		1.898	4.625	4.707	7.757
Operações de trading	28	-	-	7.156	-
Outros créditos		-	-	3	5
		1.898	4.625	10.030.596	9.477.426
Investimentos	13	11.005.149	10.302.920	1.721.767	1.763.176
Imobilizado	14	20.153	24.643	3.993.467	4.170.456
Intangível	15	18.102	2.660	8.458.784	7.713.333
Total do ativo não circulante		11.045.302	10.334.848	24.204.614	23.124.391
Total do ativo		11.583.575	11.981.927	28.569.586	29.071.468

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Balancos patrimoniais

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019

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

Passivo	Nota	Controladora		Consolidado	
		2020	2019	2020	2019
		<i>Reapresentado nota (2.8)</i>	<i>Reapresentado nota (2.8)</i>		
Circulante					
Fornecedores	16	6.879	6.280	2.185.188	1.208.830
Salários, provisões e contribuições sociais		20.112	17.182	62.027	55.602
Tributos a recolher	7	26.594	31.827	419.776	349.151
Encargos setoriais	18	-	-	77.008	50.098
Indenização socioambiental		-	-	974	1.265
Uso do bem público (UBP)	23	-	-	289	1.610
Empréstimos	20	-	-	675.562	676.631
Financiamentos	21	-	-	51.819	52.066
Debêntures	22	-	-	376.967	355.375
Garantias bancárias	17	2.772	4.015	2.772	4.015
Dividendos	26	47.730	820.583	71.010	1.159.213
Juros sobre capital próprio (JSCP)	27	199.750	531.250	391.686	875.665
Partes relacionadas	29	124	119	624.315	811.941
Provisões para grandes reparos	19	-	-	67.135	174.737
Provisões para riscos	25	-	-	180.695	129.743
Receitas diferidas		-	-	4.373	15.378
Operações de trading	28	-	-	25.698	-
Outras obrigações		4.586	7.516	7.562	12.309
Total do passivo não circulante		308.547	1.418.772	5.224.856	5.933.629
Não circulante					
Fornecedores	16	-	-	25.005	23.535
Tributos diferidos	7.3	-	-	703.116	613.048
Encargos setoriais	18	-	-	54.356	59.842
Indenização socioambiental		-	-	15.369	11.743
Uso do bem público (UBP)	23	-	-	28.205	18.050
Empréstimos	20	-	-	1.350.000	2.025.000
Financiamentos	21	-	-	372.909	423.483
Debêntures	22	-	-	1.197.891	1.504.647
Garantias bancárias	17	2.088	4.860	2.088	4.860
Partes relacionadas	29	-	-	3.004.342	2.796.298
Plano de aposentadoria	30	-	-	44.091	18.465
Provisões para grandes reparos	19	-	-	1.389.292	1.639.478
Provisões para riscos	25	-	-	214.753	201.303
Receitas diferidas		-	-	2.342	3.747
Operações de trading	28	-	-	6.780	-
Outras obrigações		12.323	30.929	25.247	45.956
Total do passivo não circulante		14.411	35.789	8.435.786	9.389.455
Total do passivo		322.958	1.454.561	13.660.642	15.323.084
Patrimônio líquido	31				
Capital social		9.926.535	9.926.535	9.926.535	9.926.535
Reserva legal		125.548	67.822	125.548	67.822
Reserva de lucros		1.028.619	318.971	1.028.619	318.971
Ajuste de avaliação patrimonial		179.915	214.038	179.915	214.038
Total do patrimônio líquido		11.260.617	10.527.366	11.260.617	10.527.366
Participação não controladores		-	-	3.648.327	3.221.018
Patrimônio líquido consolidado		11.260.617	10.527.366	14.908.944	13.748.384
Total do passivo e patrimônio líquido		11.583.575	11.981.927	28.569.586	29.071.468

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações do resultado

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019

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

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2020	2019	2020	2019
		Reapresentado nota (2.8)	Reapresentado nota (2.8)		
Receita operacional líquida	32	-	-	5.203.535	4.844.725
Custos operacionais					
Pessoal		-	-	(138.547)	(133.975)
Material		-	-	(24.076)	(25.245)
Serviços de terceiros		-	-	(109.976)	(105.817)
Energia comprada	33.1	-	-	(558.621)	(774.073)
Provisão para perdas não realizadas em operações de trading		-	-	(32.478)	-
Depreciação e amortização		-	-	(524.254)	(533.221)
Encargos de uso da rede elétrica	33.2	-	-	(313.266)	(289.951)
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)		-	-	(73.678)	(79.021)
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)		-	-	(13.448)	(7.695)
Seguros		-	-	(18.435)	(19.179)
Aluguéis		-	-	(1.015)	(713)
Provisões para riscos		-	-	(17.997)	(32.391)
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)		-	-	(1.344)	(11.957)
Recuperação de custos pela extensão da concessão do GSF	15	-	-	910.765	-
Outros		-	-	(5.697)	(3.712)
		-	-	(922.067)	(2.016.950)
Resultado bruto		-	-	4.281.468	2.827.775
Despesas operacionais					
Pessoal		(75.219)	(74.386)	(117.697)	(119.923)
Material		(2.345)	(513)	(2.808)	(1.219)
Serviços de terceiros		(27.102)	(20.714)	(52.969)	(44.701)
Depreciação e amortização		(4.921)	(3.440)	(111.376)	(109.017)
Seguros		(269)	(321)	(727)	(786)
Aluguéis		(753)	(121)	(2.728)	(2.991)
Provisões para riscos		-	-	436	(1.376)
Compartilhamento de despesas		67.775	57.766	-	-
Provisão para perda na alienação de bens		-	-	-	(23.537)
Reversão parcial de provisão pela não recuperabilidade de ativos	15	-	-	43.483	-
Outras		(13.939)	9.144	(26.352)	(14.789)
		(56.773)	(32.585)	(270.738)	(318.339)
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	13	1.218.616	916.391	32.300	45.575
		1.218.616	916.391	32.300	45.575
Resultado antes das receitas e despesas financeiras		1.161.843	883.806	4.043.030	2.555.011
Resultado financeiro	34				
Receitas		25.871	25.585	937.097	898.663
Despesas		(33.437)	(46.669)	(2.468.470)	(1.695.436)
		(7.566)	(21.084)	(1.531.373)	(796.773)
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		1.154.277	862.722	2.511.657	1.758.238
Imposto de renda e contribuição social	35				
Corrente		246	(2.079)	(574.903)	(437.722)
Diferido		-	-	(154.340)	23.204
		246	(2.079)	(729.243)	(414.518)
Lucro líquido do período		1.154.523	860.643	1.782.414	1.343.720
Atribuível a					
Sócios controladores		-	-	1.154.523	860.643
Sócios não controladores		-	-	627.891	483.077
		-	-	1.782.414	1.343.720
Lucro líquido básico e diluído por quota	34	0,11631	0,08670	-	-

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações do resultado abrangente

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019

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

	Controladora		Consolidado	
	2020	2019	2020	2019
Lucro líquido do exercício	1.154.523	860.643	1.782.414	1.343.720
Outros resultados abrangentes do exercício				
Projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	(16.266)	(11.843)	(25.832)	(18.465)
Imposto de renda e contribuição social sobre projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	9.495	-	14.881	-
Ganhos atuariais com plano de pensão de benefício definido	1.909	565	3.171	880
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre ganhos atuariais	(599)	(192)	(1.111)	(299)
	(5.461)	(11.470)	(8.891)	(17.884)
Resultado abrangente do exercício	1.149.062	849.173	1.773.523	1.325.836

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019

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

	Capital social	Reservas		Lucros acumulados	Ajuste de avaliação patrimonial	Outros resultados abrangentes	Patrimônio líquido da controladora	Participação dos não controladores	Total do patrimônio líquido Consolidado
		Legal	Lucros						
Saldo em 31 de dezembro de 2019	9.926.535	67.822	318.971	-	214.038	-	10.527.366	3.221.018	13.748.384
Resultado abrangente do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido do exercício	-	-	-	1.154.523	-	-	1.154.523	627.891	1.782.414
Projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	-	-	-	-	-	(16.266)	(16.266)	(9.566)	(25.832)
Imposto de renda e contribuição social sobre projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	-	-	-	-	-	9.495	9.495	5.386	14.881
Ganhos atuariais com plano de pensão de benefício definido	-	-	-	-	-	1.909	1.909	1.262	3.171
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre ganhos atuariais	-	-	-	(1.875)	-	1.276	(599)	(512)	(1.111)
Reclassificação dos ganhos atuariais líquidos - CPC 33 (R1)	-	-	-	-	3.185	(3.185)	-	-	-
	-	-	-	1.152.648	3.185	(6.771)	1.149.062	624.461	1.773.523
Reversão de pagamento baseado em ação	-	-	-	(1.730)	-	-	(1.730)	-	(1.730)
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	41.878	(41.878)	-	-	-	-
Imposto diferido sobre a realização do ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	(11.341)	11.341	-	-	-	-
Contribuições e distribuições aos acionistas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva legal	-	57.726	-	(67.726)	-	-	-	-	-
Transferência entre reservas	-	-	810.148	(810.148)	-	-	-	-	-
Ajuste investimento	-	-	-	(129)	-	-	(129)	129	-
Dividendos intermediários	-	-	(100.500)	-	-	-	(100.500)	(31.482)	(131.982)
Dividendos propostos	-	-	-	(47.730)	-	-	(47.730)	(22.040)	(69.770)
Juros sobre capital próprio	-	-	-	(234.973)	-	-	(234.973)	(128.382)	(363.355)
Baixa imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	-	(30.749)	-	-	(30.749)	(15.377)	(46.126)
	-	57.726	709.648	(1.181.455)	-	-	(414.081)	(197.152)	(611.233)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	9.926.535	125.548	1.028.619	-	186.686	(6.771)	11.260.617	3.648.327	14.908.944

	Capital social	Reservas		Lucros acumulados	Ajuste de avaliação patrimonial	Patrimônio líquido da controladora	Participação dos não controladores	Total do patrimônio líquido Consolidado
		Legal	Lucros					
Saldo em 31 de dezembro de 2018	9.926.535	24.790	837.426	-	25	10.788.776	3.225.812	14.014.588
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	(271.780)	271.780	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2018 ajustado	9.926.535	24.790	837.426	(271.780)	271.805	10.788.776	3.225.812	14.014.588
Resultado abrangente do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido do exercício	-	-	-	860.643	-	860.643	483.077	1.343.720
Projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	-	-	-	-	(11.843)	(11.843)	(6.622)	(18.465)
Ganhos atuariais com plano de pensão de benefício definido	-	-	-	-	-	373	208	581
	-	-	-	860.643	(11.470)	849.173	476.663	1.325.836
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	46.297	(46.297)	-	-	-
Contribuições e distribuições aos acionistas	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferência entre reservas	-	43.032	302.128	(345.160)	-	-	-	-
Dividendos intermediários	-	-	(820.583)	-	-	(820.583)	(318.823)	(1.139.406)
Dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	(4.767)	(4.767)
Juros sobre capital próprio	-	-	-	(290.000)	-	(290.000)	(157.867)	(447.867)
Imposto diferido sobre a realização do ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	43.032	(518.455)	(635.160)	-	(1.110.583)	(481.457)	(1.592.040)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	9.926.535	67.822	318.971	-	214.038	10.527.366	3.221.018	13.748.384

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações dos fluxos de caixa

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019

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

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2020	2019	2020	2019
		Reapresentado nota (2.8)	Reapresentado nota (2.8)		
Fluxos de caixa das atividades operacionais					
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		1.154.277	862.722	2.511.657	1.758.238
Ajustes em:					
Depreciação e amortização		4.921	3.440	635.630	642.238
Equivalência patrimonial		(1.218.616)	(916.391)	(32.300)	(45.575)
Apropriação de juros sobre empréstimo	20.4	-	-	77.724	260.098
Apropriação de juros sobre financiamentos	21.5	-	-	31.300	41.044
Apropriação de juros sobre debentures	22.3	-	-	65.418	88.044
Apropriação de juros sobre partes relacionadas	29.4.1	-	-	265.049	183.911
Recuperação de custos pela extensão da concessão do GSF	15.2	-	-	(910.765)	-
Resultados não realizados em operações de trading	28	-	-	(1.609)	-
Apropriação do ajuste a valor presente (UBP)	23.2	-	-	20.962	(9.288)
Amortização de custos de transação sobre financiamentos	21.5	-	-	280	279
Amortização de custos de transação de debentures	22.3	-	-	1.581	3.430
Amortização ajuste a valor presente de provisão para grandes reparos	19.2	-	-	(869.183)	95.877
Atualização da provisão para grandes reparos	19.2	-	-	592.222	179.586
Variação monetária do ajuste a valor presente (UBP)	23.2	-	-	(9.486)	15.818
Variação monetária de indenização socioambiental	24.2	-	-	2.754	828
Variação monetária sobre provisão para riscos	25.2	-	-	42.323	15.421
Variação monetária sobre depósitos judiciais		-	-	(15.156)	(29.256)
Variações cambiais, líquidas, sobre partes relacionadas	29.4.1	-	-	1.027.438	140.351
Variação monetária TUSD-g		-	-	2.693	5.492
Variação monetária sobre debentures	22.3	-	-	39.462	35.906
Variação monetária referente a liminar GSF		-	-	304.150	63.439
Provisão de juros e atualização monetária de ativos financeiros	9.3	-	-	(1.429.643)	(1.251.770)
Provisão de estimativa de crédito de liquidação duvidosa (PECLD)		-	-	1.344	11.957
Provisão para riscos	25.2	-	-	16.780	33.767
Atualização RBO		-	-	(1.782)	(2.722)
Reversão parcial de perda pela não recuperabilidade de ativos		-	-	(43.483)	-
Ganho na baixa do ativo imobilizado / intangível		-	-	16.768	6.659
Reversão atualização financeira pagamento da mais valia		1.225	-	-	-
Baixas no ativo imobilizado e intangível		-	388	-	-
Variação nos ativos:					
Clientes		-	-	(854.183)	9.767
Repactuação do risco hidrológico		-	-	259	259
Despesas antecipadas		3.731	16.948	3.904	10.164
Depósito judicial		-	-	(3.747)	-
Aplicações financeiras vinculadas		-	-	11.134	39.474
Serviços em curso		-	-	(19.740)	(760)
Atualização monetária para contingências de desapropriações		-	-	-	1.925
Provisão/(reversão) para riscos de desapropriações		-	-	-	(715)
Ativo financeiro vinculado à concessão		-	-	1.013.456	986.435
Outros créditos		672	1.449	(38.697)	25.838
Partes relacionadas		(505)	(3.846)	-	-

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações dos fluxos de caixa

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019

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

Continuação	Nota	Controladora		Consolidado	
		2020	2019	2020	2019
		Reapresentado nota (2.8)	Reapresentado nota (2.8)		
Variação nos passivos					
Fornecedores		599	17.137	672.887	282.868
Encargos setoriais		-	-	21.424	7.531
Garantias bancárias a pagar		(4.015)	(9.050)	(4.015)	(9.050)
Provisões para grandes reparos		-	-	(244.177)	(535.311)
Partes relacionadas - Passivo		5	119	63	-
Salários, provisões e contribuições sociais		2.930	4.418	6.425	2.203
Provisão para riscos		-	-	(7.330)	135.535
Indenização socioambiental		-	-	581	(945)
Uso do bem público (UBP)		-	-	(2.642)	(2.501)
Receita diferida		-	-	(12.410)	(7.180)
Capitalização de juros sobre debêntures		-	-	37.510	41.238
Impostos, taxas e contribuições		1.745	31.494	(259.617)	(373.858)
Outras obrigações		(22.890)	-	(26.268)	(21.694)
Caixa (aplicado nas) / gerado pelas operações		(75.921)	8.828	2.636.945	2.834.995
Imposto de renda e contribuição social pagos		(2.110)	(570)	(260.841)	(222.562)
Juros pagos sobre empréstimos	20.4	-	-	(78.793)	(261.429)
Juros pagos sobre financiamentos	21.5	-	-	(31.548)	(39.585)
Juros pagos sobre debêntures	22.3	-	-	(100.452)	(123.641)
Pagamentos de variação monetária sobre debêntures	22.3	-	-	(28.691)	(26.140)
Juros pagos sobre partes relacionadas	29.4.1	-	-	(354.532)	(93.985)
Juros sobre capital próprio recebidos	12	140.871	434.173	12.396	(3.565)
Dividendos recebidos	11	178.846	716.141	51.512	41.410
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		241.686	1.158.572	1.845.996	2.105.498
Fluxos de caixa das atividades de investimentos					
Adiantamento para futuro aumento de capital		-	32.472	-	32.472
Aplicações financeiras vinculadas.	5.3	-	-	(9.538)	(37.171)
Aportes de capital		-	(134.415)	-	(125.415)
Baixa Mais Valia de Direito de Concessão		15.244	-	-	-
Recebimento na venda de imobilizado/intangível		-	-	8.203	6.466
Adições no ativo imobilizado e intangível		(15.873)	(25.163)	(98.436)	(109.328)
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimentos		(629)	(127.106)	(99.771)	(232.976)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos					
Pagamentos de empréstimos	20.4	-	-	(675.000)	-
Pagamentos de financiamentos	21.5	-	-	(50.853)	(50.824)
Pagamentos de partes relacionadas	29.4.1	-	-	(917.600)	(229.487)
Pagamentos de debêntures	22.3	-	-	(299.992)	(159.675)
Pagamento de juros sobre capital próprio		(531.250)	(246.500)	(793.111)	(343.446)
Pagamento de dividendos		(921.083)	(305.500)	(1.289.747)	(565.389)
Fluxo de caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento		(1.452.333)	(552.000)	(4.026.303)	(1.348.821)
(Redução)/ Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa		(1.211.276)	479.466	(2.280.078)	523.701
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		1.266.460	786.994	3.766.524	3.242.823
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício		55.184	1.266.460	1.486.446	3.766.524
(Redução)/ Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa		(1.211.276)	479.466	(2.280.078)	523.701

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações do valor adicionado

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019

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

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2020	2019	2020	2019
Receitas					
Venda de energia e outros serviços	32	-	-	4.334.397	4.175.952
Receita de ativos financeiros		-	-	1.433.205	1.251.771
Estimativa para créditos de liquidação duvidosa		-	-	(1.344)	(11.957)
		-	-	5.766.258	5.415.766
Insumos adquiridos de terceiros					
Energia comprada e encargos de uso da rede		-	-	(946.779)	(1.088.418)
Provisão para perdas não realizadas em operações de trading		-	-	(32.478)	-
Recuperação de custos pela extensão da concessão do GSF				910.765	-
Materiais e serviços de terceiros		(29.447)	(21.226)	(185.606)	(169.079)
Outros custos operacionais		62.112	50.597	(14.405)	(110.564)
		32.665	29.371	(268.503)	(1.368.061)
Valor adicionado bruto		32.665	29.371	5.497.755	4.047.705
Depreciação e amortização	14 e 15	(4.921)	(3.440)	(636.923)	(642.855)
Valor adicionado líquido produzido		27.744	25.931	4.860.832	3.404.850
Equivalência patrimonial	13	1.218.616	916.391	32.300	45.575
Outras receitas financeiras		353.316	381.911	1.030.533	990.340
Valor adicionado recebido em transferência		1.571.932	1.298.302	1.062.833	1.035.915
Valor adicionado total a distribuir		1.599.676	1.324.233	5.923.665	4.440.765
Distribuição do valor adicionado					
Pessoal					
Remuneração direta		33.727	34.281	126.158	130.932
Benefícios		16.667	15.957	59.474	53.897
FGTS		2.936	2.959	10.935	12.404
Provisão para gratificação (bônus)		1.206	-	1.164	501
Participação nos resultados		10.693	11.375	26.880	24.615
Encargos sociais (exceto INSS)		-	-	3.072	3.474
		65.229	64.572	227.683	225.823
Impostos, taxas e contribuições					
Federais		80.981	46.028	1.301.755	987.138
Estaduais		1.798	42	44.908	32.537
Municipais		345	162	75.562	125.552
		83.124	46.232	1.422.225	1.145.227
Remuneração de capitais de terceiros					
Aluguéis		1.296	677	4.597	4.991
Outras despesas financeiras		297.591	352.109	2.488.833	1.721.004
		298.887	352.786	2.493.430	1.725.995
Remuneração de capitais próprios					
Juros sobre capital próprio		234.973	290.000	234.973	290.000
Dividendos		47.730	-	47.730	-
Lucros retidos		869.733	570.643	869.733	570.643
Participação dos não-controladores nos lucros retidos		-	-	627.891	483.077
		1.152.436	860.643	1.780.327	1.343.720
Valor adicionado distribuído		1.599.676	1.324.233	5.923.665	4.440.765

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas explicativas da Administração para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e de 2019

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

1. Informações gerais

1.1. Contexto operacional

A China Three Gorges Brasil Energia Ltda (“Sociedade” ou “CTG Brasil”), também referida isoladamente ou em conjunto com suas Controladas como Grupo, é uma sociedade limitada, com sede na cidade de São Paulo. O Grupo controlado pela China Three Gorges Corporation (CTG), estatal chinesa estrategicamente posicionada no segmento de energia limpa, com presença mundial e foco na geração de energia hidrelétrica de grande porte.

O Grupo tem por objeto social participar em outras sociedades, nacionais ou estrangeiras, como sócia ou acionista, notadamente sociedades cujo objeto seja promover, construir, instalar e explorar projetos de geração, distribuição, transmissão e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos participar em fundos de investimentos.

Desde o início de suas operações, o Grupo vem focando sua entrada no mercado através de aquisição de participações societárias relevantes em usinas de geração de energia renovável, com destaque para hidrelétricas.

Em 31 de dezembro de 2020, o Grupo apresentou um capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 859.884, principalmente em virtude das transferências para o passivo circulante dos saldos da 4ª emissão de debêntures série 2, 5ª emissão de debêntures série 2 e 7ª emissão de debêntures série 2, com amortizações previstas para julho, maio e agosto de 2021 e das amortizações dos empréstimos *intercompany* e do empréstimo mantido junto ao Banco Mitsubishi. Acerca do refinanciamento dessas amortizações e recomposição do endividamento, a Administração optou pela postergação de captações para o exercício de 2021, em virtude das condições adversas do mercado financeiro no ano de 2020 em razão da pandemia.

Além disso, destaca-se, também, o impacto da atualização do passivo relativo a liminar do Fator de Ajuste da Garantia Física – *Generating Scaling Factor* (GSF) com base no Índice Geral de Preços do Mercado IGP-M que apresentou um comportamento totalmente atípico em 2020) somado à ajustes de correção monetária apresentados pela CCEE em virtude da proximidade da liquidação efetiva desse passivo. Ambos os fatores geraram uma atualização superior à remuneração financeira do caixa reservado e investido (cuja remuneração é atrelada ao depósito interfinanceiro - DI).

A Administração analisou toda informação disponível em seus fluxos de caixa projetados e concluiu que com captação de recursos efetuada no montante de R\$ 500 milhões (vide nota explicativa nº 40); contará com recursos suficientes decorrente da geração de caixa resultante de suas atividades operacionais, considerando, inclusive, o desembolso de caixa em relação às liminares do GSF e Garantia física, bem como, o recebimento de valores liquidados na CCEE e que não foram efetivamente coletados devido à inadimplência do setor.

A respeito da liminar do GSF, a expectativa de desembolso é de R\$ 987.015 no consolidado. Esses valores consideram os passivos relativos à liminar e, também, a inadimplência no ambiente da CCEE gerada em função de todo o processo de judicialização do GSF que se instalou no ambiente do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

1.2. Contratos de concessão / resoluções autorizativas Concessão

1.2.1. Direitos do Contrato de Concessão

Referem-se ao direito da concessionária de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia elétrica e pelo uso de infraestrutura, originados da bifurcação requerida pelo ICPC 01 (R1). A amortização é registrada com base no prazo final do contrato de concessão.

A parte remanescente da remuneração paga pelo contrato de concessão da Rio Paraná Energia S.A. foi registrada como um ativo intangível, uma vez que a empresa receberá parte da remuneração do mercado livre mediante capacidade de cobrar das empresas distribuidoras de energia e prestação de serviço pelo modelo de cotas.

1.2.2. Controladas

Abaixo temos os contratos de concessão / resoluções autorizativas das controladas:

Contrato de concessão / Resolução autorizativa Aneel	Usina	Tipo	UF	Rio	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Início da concessão	Vencimento concessão
Nº 76/1999	Jurumirim	UHE	SP	Paranapanema	101,0	44,7	22/09/1999	21/09/2029
Nº 76/1999	Chavantes	UHE	SP/PR	Paranapanema	414,0	169,1	22/09/1999	21/09/2029
Nº 76/1999	Salto Grande	UHE	SP/PR	Paranapanema	73,8	52,3	22/09/1999	21/09/2029
Nº 76/1999	Capivara	UHE	SP/PR	Paranapanema	643,0	329,1	22/09/1999	21/09/2029
Nº 76/1999	Taquaruçu	UHE	SP/PR	Paranapanema	525,0	195,6	22/09/1999	21/09/2029
Nº 76/1999	Rosana	UHE	SP/PR	Paranapanema	354,0	173,9	22/09/1999	21/09/2029
Nº 183/1998	Canoas I	UHE	SP/PR	Paranapanema	82,5	54,2	30/07/1998	29/07/2033
Nº 183/1998	Canoas II	UHE	SP/PR	Paranapanema	72,0	45,6	30/07/1998	29/07/2033
Nº 549/2002	Retiro	PCH	SP	Sapucaí	16,0	8,1	10/10/2002	09/10/2032
Nº 706/2002	Palmeiras	PCH	SP	Sapucaí	16,5	8,1	18/12/2002	17/12/2032
Nº 03/2010	Garibaldi	UHE	SC	Canoas	191,9	86,3	14/12/2010	19/07/2046
Nº 90/2002	Salto	UHE	GO	Verde	116,0	66,1	11/12/2002	07/04/2039
Nº 01/2016	Jupia	UHE	SP/MS	Paraná	1.551,2	889,2	05/01/2016	02/07/2046
Nº 01/2016	Ilha Solteira	UHE	SP/MS	Paraná	3.444,0	1.731,5	05/01/2016	02/07/2046
					7.600,9	3.853,8		

1.3. Ação ordinária – Generation Scaling Factor – Fator de Ajuste da Garantia Física – (GSF)

A severa crise hidrológica ocorrida no início desta década causou a redução dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas e elevou o despacho das usinas termoeletricas ao máximo. Em consequência disso, o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) atingiu seu teto nos anos de 2014, 2015, 2017 e 2018, elevando a exposição das geradoras de energia no Mercado de Curto Prazo (MCP), em decorrência do GSF.

Em 2015, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine) ajuizou ação para expurgar do cálculo do GSF todos os riscos não hidrológicos no que tange: despacho fora da ordem de mérito, importação de energia e redução da carga das distribuidoras.

A liminar concedida limitou a exposição da Controlada e de outros geradores ao GSF em 100%, sendo parcialmente revogada em outubro de 2018 - decisão que manteve em suspenso o pagamento dos valores de GSF retidos nas liquidações financeiras da CCEE entre o período maio de 2015 a janeiro de 2018, mas que retirou a proteção de suspensão de pagamentos de GSF a partir de fevereiro de 2018. Os valores em discussão anteriores a fevereiro de 2018 estão contabilizados na conta de fornecedores conforme nota explicativa 16.

Em 13 de agosto de 2020 foi votado o Projeto de Lei (PL) 3.975/2019, convertido na Lei de nº 14.052, de 09 de setembro de 2020. O texto votado apresenta diretrizes sobre a compensação, mediante a prorrogação dos prazos dos contratos de concessão aos titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE pela parte não correspondente ao risco hidrológico, decorrentes de:

- i. restrições ao escoamento de energia das usinas hidrelétricas estruturantes em função do atraso na entrada em operação de instalações de transmissão;
- ii. da diferença entre a garantia física outorgada na fase de motorização das usinas hidrelétricas estruturantes e os valores da agregação efetiva de cada unidade geradora motorizada ao Sistema Interligado Nacional - SIN;
- iii. Geração termelétrica despachada fora da ordem de mérito.

Para ter o direito à compensação, mediante a prorrogação dos prazos dos contratos de concessão contida na Lei 14.052/2020, os agentes terão de renunciar à disputa judicial cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE e renunciar a qualquer alegação de direito sobre o qual se funda a referida ação.

No início de setembro a Aneel divulgou resultado prévio do ressarcimento devido aos geradores, com base na primeira minuta de Resolução Normativa. Já em dezembro, a Aneel divulgou o resultado da Consulta Pública (CP) 056/20 - Resolução Normativa nº 895/2020, com a metodologia de cálculo da compensação devida aos agentes geradores participantes do MRE atualizada após a consideração das contribuições.

Segundo a normatização, além da desistência da ação judicial, os agentes automaticamente também deverão quitar eventuais débitos dessas liminares junto à CCEE.

Atualmente, a CCEE está trabalhando nos cálculos de extensão dos agentes elegíveis.

1.3.1. Controladas - Rio Paranapanema Energia S.A., Rio Sapucaí-Mirim Energia S.A., Rio Verde Energia S.A. e Rio Canoas Energia S.A.

Em 30 de dezembro de 2020, o Conselho de Administração autorizou as controladas a aderirem ao acordo com a Aneel e desistirem das ações judiciais necessárias para a celebração do acordo e, permitindo os diretores e representantes a tomarem as providências necessárias. Para tanto, dentro da melhor estimativa disponível na data, o montante apurado foi de R\$ 910.765 (R\$ 838.918 para a Rio Paranapanema, R\$ 10.327 para a Rio Sapucaí-Mirim, R\$ 49.637 para a Rio Verde e R\$ 11.883 para a Rio Canoas).

Para mais detalhes vide nota explicativa nº 15 que trata do reconhecimento desse direito de extensão do prazo de concessão no ativo intangível, nota explicativa nº 16 e 25, que demonstra os valores provisionados referentes à liminar do GSF.

1.3.2. Controlada – Rio Parana Energia S.A.

Ao tempo em que efetuava consulta pública, a CCEE efetuou divulgação de dados preliminares referentes à extensão dos contratos de concessão. Nessa divulgação preliminar não constaram os dados das usinas cotistas, como é o caso da Companhia, que apenas teve o direito confirmado após a consulta pública e a regulamentação final da Aneel para, em seguida, encaminhar regulamentação para a CCEE providenciar os cálculos. Uma vez que a determinação dos valores para as usinas cotistas envolve informações fora do controle da Companhia, não foi possível estimar, com razoável segurança, os valores relativos à Companhia para submeter à aprovação do Conselho de Administração, ainda no exercício de 2020. O processamento das informações e sua divulgação ocorreu em 2021, conforme nota explicativa nº 40.3 que trata de eventos subsequentes.

1.4. Revisão das garantias físicas das usinas hidrelétricas

1.4.1. Controlada - Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 4 de maio de 2017 foi publicada a Portaria nº 178/2017 que definiu os novos valores de garantia física de energia das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, válidos a partir de 1º de janeiro de 2018. Desta forma, a partir desta data, houve uma redução de

aproximadamente 5% da garantia física da Rio Paranapanema Energia S.A em relação à garantia física vigente em dezembro de 2017.

Em 2 de fevereiro de 2018, a Rio Paranapanema Energia ajuizou duas ações perante a Justiça Federal do Distrito Federal em face da União Federal, com pedido de liminar para suspender a aplicação da Portaria nº 178/2017 e para questionar os parâmetros de garantia física. Em ambas as ações, as liminares não foram concedidas em primeira instância.

Em 6 de abril de 2018, a Rio Paranapanema obteve a liminar para afastar a aplicabilidade da Portaria nº 178/2017 em relação às UHEs Chavantes, Capivara, Taquaruçu e Rosana e no dia 25 de abril de 2018, o Grupo obteve a liminar suspendendo os efeitos da Portaria MME nº 178/2017 em relação às UHEs Canoas I e II na parcela que ultrapassa o percentual de 10% (dez por cento) de redução de garantia física sobre o valor base estabelecido para o ano de 2000 no Primeiro Termo Aditivo ao contrato de Concessão nº 183/1998. Porém, em 10 de abril de 2019, foi publicada sentença que anula os pedidos referentes à liminar obtida para as usinas Canoas I e Canoas II.

Em 24 de junho de 2019, com a publicação do Despacho Aneel nº 1.733, houve o incremento de 1,9 MWm da garantia física da UHE Capivara, devido à homologação dos novos parâmetros de potência instalada e rendimento nominal da turbina da Unidade Geradora nº 2, resultado da conclusão do processo de repotenciação desta unidade. Como resultado da revisão extraordinária, a nova garantia física total da UHE Capivara passou a ser de 329,1 MWm (anteriormente 327,2 MWm), conforme estabelecido na Portaria nº 178/2017.

Em 30 de setembro de 2019 foi publicada sentença de primeiro grau julgando improcedente o pedido da inicial, da qual se apelou, obtendo-se, em 18 de dezembro de 2019, deferimento do pedido cautelar de antecipação de tutela recursal para suspender os efeitos da Portaria MME nº 178/2017 no ponto em que reduziu o valor das garantias físicas das Usinas Hidrelétricas de Capivara, Chavantes, Taquaruçu e Rosana.

No mês de setembro de 2019 foram abertas duas Consultas Públicas do MME – nº 82, com prazo de contribuições entre 05 a 20 de setembro – que lançou minuta de Portaria com o objetivo de propor novos Valores de Referência de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e Indisponibilidade Programada (IP) de Usinas Hidrelétricas e a Consulta Pública nº 85, com o objetivo de obter contribuições dos agentes do setor elétrico acerca da proposta de medidas de curto prazo, bem como cronograma de execução, voltadas à realização da revisão das garantias físicas de energia de usinas despachadas centralizadamente. A CTG trabalhou para o envio de contribuições técnicas, em conjunto com associações de classe e individualmente, no âmbito desta Consulta.

Em 16 de dezembro de 2020 foi proferida decisão judicial em sede de apelação que confirmou e estabilizou o efeito da liminar a Rio Paranapanema no sentido de não se aplicar os efeitos da Portaria nº 178/17.

O quadro da nota explicativa nº 1.2 demonstra a atual posição das garantias físicas e a nota explicativa nº 16, que demonstra os valores provisionados referentes à essa discussão.

1.4.2. Controlada - Rio Parana Energia S.A.

Em 10 de dezembro de 2019 foi publicada a Portaria MME nº 352/2019 que definiu novos valores de garantia física para a UHE Jupiá em decorrência de pedido de revisão extraordinária de garantia física realizado pela Rio Paraná em 2018. De acordo com a Portaria, a UHE Jupiá auferirá um ganho de 18,3MWmed.

O acréscimo de garantia física ocorrerá à medida que as 14 (catorze) máquinas entrarem em operação após a modernização (conforme nota explicativa nº 19) mediante realização de ensaios

que comprovem a efetiva modernização da usina e emissão de ato da Aneel (com homologação as características técnicas empregadas no cálculo dos montantes de GF definidas na Portaria).

O Despacho nº 2.481 da Aneel de agosto de 2020 homologou os rendimentos das UGs 2 e 6 da UHE Jupia após a entrada em operação dessas duas unidades geradoras.

1.5. Extensão do termo final da concessão.

1.5.1. Controlada – Rio Verde Energia S.A.

Em 10 dezembro de 2020 foi assinado o 5º Termo Aditivo da Rio Verde Energia S.A. que formalizou a extensão de 483 (quatrocentos e oitenta e três) dias da concessão da UHE Salto concedida através da Resolução Autorizativa nº 8.410/19. A referida extensão foi concedida pela Agência em razão de reconhecimento exclusão de responsabilidade em razão da não emissão de Licenças Ambientais dentro do prazo necessárias à implantação do projeto, os efeitos contábeis nessa data base se referem a constituição de UBP pelo período da extensão. Para mais detalhes (vide nota explicativa nº 23).

1.6. Marco legal do setor elétrico

Em 2017 o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou as Consultas Públicas nº 032, nº 033, que visam à reorganização do setor elétrico brasileiro colocando em discussão as propostas para temas como abertura do mercado livre, separação de lastro e energia, administração da sobra de contratação involuntária, racionalização de subsídios, descotização e privatização de concessionárias de geração.

A Medida Provisória nº 998 publicada em setembro de 2020 foi aprovada em forma de lei de conversão pela Câmara dos Deputados em 17 de dezembro. Com o recesso parlamentar, a expectativa é que ela seja votada pelo Senado próximo ao seu prazo de validade, que é dia 09 de fevereiro. Dentre os temas aprovados, estão a transferência de 30% dos recursos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética para a Conta de Desenvolvimento (CDE) entre os anos de 2021 e 2025, estando preservadas as verbas comprometidas para projetos contratados ou iniciados.

A implantação do Preço de Energia Horário ocorreu em duas fases: A primeira etapa da implantação ocorreu em 2020 na programação e operação do Operador Nacional do Sistema – ONS para realizar a programação de operação do sistema, enquanto apenas em 2021 foi implantado o PLD Horário pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na contabilização do Mercado de Curto Prazo.

O Projeto de Lei 232/2016 foi remetido à Câmara dos Deputados em 10 de fevereiro de 2021 sob o nº PL 414/2021 para iniciar uma nova fase de tramitação. Tendo em vista a regulamentação de algumas matérias contidas no texto Original do PLS 232 como o encerramento dos subsídios para novos empreendimentos de energia solar, eólica e biomassa pela MP 998/2020 – convertida em Lei em 04 de fevereiro de 2021, o projeto, que trata de temas relacionados à modernização do setor deverá ser revisto e readaptado ao momento atual do setor elétrico.

1.7. COVID-19

1.7.1. Impactos causados pela pandemia e medidas adotadas pela Companhia

O Grupo se organizou para proteger seus colaboradores e minimizar os impactos negativos nas suas atividades. Montou Comitê Executivo Multidisciplinar para acompanhar as questões e protocolou na Aneel o Plano de Contingência Operacional para os Centro de Operação da Geração (COGs) e Usinas da CTG Brasil – COVID 19, entre outras ações.

Para suas atividades administrativas adotou trabalho remoto e na área de operação e manutenção (O&M) das Usinas, tomou medidas para a redução máxima da circulação de

peças pelas instalações, através da implantação do isolamento dos times, em turnos e em áreas específicas, garantindo assim a segurança de seus colaboradores, a regularidade da operação e o atendimento às recomendações das autoridades de vigilância sanitária.

Esforços também foram direcionados na gestão feita pelas áreas Comercial e Financeira junto à carteira de clientes, que resultaram em poucos e pontuais acordos, estruturados de forma a evitar perdas financeiras, cujo resultado foi alcançado com sucesso até o momento. Da mesma forma, acompanhou a evolução dos contratos com seus principais fornecedores, assegurando que as obrigações contratuais seguissem sendo cumpridas, sem interrupções ou descontinuidade relevantes observadas.

Principalmente pela atividade do Grupo ser essencial para o funcionamento da economia e assistência à pandemia, não houve impactos relevantes ao desempenho de suas operações e nem em seus fluxos de caixa. Como contribuição à sociedade, foram investidos tempo de suas equipes e recursos financeiros, na viabilização das ações de prevenção e controle da proliferação do vírus.

A retração da atividade econômicas no mercado Nacional foi minimizada pela estratégia de sazonalização e gestão do balanço energético do Grupo; Já a trajetória de fortes oscilações em diversos índices no mercado financeiro demandaram grande esforço da Administração para minimizar seus impactos, principalmente no que diz respeito a desvalorização do Real em relação ao Dólar, em razão da dívida mantida na moeda estrangeira. (pela controlada Rio Paraná).

Embora os resultados sejam positivos até o momento, os riscos em decorrência da pandemia permanecem incertos e sem mensuração segura, inclusive, existe a exposição a eventuais restrições legais e de mercado que podem ser impostas pelo Governo e reguladores. Assim, não é possível assegurar que não haverá impactos futuros nas operações enquanto a pandemia perdurar.

1.7.2.Determinações regulatórias

Em decorrência da pandemia e seus impactos sobre o setor elétrico foi publicada a Medida Provisória nº 950/2020 regulamentada pelo Decreto 10.350/2020 que viabilizou ações para prover recursos para mitigação dos impactos da redução das atividades através da criação da Conta-Covid. Os critérios e procedimentos para gestão da Conta-Covid foram discutidos sob a forma de Consulta Pública no âmbito da Aneel e regulamentados pela Resolução Normativa nº 885/2020.

A medida autoriza a CCEE a realizar empréstimos bancários para cobrir déficits ou antecipar receitas das distribuidoras de energia referentes às competências de abril a dezembro de 2020, no limite de R\$16,1 bilhões, diluindo o impacto financeiro causado pela pandemia em 60 meses, prazo ajustado para o pagamento do empréstimo pelas distribuidoras às instituições financeiras.

São esperados outros desdobramentos dos efeitos da pandemia no Setor que ultrapassam a esfera das concessionárias de distribuição, mas não completamente conhecidos no momento. Dessa forma, a Aneel emitiu o Ofício Circular nº 006/2020, no sentido de uniformizar a análise dos pleitos relacionados a excludente de responsabilidade nos casos de atraso no cronograma de implantação dos empreendimentos de geração.

Com a conversão da MP em lei, 30% dos recursos que inicialmente o Grupo teria disponível para investimentos em P&D (30% dos 0,4% sobre a receita operacional líquida) será direcionado no período que compreende os anos de 2021 à 2025 para financiamento da “Conta Covid”.

1.8. Instrumento particular de compensação e quitação mútua

Em 10 de julho de 2020 foi celebrado acordo entre a CTG Brasil e a TPI – Triunfo Participações e Investimentos S.A., onde as partes abrem mãos das cláusulas contingentes previstas no contrato de compra e venda.

Para a CTG Brasil, tal acordo produziu efeitos em seus registros, no que diz respeito a perda nos recebíveis, em sua controlada CTG Negócios de Energia de R\$10.302, e da redução da mais valia em seu ativo no montante de R\$ 15.245, em razão do pagamento pelo aumento da garantia física na usina de Garibaldi de sua controlada Rio Canoas.

1.9. Companhias controladas:

1.9.1. Rio Paraná Energia S.A.

A Sociedade detém 66,67% da Controlada Rio Paraná Energia S.A. (“Rio Paraná”), uma sociedade anônima de capital fechado, com sede na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, que possui o contrato de concessão nº 01/2016 firmado com o Ministério de Minas e Energia - MME, com prazo de 30 anos, contados a partir de 01 de julho de 2016, advindo do leilão E-1/E-2 nº 12/2015, realizado para outorga da concessão mediante a contratação de serviço de geração de energia elétrica, pelo menor valor do somatório do custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) e do Retorno da Bonificação pela Outorga (RBO), os quais compõe sua remuneração, denominada de Receita Anual de Geração – RAG.

O contrato de concessão regula a concessão de energia elétrica da Usina Hidrelétrica Jupia e da Usina Hidrelétrica Ilha Solteira. O valor pago pela bonificação pela Outorga (BO) dos dois lotes foi de R\$ 13.803.752.

1.9.1.1. Rio Paraná Eclusas S.A.

A Controlada Rio Paraná Energia S.A. detém 100% (cem por cento) do capital social da Rio Paraná Eclusas S.A. (“Paraná Eclusas”), que é uma sociedade anônima de capital fechado e tem como objeto social a operação e manutenção da Eclusa de Jupia, a prestação de serviços relacionados à operação da Eclusa de Jupia, bem como a prestação de serviços de apoio técnico, operacional, administrativo e financeiro, especialmente a sociedades controladas e coligadas; e participação em outras sociedades, nacionais ou estrangeiras, como sócia ou acionista.

1.9.2. Rio Verde Energia S.A.

A Controlada Rio Verde Energia S.A. (“Rio Verde”) é uma sociedade anônima de capital fechado, com sede na cidade de Curitiba, Estado do Paraná. Na condição de produtora independente de energia elétrica tem por objeto social a implantação, a produção, a comercialização de energia elétrica e a instalação da linha de transmissão de interesse restrito à central geradora de energia elétrica, mediante concessão para exploração do potencial energético denominado Usina Hidrelétrica Salto (“UHE Salto” ou “Usina”), localizada no Rio Verde, nos municípios de Itarumã e Caçu, no Estado de Goiás, com potência instalada de 116MW e energia assegurada de 66,1MWm.

Foi objeto do leilão nº 001/2002 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), que originou o Contrato de Concessão nº 090/2002 – Aneel, com prazo de 35 anos, contados a partir de 11 de dezembro de 2002 (término da concessão em 11 dezembro de 2037), podendo ser prorrogado mediante o cumprimento, pela Rio Verde, das condições estabelecidas pelo contrato de concessão. Com assinatura do 5º termo do aditivo do contrato de concessão o término da concessão passou a ser de 07 de abril de 2039.

1.9.3. Rio Canoas Energia S.A.

A Controlada Rio Canoas S.A. (“Rio Canoas”), é uma sociedade anônima de capital fechado, com sede na cidade de Curitiba, Estado do Paraná. Na condição de produtora independente de energia elétrica tem por objeto social a implantação, a produção, a comercialização de energia elétrica e a instalação da linha de transmissão de interesse restrito à central geradora de energia elétrica, mediante concessão para exploração do potencial energético denominado Usina Hidrelétrica Garibaldi (“UHE Garibaldi”), localizado no Rio Canoas, nos municípios de Cerro Negro e Abdon Batista, no estado de Santa Catarina, com potência instalada de 191,9MW e energia assegurada de 86,3MWm.

Foi objeto do leilão A-5 N° 03/2010 da Aneel, que originou o contrato de concessão nº 003/2010 – Aneel, com prazo de 35 anos, contados a partir de 14 de dezembro de 2010 (término da concessão em dezembro de 2045), na qual a Resolução Autorizativa Aneel N° 6087, de 18 de outubro de 2016, Processo 48500.000269/2016-57, alterou o termo final da outorga de concessão da UHE Garibaldi, cadastrada sob o Código Único de Empreendimento de Geração (CEG) UHE. PH.SC.030415-8.01, para 19 de julho de 2046, podendo ser prorrogado mediante o cumprimento, pela Rio Canoas, das condições estabelecidas pelo contrato de concessão.

Conforme Portaria nº 387, de 19 de dezembro de 2017, da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia, definiu o novo montante da garantia física de energia da UHE Garibaldi, que passou de 83,1MW médio para 86,3MW médio, com o acréscimo de 3,2MW médio de garantia física. Com isso, passou da potência instalada de 189,0MW para 191,9MW.

1.9.4. CTG Brasil Negócios de Energia LTDA.

A CTG Brasil Negócios de Energia Ltda., (“CTGBNE” ou “Sociedade”) é uma sociedade limitada, com sede na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, localizada na Rua Funchal, nº 418, conjunto 2901, sala 01, Vila Olímpia, CEP 04.551-060 e foi constituída em 29 de junho de 2011, na condição de comercializadora de energia elétrica.

A Sociedade tem por objeto social a comercialização de energia elétrica, prestação de serviços de consultoria técnica e consultiva, participar na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, bem como em qualquer outra entidade, associação ou organismo associado à comercialização de energia elétrica, participar em outras companhias como quotistas ou acionistas.

1.9.5. CTG Brasil Serviços Administrativos LTDA.

A Controlada CTG Brasil Serviços Administrativos LTDA., (“CTG Serviços”) é uma sociedade limitada com sede na cidade de Curitiba - PR. Na condição de prestadora de serviços de administração em geral, tem por objeto social a gestão de recursos financeiros, gestão de bens mobiliários, gestão contábil, apoio operacional e apoio administrativo para implantação, organização e funcionamento de empresas comerciais ou de outras naturezas.

1.9.6. Rio Paranapanema Participações S.A.

A Paranapanema Participações foi constituída com o objetivo principal de atuar como holding, participando no capital de outras sociedades dedicadas às atividades de geração de energia elétrica, além de participar de licitações e/ou leilões de transferência de participação acionária de sociedades do setor de energia elétrica, obtendo as correspondentes concessões, permissões ou autorizações, podendo, para tanto, desenvolver qualquer das seguintes atividades: estudo, planejamento, projeto, construção e operação de sistemas de produção e transformação de energia, especialmente elétrica, as quais são regulamentadas e fiscalizadas pela Aneel, vinculada ao MME.

1.9.6.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

A Controlada Rio Paranapanema Energia S.A. (“Rio Paranapanema Energia”), é uma sociedade anônima de capital aberto, concessionária de uso de bem público, na condição de produtora independente, com sede em São Paulo, tem como atividades principais a geração e a comercialização de energia elétrica, tem a capacidade instalada em operação de 2.265,2 MW, composta pelos seguintes parques geradores em operação no Estado de São Paulo: Usina Hidrelétrica (UHE) Capivara, UHE Chavantes, UHE Jurumirim, UHE Salto Grande, UHE Taquaruçu e UHE Rosana e 49,7% do Complexo Canoas, formado pelas UHEs Canoas I e Canoas II.

A capacidade instalada da Controlada indireta Rio Sapucaí-Mirim Energia Ltda. (“Sapucaí-Mirim”) é de 32,5 MW, composta pelas PCH Retiro e PCH Palmeiras, localizadas no Rio Sapucaí, nos Municípios de Guará e São Joaquim da Barra, ambas no Estado de São Paulo.

1.9.6.2. CTG Brasil Trading Ltda.

A CTG Brasil Trading Ltda., (“CTG Brasil Trading Ltda”), é uma sociedade limitada, estabelecida e domiciliada no Brasil, com sede na cidade de São Paulo – SP. Esteve com suas atividades operacionais paralisadas desde 2013, quando foi desligada da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), até setembro de 2020, quando teve seus registros reativados na Aneel segundo despacho 2.371/2020 e na CCEE através da reunião 048/2020,. Nos termos de seu contrato social, tem como atividades principais a comercialização de energia a consumidores livres; a prestação de serviços necessários ou correlatos às atividades de comercialização e importação de energia no âmbito do setor elétrico brasileiro e/ou de outros países.

A Sociedade ingressou, em outubro de 2020, no mercado de trading de energia, a fim de auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro de uma política que considera limites de riscos pré-estabelecidos. Tais operações são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem à definição de instrumentos financeiros por valor justo, devido principalmente ao fato de que não há compromisso de combinar operações de compra e de venda, havendo flexibilidade para gerenciar os contratos para obtenção de resultados por variações de preços no mercado.

1.9.6.3. Sapucaí Mirim Ltda.

A Controlada Rio Sapucaí-Mirim Energia Ltda. (“Rio Sapucaí Mirim”) é uma sociedade limitada, estabelecida e domiciliada no Brasil, com sede na cidade de São Paulo – SP e tem como atividades principais a construção e exploração, como produtor independente, do aproveitamento hidrelétrico da Pequena Central Hidrelétrica (“PCH”) Retiro e PCH Palmeiras, as quais são autorizadas, regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

1.10. Participações societárias

1.10.1. Participação acionária em empresas controladas em conjunto com a EDP – Energias do Brasil

O Grupo possui participações nos empreendimentos descritos a seguir, controlados em conjunto a partir de acordos de acionistas, nos percentuais descritos na nota explicativa n. 13.

1.10.1.1. Companhia Energética do Jari (CEJA)

A Companhia Energética do Jari (“CEJA”), sociedade anônima de capital fechado, com sede no município de São Paulo, Estado de São Paulo, tem por objeto as atividades de geração, transmissão e a comercialização de energia elétrica de qualquer origem e natureza.

A CEJA possui, desde 2011, 100% da participação acionária da ECE Participações S.A., sendo esta detentora da concessão da Usina Hidrelétrica Santo Antônio do Jari (UHE Jari), por meio do contrato de concessão nº 04/2002, celebrado junto à Aneel, cuja vigência se encerrará em 2044.

A UHE Jari, localizada em Almeirim e Laranjal do Jari, na divisa dos estados do Pará e Amapá, possui 392,95MW de capacidade instalada com 217,7 MWm de energia assegurada, e entrou em operação comercial em 2014 – inicialmente previsto para 2015.

1.10.1.2. Cachoeira Caldeirão S.A.

A Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A. (“Cachoeira Caldeirão”), é uma sociedade anônima de capital fechado, com sede no município de Ferreira Gomes, no estado do Amapá, tem como objeto social a realização de estudos, projetos, construção, instalação, implantação, operação comercial, manutenção, a exploração do potencial da Usina Hidrelétrica Cachoeira Caldeirão (UHE Cachoeira Caldeirão), a comercialização da energia gerada por esse empreendimento, bem como a realização de quaisquer outros serviços afins ou complementares relacionados ao seu objeto social. A Cachoeira Caldeirão poderá ainda participar de outras empresas, negócios e empreendimentos voltados à atividade energética.

É detentora da concessão da UHE Cachoeira Caldeirão, que possui 219 MW de capacidade instalada, com 129,7 MWm de energia assegurada e tem seu contrato de concessão vigente até 2044.

1.10.1.3. Empresa de Energia São Manoel S.A.

A Empresa de Energia São Manoel S.A. (“São Manoel”), uma sociedade anônima de capital fechado com sede no município do Rio de Janeiro, estado do Rio de Janeiro, tem como objeto social planejar, construir, operar, manter e explorar as instalações da Usina Hidrelétrica São Manoel (UHE São Manoel), no rio Teles Pires, e executar outras atividades correlatas ao seu objeto social.

A usina hidrelétrica possui 700 MW de capacidade instalada, com 424,5 MWm de energia assegurada, está localizada na divisa dos estados do Pará e Mato Grosso e tem seu contrato de concessão com vigência até 2.049.

1.10.2. Participação acionária em empresas controladas em conjunto com a EDP Renováveis do Brasil (EDPR)

A CTG Brasil adquiriu, pelo valor total de R\$ 277.085, a participação acionária representativa de 49% do capital social das seguintes empresas controladas pela EDP Renováveis do Brasil (denominada Companhia EDPR): Cenaeel, Elebrás, Baixa do Feijão I, Baixa do Feijão II, Baixa do Feijão III e Baixa do Feijão IV; JAU e Aventura I. A Companhia EDPR, por meio do acordo de acionistas entre as partes, manteve o controle das investidas, bem como dados da capacidade instalada (MW) e data de entrada em operação.

Essas empresas são centrais eólicas, de capital fechado, que têm como objeto social a realização de estudos, projetos, construção, instalação, implantação, operação comercial, manutenção, e comercialização de energia eólica gerada pelo correspondente empreendimento.

2. Apresentação das demonstrações financeiras

2.1. Aprovação das demonstrações financeiras

As reemissões dessas demonstrações financeiras foram autorizadas pelo Conselho de Administração do Grupo em 23 de agosto de 2022.

2.2. Base de preparação e mensuração

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas do Grupo foram preparadas de acordo com as normas internacionais de contabilidade *International Financial Reporting Standards* – (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs) e evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, as quais estão consistentes com as utilizadas pela administração na sua gestão.

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs), os quais foram aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC), incluindo também as normas complementares emitidas pela CVM.

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

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto pelas obrigações com entidade de previdência privada, intangível recuperação de custos pela extensão do GSF e pela valorização de certos instrumentos financeiros, os quais são mensurados pelo valor justo, bem como pela avaliação de ativos imobilizados ao seu custo atribuído (“*deemed cost*”), na data de transição para as práticas contábeis adotadas no Brasil alinhadas às IFRS em janeiro de 2009 e pelos ativos adquiridos na combinação de negócios, que foram mensurados inicialmente a valor justo na data de aquisição.

O Grupo considerou as orientações contidas na Orientação Técnica OCPC 07 na elaboração das suas demonstrações financeiras. Desta forma, as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras estão evidenciadas nas notas explicativas e correspondem às utilizadas pela Administração do Grupo na sua gestão.

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

2.3. Moeda funcional e moeda de preparação

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas, estão apresentadas em reais, moeda funcional utilizada pelo Grupo.

2.4. Continuidade operacional

A Administração avaliou a capacidade do Grupo em continuar operando normalmente e concluiu que possui recursos para dar continuidade aos seus negócios no futuro, nos termos descritos na nota explicativa nº 1.1. Assim, conforme CPC 26 – Apresentação das demonstrações contábeis, estas demonstrações financeiras foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

2.5. Uso de estimativas e julgamentos contábeis críticos

A elaboração das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas e julgamentos para o registro de certas transações que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações em suas demonstrações financeiras. As premissas utilizadas são baseadas em informações disponíveis na data da preparação das demonstrações financeiras, além da experiência de eventos passados e/ou correntes, considerando ainda pressupostos relativos a eventos futuros. Essas estimativas são revisadas periodicamente e seus resultados podem diferir dos valores inicialmente estimados.

As principais estimativas que representam risco significativo com probabilidade de causar ajustes materiais ao conjunto das demonstrações financeiras, nos próximos exercícios, referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de:

- i. Imposto de renda e contribuição social diferidos (nota explicativa nº 7)
- ii. Vida útil de ativos de longa duração e *impairment* (nota explicativa nº 14 e 15)
- iii. Valor do ativo relacionado à prorrogação dos prazos dos contratos de concessão decorrente do acordo relacionado ao GSF (nota explicativa nº 15)
- iv. Provisões e passivos contingentes (nota explicativa nº 25)
- v. Variação da curva de preço da Trading (nota explicativa nº 28)
- vi. Ativo financeiro vinculado a concessão (nota explicativa nº 9)

2.6. Informações por segmento

Um segmento de negócio é um componente identificável da companhia, que se destina a fornecer um produto ou um serviço individual ou um grupo de produtos ou serviços relacionados, e que esteja sujeito a riscos e benefícios que sejam diferenciáveis dos demais segmentos de negócio.

Em 2020, o Grupo ingressou e iniciou operações de trading de energia elétrica, embora não no sentido de ser um segmento em separado.

2.7. Base de Consolidação

Nas demonstrações financeiras da Controladora os investimentos nas empresas controladas possuem seu valor contábil aumentado ou diminuído pelo reconhecimento da participação da investidora no lucro, no prejuízo e em outros resultados abrangentes gerados pelas investidas, após a aquisição.

As distribuições de resultados reduzem o valor contábil dos investimentos.

Controladas são todas as entidades nas quais o Grupo tem o poder de determinar as políticas financeiras e operacionais. Nas demonstrações financeiras consolidadas, as Controladas são consolidadas a partir da data em que o controle é transferido para o Grupo. A consolidação é interrompida a partir da data em que o controle termina.

Os principais procedimentos para a consolidação foram a eliminação de investimentos da Controladora nas suas controlada; eliminação dos saldos das contas entre a Controladora e as suas controladas, bem como das contas mantidas entre essas controladas e destaque aos acionistas não controladores nos balanços patrimoniais, nas demonstrações do resultado e nas demonstrações dos resultados abrangentes.

Também, as transações entre as entidades controladas e os ganhos não realizados em transações entre empresas são eliminados. Os prejuízos não realizados também são eliminados, a menos que a operação forneça evidências de uma perda (*impairment*) do ativo transferido. As políticas contábeis das Controladas são alteradas quando necessário para assegurar a consistência com as políticas adotadas pelo Grupo.

A posição dos investimentos em Controladas em 31 de dezembro de 2020 está descrita na nota explicativa nº 13.

2.7.1. Demonstrações financeiras consolidadas

Controladas são todas as entidades nas quais o Grupo tem o poder de determinar as políticas financeiras e operacionais, acompanhada de uma participação maior que a metade dos direitos a voto (capital votante). Nas demonstrações financeiras consolidadas, as Controladas são consolidadas a partir da data em que o controle é transferido para o Grupo. A consolidação é interrompida a partir da data em que o controle termina.

Os principais procedimentos para a consolidação foram a eliminação de investimentos da Controladora nas suas controlada; eliminação dos saldos das contas entre a Controladora e as suas controladas, bem como das contas mantidas entre essas controladas e destaque aos acionistas não controladores nos balanços patrimoniais, nas demonstrações do resultado e nas demonstrações dos resultados abrangentes.

Também, as transações entre as entidades controladas e os ganhos não realizados em transações entre empresas são eliminados. Os prejuízos não realizados também são eliminados, a menos que a operação forneça evidências de uma perda (*impairment*) do ativo transferido. As políticas contábeis das Controladas são alteradas quando necessário para assegurar a consistência com as políticas adotadas pelo Grupo.

A posição dos investimentos em Controladas em 31 de dezembro de 2020 está descrita na nota explicativa nº 13.

2.8. Reemissão e reapresentação das cifras comparativas

A Companhia está reapresentando suas demonstrações financeiras originalmente autorizadas pelo Conselho de Administração e emitidas em 25 de março de 2021, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020, para incluir divulgações adicionais requeridas às companhias abertas, como descrito a seguir: (i) apresentação da demonstração do valor adicionado – DVA; (ii) apresentação de nota explicativa sobre segmento de negócio; Adicionalmente, para uma melhor apresentação das informações publicadas na Controladora do Grupo, a expectativa de rentabilidade futura (ágio) e mais valia do direito de concessão relacionados a investidas adquiridas em anos anteriores foram reclassificados da linha de Intangível para Investimentos, bem como as respectivas amortizações desses ativos e vida útil definida das linhas de “Depreciação e Amortização” para “Equivalência Patrimonial” na Demonstração de Resultado.

As demonstrações financeiras da Controladora de 2020 e 2019 (apresentadas para fins de comparação), foram ajustadas e estão sendo reapresentadas.

Os efeitos da reapresentação estão demonstrados a seguir:

Ativo	Nota	Controladora		
		2020		
		Original	Ajuste	Reapresentado
Circulante				
Total do ativo circulante		538.273	-	538.273
Não circulante				
Investimentos	13	9.880.681	1.124.468	11.005.149
Intangível	15	1.142.570	(1.124.468)	18.102
Total do ativo não circulante		11.023.251	-	11.023.251
Total do ativo		11.561.524	-	11.561.524

Ativo	Nota	Controladora		
		2019		
		Original	Ajuste	Reapresentado
Circulante				
Total do ativo circulante		1.647.079	-	1.647.079
Não circulante				
Investimentos	13	9.064.523	1.238.397	10.302.920
Intangível	15	1.241.057	(1.238.397)	2.660
Total do ativo não circulante		10.305.580	-	10.305.580
Total do ativo		11.952.659	-	11.952.659

	Nota	Controladora					
		2020			2019		
		Original	Ajuste	Reapresentado	Original	Ajuste	Reapresentado
Outros resultados operacionais							
Depreciação e amortização	14 e 15	(103.606)	98.685	(4.921)	(102.217)	98.777	(3.440)
Resultado de participações societárias							
Equivalência patrimonial	13	1.317.301	(98.685)	1.218.616	1.015.168	(98.777)	916.391
Lucro líquido do período		1.154.523	-	1.154.523	860.643	-	860.643

3. Principais práticas contábeis

As principais políticas contábeis e estimativas, aplicadas na preparação destas demonstrações financeiras, estão apresentadas nas respectivas notas explicativas. Estas políticas foram aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados.

3.1. Despesas pagas antecipadamente

Os valores registrados no ativo representam as despesas pagas antecipadamente de seguros e fianças bancárias para apropriação conforme o regime de competência, isto é, amortizadas linearmente pelo prazo de vigência da apólice e carta fiança, dentre outros.

3.2. Serviços em curso

Os valores registrados nessa rubrica referem-se aos recursos aplicados em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), em consonância com a Resolução Normativa nº 605/2014 da Aneel. Quando concluído, os projetos são baixados em contrapartida da conta do passivo, relacionada à provisão de P&D e submetidos à aprovação da Superintendência da Aneel (nota explicativa nº 18.1.2).

3.3. Impairment

O Grupo testa a recuperação de seus ativos quando há alguma indicação de que um ativo possa ter sofrido desvalorização, segregados por unidade geradora de caixa, utilizando o critério do fluxo de caixa descontado que dependem de diversas estimativas, que são influenciadas pelas condições de mercados vigentes no momento em que essa recuperabilidade é testada.

3.3.1. Impairment de ativos não financeiros

Os ativos sujeitos à depreciação ou amortização são revisados para a verificação de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável. Uma perda por *impairment* é reconhecida pelo valor ao qual o valor contábil do ativo excede seu valor recuperável. Este último é o valor mais alto entre o valor justo de um ativo menos os custos de venda e o valor em uso. Para fins de avaliação do *impairment*, os ativos são agrupados nos níveis mais baixos para os quais existem fluxos de caixa identificáveis separadamente Unidade Geradora de Caixa (UGC). Os ativos não financeiros que tenham

sofrido *impairment* são revisados para a análise de uma possível reversão do *impairment* na data de apresentação do relatório.

Os detalhes das análises de *impairment* do Grupo estão evidenciados na nota explicativa nº 14.5.

3.3.2. *Impairment* de ativos financeiros

O Grupo avalia as informações prospectivas, das perdas esperadas de crédito associadas aos seus ativos financeiros, para os quais houve aumentos significativos no risco de crédito desde o reconhecimento inicial. As avaliações são realizadas de forma individual ou coletiva, considerando todas as informações razoáveis e sustentáveis, com objetivo de atender os requisitos da redução ao valor recuperável.

3.4. *Participação nos lucros*

O Programa de Participações no Resultado (PPR) é um programa de engajamento com os resultados do Grupo, regulamentado pela Lei 10.101/00. É uma ferramenta de remuneração por desempenho, composto por regras de atingimento dos resultados com base em indicadores corporativos e individuais, cuja participação abrange todos os empregados ativos, sendo firmado mediante acordos coletivos com sindicatos para uma vigência anual.

O Grupo reconhece um passivo e uma despesa de PPR ao longo do exercício.

3.5. *Adoção as normas de contabilidade novas e revisadas*

Os pronunciamentos que entraram a partir de 01 de janeiro de 2020 não geraram impactos em suas demonstrações financeiras.

Estes novos pronunciamentos estão demonstrados abaixo:

- Alterações nas referências à estrutura conceitual nas normas IFRS;
- Definição de um negócio (alterações ao CPC 15/IFRS 3); e
- Benefícios relacionados à Covid-19 concedidos para arrendatários em contratos de arrendamento (CPC 06/ IFRS 16).

4. Gestão de riscos do negócio

4.1. Risco financeiro

As atividades do Grupo a expõem a diversos riscos financeiros: risco de mercado (incluindo risco de taxa de juros de valor justo, risco de taxa de juros de fluxo de caixa e risco de preço), risco de crédito e risco de liquidez. A gestão de risco do Grupo se concentra na imprevisibilidade dos mercados financeiros e busca minimizar potenciais efeitos adversos no desempenho financeiro do Grupo.

A gestão de risco é realizada pelo Grupo, seguindo as políticas aprovadas pelo Conselho de Administração que identifica, avalia e protege o Grupo contra eventuais riscos financeiros.

4.1.1. Risco de mercado

4.1.1.1. Risco hidrológico

O risco hidrológico decorre dos impactos da hidrologia na operação das usinas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Tais impactos incluem a flutuação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que aumenta em casos de hidrologia desfavorável e é utilizado para a valorização da exposição dos agentes do setor (sobras e déficits de energia).

Outro índice importante é o ajuste MRE (GSF), fator que pode reduzir ou aumentar a energia disponível para a venda de usinas hidráulicas a depender da situação hidrológica e do despacho realizado pelo ONS, afetando diretamente a exposição destas usinas ao PLD.

Estes fatores podem ser mitigados através da estratégia de contratação de energia, a fim de obter uma maior proteção contra o risco hidrológico e, por consequência, a manutenção do equilíbrio econômico e financeiro do Grupo.

4.1.1.2. Risco do fluxo de caixa ou valor justo associado com taxa de juros

O risco de taxa de juros do Grupo decorre de empréstimos, financiamentos, debêntures e caixa e equivalentes de caixa.

Para o financiamento junto ao BNDES, o risco está ligado a variação da TJLP. As debêntures emitidas às taxas variáveis expõem ao risco de taxa de juros de fluxo de caixa.

O impacto causado pela variação do Certificado de Depósito Interfinanceiro (DI) e pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) sobre as debêntures é minimizado pela remuneração das aplicações financeiras pelo DI e pelos preços nos contratos de venda de energia elétrica que também estão indexados à variação dos índices IPCA ou Índice Geral de Preço do Mercado (IGP-M).

4.1.2. Risco cambial - dólar norte-americano

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de flutuações nas taxas de câmbio aumentem saldos passivos em moeda estrangeira cujo risco é o aumento da obrigação com a instituição cedente e redução do lucro líquido. O Grupo não possui instrumentos de hedge para proteção em relação aos aumentos nas taxas de moeda estrangeira.

4.1.3. Risco de crédito

O risco de crédito decorre de caixa e equivalentes de caixa, instrumentos financeiros, depósitos em bancos e instituições financeiras, bem como de exposições de crédito a clientes, incluindo contas a receber em aberto.

No caso de clientes, a área de análise de crédito avalia a qualidade do crédito do cliente, levando em consideração sua posição financeira, experiência passada, exposição no mercado das empresas do setor energético e outros fatores.

O preço da energia elétrica vendida para distribuidoras e clientes livres determinados nos contratos de leilão e bilaterais está no nível dos preços fechados no mercado e eventuais sobras ou faltas de energia são liquidadas no âmbito da CCEE, cujo risco é a inadimplência dos agentes participantes. Na falta de pagamento de um dos agentes a inadimplência é rateada entre os que possuem direito na liquidação.

4.1.4.Risco de liquidez

O Grupo monitora as previsões contínuas das exigências de liquidez para assegurar que ele tenha caixa suficiente para atender às necessidades operacionais.

O Grupo faz a administração do risco de liquidez com um conjunto de metodologias, procedimentos e instrumentos, aplicados no controle permanente dos processos financeiros, a fim de garantir o adequado gerenciamento dos riscos.

Essa previsão leva em consideração os planos de financiamento da dívida do Grupo, cumprimento de cláusulas restritivas (“covenants”), cumprimento das metas internas do quociente do balanço patrimonial e, se aplicável, exigências legais ou regulatórias externas, incluindo a liminar que trata do fator de ajuste de energia (GSF).

O risco de liquidez do Grupo é representado pela possibilidade de insuficiência de recursos, caixa ou outro ativo financeiro, para liquidar as obrigações nas datas previstas. A principal questão que pode impactar a liquidez é o eventual pagamento das liminares referente ao fator de ajuste de energia (GSF) e Garantia física, como descrito na nota explicativa 1.3, o Grupo continua mantendo em sua posição de caixa reserva que considera suficiente para fazer frente a valores que sejam necessários. A expectativa é que ocorra até o 1º trimestre de 2021, os pagamentos referentes a liminar do GSF, de acordo com os desdobramentos a partir da regulamentação em andamento.

O Grupo investe o excesso de caixa em contas correntes com incidência de juros, depósitos a prazo, depósitos de curto prazo, escolhendo instrumentos com vencimentos apropriados ou liquidez adequada para fornecer margem suficiente conforme determinado pelas previsões anteriormente mencionadas.

A tabela a seguir mostra em detalhes o prazo de vencimento contratual restante dos passivos (debêntures, empréstimos e financiamentos) do Grupo e os respectivos prazos de amortização. A tabela foi elaborada de acordo com os fluxos de caixa não descontados dos passivos financeiros, com base na data mais próxima em que o Grupo deve quitar as respectivas obrigações. A tabela inclui os fluxos de caixa dos juros e do principal.

Dívida	Controladas	Remuneração	Consolidado					
			Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a dois anos	Mais de dois anos	Total
Debêntures 1ª emissão série 1	Rio Parana Energia S.A.	Varição DI + 1,05% ao ano	-	-	7.161	128.104	124.231	259.496
Debêntures 1ª emissão série 2	Rio Parana Energia S.A.	Varição IPCA + 6,15% ao ano	-	-	16.134	16.830	332.165	365.129
Tokyo-Mitsubishi	Rio Parana Energia S.A.	DI + 0,45% ao ano	-	11.645	703.728	715.778	696.881	2.128.032
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	Rio Parana Energia S.A.	4,29% + Dólar	-	-	737.037	649.714	1.973.724	3.360.475
BNDES	Rio Verde Energia S.A.	TJLP	2.578	7.674	22.746	29.543	96.939	159.480
BNDES	Rio Canoas Energia S.A.	TJLP	3.917	11.681	34.948	46.139	310.588	407.273
Debêntures 4ª emissão série 2	Rio Parapanema Energia S.A.	Varição IPCA + 6,07 % ao ano	-	-	147.630	144.801	140.917	433.348
Debêntures 5ª emissão série 2	Rio Parapanema Energia S.A.	Varição IPCA + 7,01 % ao ano	-	-	121.371	-	-	121.371
Debêntures 7ª emissão série 2	Rio Parapanema Energia S.A.	Varição IPCA + 5,90 % ao ano	-	6.521	121.680	124.718	-	252.919
Debêntures 8ª emissão série 1	Rio Parapanema Energia S.A.	Varição 106,75% do DI ao ano	-	1.577	1.641	83.671	82.098	168.987
Debêntures 8ª emissão série 2	Rio Parapanema Energia S.A.	Varição IPCA + 5,50 % ao ano	-	9.683	-	10.043	220.809	240.535
			6.495	48.781	1.914.076	1.949.341	3.978.352	7.897.045

4.2. Risco de aceleração de dívidas

O Grupo possui empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas (Covenants), normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas a atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros. Essas cláusulas restritivas foram atendidas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações. (notas explicativas nº 20,21 e 22).

4.3. Risco de regulação

As atividades da empresa, assim como de seus concorrentes, são regulamentadas e fiscalizadas pela Aneel. Qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre as atividades do Grupo.

4.4. Risco ambiental

As atividades e instalações do Grupo estão sujeitas a diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais, bem como as diversas exigências de funcionamento relacionadas à proteção do meio ambiente. Adicionalmente, eventual impossibilidade de o Grupo operar sua usina em virtude de autuações ou processos de cunho ambiental poderá comprometer a geração de receita operacional e afetar negativamente o resultado do Grupo.

O Grupo utiliza-se da política de gestão de Meio Ambiente, Saúde e Segurança (MASS) para assegurar o equilíbrio entre a conservação ambiental e o desenvolvimento de suas atividades, minimizando os riscos para o Grupo.

Os processos ambientais estão descritos na nota explicativa nº 25.

4.5. Análise da sensibilidade

O Grupo em atendimento ao disposto no item 40 do CPC 40 (R1) – Instrumentos Financeiros: Evidenciação, divulgam quadro demonstrativo de análise de sensibilidade para cada tipo de risco de mercado considerado relevante pela Administração, originado por instrumentos financeiros, compostos por aplicações financeiras, ativo vinculado a concessão, empréstimos, financiamentos, debêntures, UBP e provisão para grandes reparos, ao qual a Grupo está exposto na data de encerramento do exercício.

O cálculo da sensibilidade para o cenário provável foi realizado considerando a variação entre as taxas e índices vigentes em 31 de dezembro de 2020 e as premissas disponíveis no mercado para os próximos 12 meses (fonte: Banco Central do Brasil).

Demonstramos a seguir, os impactos no resultado financeiro do Grupo, para o cenário estimado para os próximos 12 meses:

Instrumentos financeiros	Indexador	Variação Provável do Indexador	Controladora	
			2020	Cenário Provável
Ativos financeiros				
Aplicações financeiras	DI	1,98%	55.127	1.093

Instrumentos financeiros	Controlada	Indexador	Variação Provável do Indexador	Consolidado	
				2020	Cenário Provável
Ativos financeiros					
Aplicações financeiras	Consolidado	DI	1,98%	1.486.052	29.472
Aplicações financeiras vinculadas	Consolidado	DI	1,98%	22.714	450
Ativo financeiro vinculado a concessão	Rio Parana Energia S.A.	IPCA	3,99%	10.577.213	422.463
				12.085.979	452.385
Passivos financeiros					
Debêntures 4ª emissão série 2	Rio Paranapanema Energia S.A.	IPCA + 6,07% ao ano	3,99%	(380.681)	(39.235)
Debêntures 5ª emissão série 2	Rio Paranapanema Energia S.A.	IPCA + 7,01% ao ano	3,99%	(116.899)	(13.191)
Debêntures 7ª emissão série 2	Rio Paranapanema Energia S.A.	IPCA + 5,90% ao ano	3,99%	(231.503)	(23.451)
Debêntures 8ª emissão série 1	Rio Paranapanema Energia S.A.	106,75% do DI ao ano	1,98%	(160.385)	(3.395)
Debêntures 8ª emissão série 2	Rio Paranapanema Energia S.A.	IPCA + 5,50% ao ano	3,99%	(185.333)	(18.003)
BNDES	Rio Canoas Energia S.A.	TJLP + 2,34% ao ano	4,58%	(292.776)	(20.559)
BNDES	Rio Canoas Energia S.A.	TJLP	4,58%	(1.430)	(65)
Uso do bem público (UBP)	Rio Canoas Energia S.A.	IPCA	3,99%	(10.254)	(410)
BNDES	Rio Verde Energia S.A.	TJLP + 1,81% ao ano	4,58%	(121.514)	(7.860)
BNDES	Rio Verde Energia S.A.	TJLP + 2,16% ao ano	4,58%	(9.008)	(616)
Uso do bem público (UBP)	Rio Verde Energia S.A.	IGPM	3,99%	(18.239)	(1.172)
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	Rio Parana Energia S.A.	4,29% + Dolar	4,80	(3.625.934)	288.667
Provisão para grandes reparos	Rio Parana Energia S.A.	IPCA	3,99%	(873.857)	(34.903)
Provisão para grandes reparos	Rio Parana Energia S.A.	IGPM	3,99%	(582.570)	(23.268)
Empréstimo Tokyo Mitsubishi	Rio Parana Energia S.A.	DI + 0,45% ao ano	1,98%	(2.025.562)	(49.467)
Debêntures 1ª emissão série 1	Rio Parana Energia S.A.	DI + 1,05% ao ano	1,98%	(239.476)	(7.314)
Debêntures 1ª emissão série 2	Rio Parana Energia S.A.	IPCA + 6,15% ao ano	3,99%	(260.581)	(27.074)
				(9.136.002)	18.684
Total da exposição líquida				2.949.977	471.069

4.6. Gestão de capital

O objetivo do Grupo ao administrar seu capital é assegurar a capacidade de continuidade das operações do Grupo para assim oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir custos.

Para manter ou ajustar a estrutura de capital do Grupo, a administração efetua ajustes adequando às condições econômicas atuais, revendo assim as políticas de pagamentos de dividendos, devoluções de capital aos acionistas, ou ainda, emitindo novas ações.

O Grupo monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida expressa como percentual do capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazo), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, com a dívida líquida.

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2020	2019	2020	2019
Empréstimos	20	-	-	2.025.562	2.701.631
Financiamentos	21	-	-	424.728	475.549
Debêntures	22	-	-	1.574.858	1.860.022
Partes relacionadas passiva China Three Gorges (Luxembourg)	28	-	-	3.625.934	3.605.579
(-) Caixa e equivalentes de caixa	5.2	(55.184)	(1.266.460)	(1.486.446)	(3.766.524)
(-) Aplicações financeiras vinculadas	5.4	-	-	(22.714)	(24.310)
Dívida líquida		(55.184)	(1.266.460)	6.141.922	4.851.947
Patrimônio líquido		11.260.617	10.527.366	14.908.944	13.748.384
Total do capital		11.205.433	9.260.906	21.050.866	18.600.331
Índice de alavancagem financeira - (%)		-0,5	-13,7	29,2	26,1

5. Caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras vinculadas

5.1. Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários, investimentos de curto prazo de alta liquidez, com risco insignificante de mudança de valor, e contas garantidas liquidadas em período igual ou menor a três meses. As aplicações financeiras correspondem às operações de fundos de investimentos de renda fixa e certificados de depósitos bancários, as quais são realizadas com instituições que operam o mercado financeiro nacional e são contratadas em condições e taxas normais de mercado, tendo como característica alta liquidez, baixo risco de crédito e remuneração próxima a do DI. Os ganhos e perdas decorrentes de variações nos saldos das aplicações financeiras são apresentados na demonstração do resultado em “resultado financeiro” no exercício em que ocorrem (vide nota explicativa nº 34).

5.2. Composição

	Controladora		Consolidado	
	2020	2019	2020	2019
Caixas e bancos	57	52	396	383
Aplicações financeiras	55.127	1.266.408	1.486.052	3.766.141
Certificado de depósito bancário (CDB)	55.127	1.266.408	1.486.052	3.765.563
Fundo de renda fixa	-	-	-	578
	55.184	1.266.460	1.486.448	3.766.524

5.3. Aplicações financeiras vinculadas

As aplicações financeiras vinculadas possuem prazos determinados e são remunerados com base em percentuais da variação do Certificado de Depósito Interfinanceiro (DI), sendo compostas por debêntures, compensação ambiental da Lei nº 9.985/2000 Fundação do Meio Ambiente de Santa Catarina (FATMA) e aplicações vinculadas ao empréstimo do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

	Consolidado				
	Debêntures	FATMA	BNDES	Gastos Ambientais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2019	439	411	22.863	597	24.310
Aplicações	-	193	8.599	746	9.538
Rendimentos	10	8	522	4	544
Resgates	-	(417)	(10.628)	(524)	(11.569)
Imposto de renda retido na fonte (IRRFP)	(1)	(2)	(90)	(16)	(109)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	448	193	21.266	807	22.714

5.4. Qualidade de créditos do caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras vinculadas

A qualidade do crédito dos ativos financeiros que não estão vencidos pode ser avaliada mediante referência às classificações externas de crédito (se houver) ou às informações históricas sobre os índices de inadimplência de contrapartes.

Standard & Poor's	Moody's	Controladora		Consolidado	
		2020	2019	2020	2019
A-1	-	10.388	-	212.015	-
A-2	-	-	-	-	2
B	BR-1	6.714	259.611	1.197.362	2.558.338
B	-	-	-	7	16
-	BR-1	38.082	1.006.845	99.776	1.232.471
-	-	-	4	-	7
		55.184	1.266.460	1.509.160	3.790.834

6. Clientes

As contas a receber de clientes correspondem aos valores referentes ao decurso normal das atividades do Grupo. Se o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos as contas a receber são classificadas no ativo circulante. Caso contrário, estão apresentadas no ativo não circulante. Incluem os valores relativos ao suprimento de energia elétrica faturada e não faturada, inclusive a comercialização de energia elétrica efetuada no âmbito da CCEE.

As contas a receber de clientes são mensuradas pelo custo amortizado, com o uso do método da taxa de juros efetiva menos a provisão para crédito de liquidação duvidosa. Na prática, dado o prazo de cobrança, são normalmente reconhecidas ao valor faturado, ajustado pela provisão para *impairment*, se necessária.

O Grupo não mantém contas a receber como garantia de nenhum título de dívida.

6.1. Composição

Os valores referentes às contas a receber de clientes da controlada Rio Paraná são suportados por Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGF), celebrado com as distribuidoras de energia, e contratos bilaterais, celebrados no âmbito do mercado livre.

Os contratos CCGF tratam de contratação de energia regulada com fundamento na Lei nº 12.783/2013 que criou o regime de cotas de garantia física para algumas usinas com concessões vincendas à época.

Desta forma, a Rio Paraná, que é sujeita a este regime, possui 70% de sua garantia física contratada no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e 30% de sua garantia física disponibilizada para venda no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

	Consolidado						
	Vencidos			À vencer	(-) PECLD	2020	2019
	Até 90 dias	De 91 a 365 dias	Acima de 365 dias	Até 90 dias			
Contratos ACL	-	-	-	249.836	-	249.836	198.317
Contratos ACR	-	-	-	153.494	-	153.494	147.327
Energia de curto prazo (MRE/MCP)	-	-	-	1.030.272	-	1.030.272	235.119
Eclusagem	336	1.008	1.646	-	(2.990)	-	-
	336	1.008	1.646	1.433.602	(2.990)	1.433.602	580.763

6.2. Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)

Constituída com base na estimativa das possíveis perdas que possam ocorrer na cobrança destes créditos, de acordo com o CPC 48 – Instrumentos Financeiros

A estimativa para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida quando existe uma evidência objetiva de que o Grupo não será capaz de cobrar todos os valores devidos de acordo com os prazos originais das contas a receber.

A administração do Grupo não registra perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD), para eventos referentes ao MRE e MCP, pois entende que não há risco de não recebimento.

As faturas emitidas pelo Grupo referente aos contratos bilaterais, leilão e cotas são emitidas com vencimento único no mês seguinte ao do suprimento.

Foram constituídas estimativas de perda para as controladas CTG Brasil Negócios de Energia Ltda. e Rio Paraná Eclusas S.A, em função de reavaliação de expectativa de risco de contratos firmados conforme quadro abaixo:

	2020	2019
Controladas		
CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.	-	10.311
Rio Paraná Eclusas S.A.	1.344	1.646
Total	1.344	11.957

Embora tenham sido solicitada postergações de vencimentos por alguns poucos clientes, até o momento não foram observadas perdas por inadimplência em decorrência do cenário envolvendo a pandemia do COVID – 19.

6.3. Qualidade de créditos dos clientes

As transações relevantes para os negócios do Grupo em que há exposição de crédito, são as vendas de energia realizadas no Ambiente de Contratação Livre (ACL), através dos contratos bilaterais.

O histórico de perdas no Grupo em decorrência de dificuldades apresentada por clientes em honrar os seus compromissos é irrelevante diante das políticas e procedimentos vigentes.

O risco de crédito dos contratos de venda de energia com os clientes no ACL é minimizado pela análise prévia da área de crédito do Grupo de todos seus potenciais clientes. Esta análise é baseada em informações qualitativas e quantitativas de cada potencial cliente e, a partir dessa análise, é feita a classificação seguindo as premissas do rating interno.

O rating interno possui classificação de 1 a 5, onde os clientes são classificados como: 1 - Excelente; 2 - Bom; 3 - Satisfatório; 4 - Regular; 5 - Crítico.

Baseado na política de crédito e nas classificações de rating acima mencionado, todos os contratos bilaterais do Grupo possuem obrigação de entrega de uma modalidade de garantia (entre as quais se destacam: CDB, fiança bancária e corporativa).

Em conjunto com a área de crédito, a área de risco/portfólio, se baseia no rating interno e realiza a diversificação da carteira de clientes do Grupo com o objetivo de diminuir os riscos específicos setoriais e otimizar a liquidez da carteira.

Em 31 de dezembro de 2020 e 2019, segundo o rating interno, o Grupo possui, em relação aos saldos a receber de seus clientes bilaterais, as seguintes proporções de risco de liquidação:

Rating interno	Consolidado			
	2020		2019	
	%	R\$	%	R\$
1 - Excelente	1	2.497	-	355
2 - Bom	39	97.225	71	139.774
3 - Satisfatório	49	123.394	27	53.603
4 - Regular	10	25.192	2	4.585
5 - Crítico	1	1.528	-	-
	100	249.836	100	198.317

Especificamente para a energia comercializada nos ambientes ACR, MRE e MCP, onde a Administração não tem autonomia para avaliar e deliberar sobre os agentes liquidantes, a CCEE controla e monitora as inadimplências de modo que o não recebimento desses valores na data prevista são considerados temporais, ou seja, não deixarão de ser cumpridos, Tendo em vista que os agentes envolvidos estão expostos à diversas sanções onde, em última instância, podem até ser desligados do sistema, o risco de PECLD é praticamente nulo nessas modalidades de comercialização/liquidação.

7. Tributos a recuperar/recolher e diferidos

O imposto de renda e contribuição social correntes são calculados com base nas leis tributárias promulgadas, ou substancialmente promulgadas, na data do balanço. A Administração avalia, periodicamente, as posições tributárias assumidas pelo Grupo com relação às situações em que a regulamentação fiscal aplicável dá margem a interpretações. Estabelece provisões, quando apropriado, com base nos valores estimados de pagamento às autoridades fiscais.

O imposto de renda e contribuição social correntes são apresentados líquidos, por entidade contribuinte, no passivo quando houver montantes a pagar, ou no ativo quando os montantes antecipadamente pagos excedam o total devido na data do balanço.

O imposto de renda e contribuição social diferidos são reconhecidos usando-se o método do passivo sobre as diferenças temporárias decorrentes de diferenças entre as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas demonstrações financeiras. Entretanto, o imposto de renda e contribuição social diferidos não são contabilizados se resultar do reconhecimento inicial de um ativo ou passivo em uma operação que não seja uma combinação de negócios, a qual, na época da transação, não afeta o resultado contábil, nem o lucro tributável (prejuízo fiscal).

O imposto de renda e contribuição social diferidos ativos são reconhecidos somente na proporção da probabilidade de que o lucro tributável futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser usadas.

Os impostos diferidos ativos e passivos são compensados quando há um direito exequível legalmente de compensar os ativos fiscais correntes contra os passivos fiscais.

7.1. Uso de estimativas e julgamentos contábeis

O método de contabilização do passivo diferido do imposto de renda e contribuição social é determinado por diferenças temporárias entre o valor contábil dos ativos e passivos e seus respectivos valores fiscais.

O montante do imposto de renda diferido ativo é revisado a cada data das demonstrações financeiras e reduzido pelo montante que não seja mais realizável através de lucros tributáveis futuros. Ativos e passivos fiscais diferidos são calculados usando as alíquotas fiscais aplicáveis ao lucro tributável nos anos em que essas diferenças temporárias deverão ser realizadas.

Os créditos, que tem por base diferenças temporárias, foram reconhecidos conforme a expectativa de sua realização.

7.2. Tributos a recuperar/recolher

	Controladora		Consolidado			
	2020	2019	2020		2019	
	Circulante	Circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Ativo						
Saldo Negativo / Antecipações de IRPJ e CSLL	9.574	15.586	16.623	819	23.810	819
PIS e COFINS a recuperar	-	-	2.258	-	-	-
IRRF sobre aplicação financeira	8.049	-	10.843	-	10.437	-
IRRF sobre JSCP	7.585	7.257	7.585	-	7.257	-
INSS	-	-	24	1.427	24	1.407
ICMS a recuperar	-	-	2.104	-	1.016	-
Outros	192	169	544	-	180	-
	25.400	23.012	39.981	2.246	42.724	2.226
Passivo						
IRPJ e CSLL a recolher	-	-	370.736	-	205.031	-
PIS e COFINS a recolher	26.334	31.421	40.664	-	62.538	-
ICMS a recolher	-	-	5.024	-	1.979	-
IRRF sobre JSCP	-	-	-	-	71.925	-
Outros	260	406	3.352	-	7.678	-
	26.594	31.827	419.776	-	349.151	-

7.3. Tributos diferidos

	Consolidado					
	2020			2019		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Ativo de imposto diferido						
Diferenças temporárias						
Efeitos da outorga	1.126	405	1.531	680	245	925
Participação nos lucros e resultados	2.349	846	3.195	2.509	903	3.412
Provisões para riscos	49.339	17.762	67.101	82.464	29.687	112.151
Ajuste a valor presente (UBP)	4.085	1.471	5.556	4.699	1.691	6.390
Provisões	11.034	3.972	15.006	10.862	3.911	14.773
(-) PECLD	-	-	-	7.574	2.727	10.301
Liminar GSF	425.984	153.354	579.338	318.229	114.562	432.791
Benefício fiscal	9.753	3.511	13.264	11.480	4.133	15.613
Receita diferida	1.623	584	2.207	4.717	1.698	6.415
Prejuízo fiscal e Base de cálculo negativa	12.664	4.559	17.223	2.189	788	2.977
Ajuste a valor presente - provisões grandes reparos	24.162	8.698	32.860	75.478	27.172	102.650
Aluguéis (IFRS 16)	244	88	332	126	45	171
Ajuste atuarial plano de pensão	7.212	2.596	9.808	-	-	-
Variação cambial	211.943	76.299	288.242	54.047	19.457	73.504
Valores recebidos a maior RTE	66	24	90	64	23	87
Total bruto	761.584	274.169	1.035.753	575.118	207.042	782.160
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	(646.610)	(232.780)	(879.390)	(389.162)	(140.098)	(529.260)
Total	114.974	41.389	156.363	185.956	66.944	252.900
Passivo de imposto diferido						
Diferenças temporárias						
Efeitos da outorga	(747.580)	(269.129)	(1.016.709)	(568.027)	(204.490)	(772.517)
Variação cambial	-	-	-	(41.907)	(15.086)	(56.993)
Recuperação de custos pela extensão da concessão do GSF	(213.102)	(76.717)	(289.819)	-	-	-
Ajuste a valor presente (UBP)	-	-	-	(12.237)	(4.406)	(16.643)
Ajuste a valor presente - Intangível	(10.762)	(3.875)	(14.637)	-	-	-
Ajuste de avaliação patrimonial	(148.112)	(53.320)	(201.432)	(172.327)	(62.038)	(234.365)
Ajuste atuarial plano de pensão	-	-	-	(2.992)	(1.077)	(4.069)
Imobilizado - ICPC 10 - Custo atribuído	(22.046)	(7.936)	(29.982)	(23.371)	(8.413)	(31.784)
Juros sobre depósito vinculado	(15.492)	(5.577)	(21.069)	(12.558)	(4.521)	(17.079)
Mais-valia - investimento em controlada	(6.513)	(2.345)	(8.858)	(6.513)	(2.345)	(8.858)
Total bruto	(1.163.607)	(418.899)	(1.582.506)	(839.932)	(302.376)	(1.142.308)
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	646.610	232.780	879.390	389.162	140.098	529.260
Total	(516.997)	(186.119)	(703.116)	(450.770)	(162.278)	(613.048)
Imposto diferido líquido	(402.023)	(144.730)	(546.753)	(264.814)	(95.334)	(360.148)

A Grupo tem a expectativa de realização do imposto de renda e de contribuição social diferidos de acordo com premissas internas e conforme apresentado no quadro abaixo:

Conta	2021	2022	2023	2024	2025	a partir de 2026	Total
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.238.781	703.465	810.331	917.844	1.065.812	(5.282.986)	(546.753)

8. Repactuação do risco hidrológico – Rio Canoas

A Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, permite a repactuação do risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), desde que haja anuência da Aneel, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015.

O produto solicitado para repactuação pela Controlada foi o SP90.

Conforme Resolução Autorizativa Aneel nº 6087, de 18 de outubro de 2016, Processo 48500.000269/2016-57, foi alterado o termo final da outorga de concessão da UHE Garibaldi, cadastrada sob o Código Único de Empreendimento de Geração (CEG) UHE. PH.SC.030415-8.01, aumentando o prazo de concessão para 19 de julho de 2046.

Em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 13.203/2015 e na Resolução Normativa nº 684/2015, em dezembro de 2015, a Aneel concedeu anuência ao acordo de repactuação do risco hidrológico da UHE Garibaldi para a energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). A opção da repactuação foi enviada em 15 de janeiro de 2016 para Aneel.

As regras da repactuação estabelecem opções de escolha do nível de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores que, em contrapartida, assumem o compromisso de pagar um prêmio de risco definido pela Aneel ao longo do prazo do contrato de venda de energia no ACR.

Com base no novo patamar de risco definido nos termos da repactuação, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um montante pago a maior que foi compensado com o valor do prêmio de seguro estipulado pela Aneel. A quantidade de MWh médios repactuados foi de 42,2 ao preço unitário de R\$ 15,13 perfazendo um montante de R\$ 6.392. O prazo de concessão foi estendido para 19 de julho de 2046 e sua apropriação será pelo prazo de venda de energia no mercado regulado.

Segue abaixo o saldo residual:

	Consolidado			
	2020		2019	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Repactuação de risco hidrológico	259	6.133	259	6.392
	259	6.133	259	6.392

Produto	Consolidado			
	2020			
	Repactuação (MW médios)	Repactuação (MWh)	Reembolso unitário (R\$)	Saldo a reembolsar
SP90	42	422.487	15	6.392

9. Ativo financeiro vinculado a concessão

A Rio Paraná Energia S.A. possui em seu balanço o valor presente de parte da receita de Retorno da Bonificação da Outorga - RBO, que não possui risco de demanda, reconhecido como um ativo financeiro. Os fatores de indisponibilidade não interferem sobre essa parcela da receita da RBO, portanto essa receita é garantida incondicionalmente. Os efeitos destas transações estão em consonância com o ICPC 01 e OCPC 05 contratos de concessão (correspondente ao IFRIC 12).

O ativo financeiro, considerável indenizável, é ajustado por atualização do IPCA de acordo com a resolução normativa nº 686 de 23 de novembro de 2015.

O Grupo realizou a projeção dos valores a receber relacionados ao RBO referente ao montante pago pelo direito de concessão que possui previsão contratual de pagamentos fixos e garantidos pelo poder concedente durante o prazo da concessão.

Nos anos de 2016 e 2017, o Grupo estimou o valor do ativo financeiro relativo aos 65% da RBO utilizando a metodologia de valor futuro e ajuste a valor presente que, naquele momento, constituía o melhor entendimento sobre a prática contábil.

Em 2018, o Grupo realizou uma nova análise detalhada e comparação com outras empresas do mesmo segmento que possuem a mesma modalidade de contrato de concessão, ou seja, por quotas, e concluiu que houve uma evolução no entendimento da melhor metodologia contábil a ser aplicada para a contabilização do ativo financeiro.

Como consequência, a nova estimativa do valor justo do ativo financeiro baseia-se no valor efetivamente pago no momento do investimento realizado, assim como todos os seus efeitos, dentre eles o mais relevante que é o IPCA sobre o fluxo.

Diante do entendimento que essa nova metodologia resultante da evolução do tema no setor, é uma apresentação mais adequada, onde se reflete com mais acuracidade os efeitos do tratamento contábil nos resultados e no fluxo de caixa da controlada Rio Parana Energia S.A., a Administração optou pela mudança da prática adotada até o ano de 2017.

9.1. Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas

O Poder Concedente realizou o leilão para outorga da concessão mediante a contratação de serviço de geração de energia elétrica, pelo menor valor do somatório do custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) e da RBO, os quais compõe a remuneração do Grupo, denominada de Receita Anual de Geração (RAG).

Os contratos de venda de energia serão todos comercializados no Ambiente de Contratação Regulada – (“ACR”) no Sistema de Cota de Garantia Física em 2016 e, a partir de 2017 na proporção de 70% da energia no ACR e 30% no ambiente livre (ACL).

Do montante pago pelo direito de concessão, parcela se refere à RBO, que possui previsão contratual de pagamentos fixos e garantidos pelo Poder Concedente durante o prazo da concessão e sem risco de demanda. Esse montante, que equivale a 65% da RBO, está classificado como ativo financeiro e é atualizado pelo IPCA, conforme Resolução Normativa nº 686, de 23 de novembro de 2015. Para os demais 35% e em função do risco de demanda, o Grupo classificou como ativo intangível. Ambas as classificações estão em conformidade com a Interpretação Técnica ICPC 01.

Esse ativo financeiro não possui um mercado ativo, todavia apresenta fluxo de caixa fixo e determinável, e, portanto, foi classificado como “ativos financeiros”, inicialmente estimado a valor presente e subsequentemente é mensurado pelo custo amortizado, calculado pelo método da taxa de juros efetiva.

Nos anos de 2016 e 2017, o Grupo estimou o valor do Ativo Financeiro relativo aos 65% da RBO utilizando a metodologia de Valor Futuro e Ajuste a Valor Presente que, naquele momento, constituía o melhor entendimento sobre a prática contábil.

Em 2018, considerando a maior experiência no estabelecimento de suas estimativas, a administração realizou uma análise detalhada da conta de Ativos Financeiros vinculados à concessão, considerando as obrigações e os benefícios futuros esperados associados àqueles ativos, além de comparação com outras empresas do mesmo segmento que possuem a mesma modalidade de contrato de concessão, ou seja, por quotas.

Nessa análise, administração exerceu seu julgamento no aprimoramento dos métodos de aplicação da política contábil, que não foi alterada, mas que resultou, de forma prudente, em informação que melhor representam a posição patrimonial e o desempenho financeiro e os fluxos de caixa da Controlada. Considerou, assim, o valor justo dos Ativos Financeiros vinculados à concessão como sendo o valor efetivamente pago no momento do investimento realizado, bem como todos os seus efeitos sobre o fluxo financeiro no período.

Diante do entendimento que essa nova metodologia é uma apresentação mais adequada, e que produz informação com mais acuracidade e relevância para a tomada de decisões econômicas, a Administração registrou os efeitos cumulativos apurados no exercício de 2018, isto é, de forma prospectiva.

9.2. Composição

	Consolidado					
	2020			2019		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Principal	268.856	2.609.348	2.878.204	268.856	6.721.389	6.990.245
Juros e atualização monetária	1.017.845	6.681.164	7.699.009	1.231.843	1.937.156	3.168.999
	1.286.701	9.290.512	10.577.213	1.500.699	8.658.545	10.159.244

9.3. Movimentação

Saldos em 31 de dezembro de 2019	10.159.244
Provisão de juros e atualização monetária	1.429.643
Liquidação juros e atualização monetária	(744.600)
Liquidação principal	(268.856)
Atualização do retorno da bonificação pela outorga	1.782
Saldos em 31 de dezembro de 2020	10.577.213

A atualização dos ativos financeiros é realizada pelo IPCA conforme previsto no contrato de concessão.

10. Depósito judicial

10.1. Movimentação

	Consolidado			
	Fiscais	Ambientais	Regulatórios	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2019	480.469	6.817	36.846	524.132
Variações monetárias	12.072	132	679	12.883
Adições	3.861	-	-	3.861
(-) Baixas	-	(114)	-	(114)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	496.402	6.835	37.525	540.762

Algumas das Empresas controladas do Grupo mantem discussões judiciais para as quais foram necessários depósitos judiciais para suspensão de exigibilidade, entre os principais são destacados:

10.2. Rio Paraná Energia

a) Fiscais:

Mandado de Segurança no qual se discute a opção pelo Lucro Presumido nos anos de 2015 e 2016. Para suspender a exigibilidade do crédito, foi necessário realizar o depósito judicial que sofre atualização pela taxa Selic.

10.3. Rio Paranapanema Energia

a) Regulatório:

TUSD-g – Depósitos judiciais em conexão com a obtenção de decisão judicial suspendendo a exigibilidade da multa imposta pela Aneel pelo suposto descumprimento das obrigações de assinar os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (Cusd) e de pagar o passivo acumulado entre julho de 2004 a junho de 2009. Para maiores detalhes, vide nota explicativa nº 16 para uma descrição do andamento das discussões referentes à TUSD

11. Dividendos a receber

	Controladora			
	Saldos em 2019	Dividendos a Receber	Dividendos recebidos	Saldos em 2020
Rio Parapanema Participações S.A.	34.367	85.895	(97.334)	22.928
Rio Canoas Energia S.A.	-	13.826	(10.000)	3.826
Rio Verde Energia S.A.	-	26.331	(20.000)	6.331
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	75	126	(75)	126
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	100	82	(100)	82
CEJA - Companhia Energética do Jari	2.035	31.509	(33.544)	-
Central Eólica Jau S.A.	3.416	610	(3.678)	348
Elebrás Projetos S.A.	-	15.362	(11.184)	4.178
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	-	3.286	(2.594)	692
Central Eólica Aventura I S.A.	337	500	(337)	500
	40.330	177.527	(178.846)	39.011

	Consolidado			
	Saldos em 2019	Dividendos a Receber	Dividendos recebidos	Saldos em 2020
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	75	126	(75)	126
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	100	82	(100)	82
CEJA - Companhia Energética do Jari	2.035	31.509	(33.544)	-
Central Eólica Jau S.A.	3.416	610	(3.678)	348
Elebrás Projetos S.A.	-	15.362	(11.184)	4.178
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	-	3.286	(2.594)	692
Central Eólica Aventura I S.A.	337	500	(337)	500
	5.963	51.475	(51.512)	5.926

12. Juros sobre capital próprio a receber

	Controladora			
	Saldos em 2019	JSCP a receber	JSCP recebidos	Saldos em 2020
Rio Canoas Energia S.A.	6.800	-	(6.800)	-
Rio Verde Energia S.A.	21.675	8.500	(21.675)	8.500
Rio Paraná Energia S.A.	264.634	215.334	(100.000)	379.968
CEJA - Companhia Energética do Jari	9.053	16.037	(9.053)	16.037
Elebrás Projetos S.A.	3.343	2.862	(3.343)	2.862
	305.505	242.733	(140.871)	407.367

	Consolidado			
	Saldos em 2019	JSCP a receber	JSCP recebidos	Saldos em 2020
CEJA - Companhia Energética do Jari	9.053	16.037	(9.053)	16.037
Elebrás Projetos S.A.	3.343	2.862	(3.343)	2.862
	12.396	18.899	(12.396)	18.899

13. Investimentos

Os investimentos que são controlados pelo Grupo consideram as regras previstas no CPC 15 (IFRS 3) – combinação de negócios e são reconhecidos pelo método de aquisição, que consiste no somatório dos valores justos dos ativos transferidos e dos passivos assumidos na data da transferência de controle da adquirida (data de aquisição). Os custos relacionados à aquisição são reconhecidos no resultado, quando incorridos.

Nas aquisições de participação em empreendimentos controlados em conjunto ou em coligadas, apesar de não configurarem uma combinação de negócios, os ativos líquidos adquiridos também foram reconhecidos inicialmente pelo valor justo.

Os investimentos do Grupo que são controlados em conjunto com uma ou mais partes e os investimentos em coligadas são avaliados pelo método de equivalência patrimonial, levando em conta as premissas definidas pelo Pronunciamento Técnico CPC 18 - Investimento em Coligada, em Controlada e Empreendimento Controlado em Conjunto.

A participação do Grupo nos lucros ou prejuízos de seus investimentos é reconhecida na demonstração do resultado e a participação em outros resultados abrangentes é reconhecida diretamente contra o patrimônio líquido do Grupo. O ágio nas demonstrações financeiras individuais é apresentado no investimento.

	Participação acionária	Controladora									2020
		2019	Baixa	Dividendos	Baixa imposto de renda e contribuição social diferidos	Ajuste investimento	JSCP	Plano de pensão	Baixa pagamento baseado em ações	Equivalência patrimonial	
Controladas											
Rio Canoas Energia S.A.	100,00%	682.671	-	(13.826)	-	-	-	-	-	16.111	684.956
Rio Verde Energia S.A.	100,00%	280.485	-	(26.331)	-	-	(10.000)	-	-	65.106	309.260
CTG Brasil Negócios de Energia S.A.	100,00%	6.932	-	-	-	-	-	-	-	928	7.860
CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda.	99,99%	6.997	-	-	-	-	-	-	-	(1.430)	5.567
Rio Paraná Energia S.A.	66,67%	5.224.532	-	-	(30.749)	-	(253.313)	-	-	756.910	5.697.380
Rio Parapanema Participações S.A.	66,67%	1.099.730	-	(85.895)	-	(129)	-	(5.461)	(1.730)	447.376	1.453.891
Coligadas											
São Manoel Energia S.A.	33,33%	657.106	-	-	-	-	-	-	-	(26.825)	630.281
CEJA - Companhia Energética do Jari	50,00%	462.291	-	(31.509)	-	-	(18.867)	-	-	45.092	457.007
Cachoeira Caldeirão S.A.	50,00%	302.849	-	-	-	-	-	-	-	(13.554)	289.295
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	24.741	-	(126)	-	-	-	-	-	529	25.144
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	25.753	-	(82)	-	-	-	-	-	345	26.016
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	34.837	-	-	-	-	-	-	-	(694)	34.143
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	25.750	-	-	-	-	-	-	-	(212)	25.538
Central Eólica Aventura I S.A.	49,00%	40.724	-	(500)	-	-	-	-	-	2.106	42.330
Central Eólica Jau S.A.	49,00%	108.314	-	(610)	-	-	-	-	-	1.463	109.167
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	71.192	-	(15.362)	-	-	(3.367)	-	-	21.137	73.600
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	49,00%	9.619	-	(3.286)	-	-	-	-	-	2.913	9.246
Ágio		509.615	-	-	-	-	-	-	-	(67.241)	442.374
Mais valia		728.782	(15.244)	-	-	-	-	-	-	(31.444)	682.094
		10.302.920	(15.244)	(177.527)	(30.749)	(129)	(285.547)	(5.461)	(1.730)	1.218.616	11.005.149

	Participação acionária	Consolidado				
		2019	Dividendos	JSCP	Equivalência patrimonial	2020
Coligadas						
São Manoel Energia S.A.	33,33%	657.106	-	-	(26.825)	630.281
CEJA - Companhia Energética do Jari	50,00%	462.291	(31.509)	(18.867)	45.092	457.007
Cachoeira Caldeirão S.A.	50,00%	302.849	-	-	(13.554)	289.295
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	24.741	(126)	-	529	25.144
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	25.753	(82)	-	345	26.016
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	34.837	-	-	(694)	34.143
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	25.750	-	-	(212)	25.538
Central Eólica Aventura I S.A.	49,00%	40.724	(500)	-	2.106	42.330
Central Eólica Jau S.A.	49,00%	108.314	(610)	-	1.463	109.167
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	71.192	(15.362)	(3.367)	21.137	73.600
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	49,00%	9.619	(3.286)	-	2.913	9.246
		1.763.176	(51.475)	(22.234)	32.300	1.721.767

	Participação acionária	Controladora							2019
		2018	Aporte de Capital	Dividendos	JSCP	Plano de pensão	AFAC	Equivalência patrimonial	
Controladas									
Rio Canoas Energia S.A.	100,00%	695.764	-	-	-	-	-	(13.093)	682.671
Rio Verde Energia S.A.	100,00%	285.918	-	(29.810)	(12.500)	-	-	36.877	280.485
CTG Brasil Negócios de Energia S.A.	100,00%	6.465	-	-	-	-	-	467	6.932
CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda.	99,99%	-	9.000	-	-	-	-	(2.003)	6.997
Rio Parana Energia S.A.	66,67%	5.153.400	-	(420.164)	(311.331)	-	-	802.627	5.224.532
Rio Paranapanema Participações S.A.	66,67%	1.174.021	-	(207.539)	-	(11.470)	-	144.718	1.099.730
Coligadas									
São Manoel Energia S.A.	33,33%	642.178	19.333	-	-	-	-	(4.405)	657.106
CEJA - Companhia Energética do Jari	50,00%	449.240	36.000	(22.985)	(10.650)	-	(36.000)	46.686	462.291
Cachoeira Caldeirão S.A.	50,00%	314.733	-	-	-	-	-	(11.884)	302.849
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	25.153	-	-	-	-	-	(412)	24.741
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	26.284	-	-	-	-	-	(531)	25.753
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	36.838	-	-	-	-	-	(2.001)	34.837
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	26.916	-	-	-	-	-	(1.166)	25.750
Central Eólica Aventura I S.A.	49,00%	13.522	23.569	494	-	-	3.528	(389)	40.724
Central Eólica Jau S.A.	49,00%	60.695	46.513	70	-	-	-	1.036	108.314
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	66.104	-	(6.892)	(3.932)	-	-	15.912	71.192
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	49,00%	9.352	-	(2.462)	-	-	-	2.729	9.619
Ágio		559.712	-	-	-	-	-	(50.097)	509.615
Mais valia		777.462	-	-	-	-	-	(48.680)	728.782
		10.323.757	134.415	(689.288)	(338.413)	(11.470)	(32.472)	916.391	10.302.920

	Participação acionária	Consolidado						
		2018	Aporte de Capital	Dividendos	JSCP	AFAC	Equivalência patrimonial	2019
Coligadas								
São Manoel Energia S.A.	33,33%	642.178	19.333	-	-	-	(4.405)	657.106
CEJA - Companhia Energética do Jari	50,00%	449.240	36.000	(22.985)	(10.650)	(36.000)	46.686	462.291
Cachoeira Caldeirão S.A.	50,00%	314.733	-	-	-	-	(11.884)	302.849
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	25.153	-	-	-	-	(412)	24.741
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	26.284	-	-	-	-	(531)	25.753
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	36.838	-	-	-	-	(2.001)	34.837
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	26.916	-	-	-	-	(1.166)	25.750
Central Eólica Aventura I S.A.	49,00%	13.522	23.569	494	-	3.528	(389)	40.724
Central Eólica Jau S.A.	49,00%	60.695	46.513	70	-	-	1.036	108.314
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	66.104	-	(6.892)	(3.932)	-	15.912	71.192
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	49,00%	9.352	-	(2.462)	-	-	2.729	9.619
		1.671.015	125.415	(31.775)	(14.582)	(32.472)	45.575	1.763.176

14. Imobilizado

Os itens que compõem o ativo imobilizado do Grupo são apresentados pelo custo histórico ou atribuído, deduzidos das respectivas depreciações. Com exceção dos terrenos, todos os bens, ou conjuntos de bens que apresentavam valores contábeis substancialmente diferentes dos valores justos na data da adoção das novas práticas contábeis tiveram o valor justo como custo atribuído na data de transição em 1º de janeiro de 2009. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuíveis à aquisição dos itens e de ativos qualificadores.

Os terrenos foram mantidos a custo histórico devido ao Grupo entender que são os valores aceitos pelo órgão regulador para fins de indenização ao final da concessão / autorização por parte das controladas Rio Paranapanema e Rio Sapucaí Mirim.

Os custos subsequentes aos valores históricos são incluídos no valor contábil do ativo ou reconhecidos como um ativo separado, conforme apropriado, somente quando for provável que fluam benefícios econômicos futuros associados ao item e que o custo do item possa ser mensurado com segurança. O valor contábil de itens ou peças substituídas é baixado. Todos os outros reparos e manutenções são lançados em contrapartida ao resultado do exercício, quando incorridos.

Os terrenos não são depreciados nas controladas Rio Paranapanema e Rio Sapucaí Mirim. A depreciação de outros ativos é calculada usando o método linear para alocar seus custos aos seus valores residuais durante a vida útil-econômica remanescente em anos, como segue:

	Controladora	Rio Paraná	Rio Paranapanema	Rio Canoas	Rio Verde	Rio Sapucaí Mirim	CTG Serviços
	Vida útil-econômica remanescente	Vida útil-econômica remanescente	Vida útil-econômica remanescente	Vida útil-econômica remanescente	Vida útil-econômica remanescente	Vida útil-econômica remanescente	Vida útil-econômica remanescente
Em serviço							
Terrenos	-	-	-	29	17	-	-
Reservatório, barragens e adutora	-	-	11	28	17	41	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	1	-	12	26	12	38	-
Máquinas e equipamentos	2	4	14	18	17	25	4
Veículos	3	5	4	5	3	5	3
Móveis e utensílios	5	9	8	(16)	(3)	8	9
Sistema de transmissão e conexão	-	-	-	26	-	-	-
(-) Reserva usinas Canoas I e II	-	-	-	-	-	-	-
Outros	5	5	2	-	-	-	-

A Administração do Grupo entende, suportada por seus assessores legais, que não houve, até o momento, alteração nas condições de indenização dos ativos a serem revertidos ao final da concessão / autorização por parte das controladas Rio Paranapanema e Sapucaí Mirim e que possui o direito à indenização do valor residual de todos os bens vinculados e reversíveis, inclusive dos terrenos, considerando os fatos e circunstâncias disponíveis atualmente. Caso haja legislação nova que venha a alterar as condições atuais. O Grupo avaliará os efeitos correspondentes, em suas demonstrações financeiras.

Para as controladas Rio Canoas, Rio Verde e Rio Paraná o Grupo considera que não haverá indenização pelo poder concedente ao final do prazo de concessão do valor residual dos bens.

Os valores de depreciação e valores residuais dos ativos são revistos e ajustados, se apropriado, ao final de cada exercício.

Os ganhos e as perdas de alienações são determinados pela comparação dos resultados das alienações com o valor contábil residual e são reconhecidos na demonstração do resultado do exercício em “Outras despesas operacionais”.

14.1. Composição

	Controladora					Consolidado				
	2020			2019	Taxa média anual de depreciação	2020			2019	Taxa média anual de depreciação
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido		Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido	
Em serviço										
Terrenos	-	-	-	-	0,0%	371.310	(36.688)	334.622	337.903	1,2%
Reservatório, barragens e adutora	-	-	-	-	0,0%	4.357.869	(2.023.547)	2.334.322	2.510.703	4,1%
Edificações, obras civis e benfeitorias	6.411	(6.227)	184	317	2,1%	780.886	(351.681)	429.205	457.366	3,8%
Máquinas e equipamentos	1.857	(1.332)	525	806	15,1%	1.500.881	(579.765)	921.116	943.495	3,9%
Veículos	1.891	(666)	1.225	1.603	20,0%	20.064	(9.903)	10.161	8.872	12,5%
Móveis e utensílios	829	(390)	439	519	9,7%	5.205	(2.352)	2.853	1.750	3,7%
Sistema de transmissão e conexão	-	-	-	-	0,0%	11.451	(2.518)	8.933	9.282	3,0%
Outros	21.396	(3.616)	17.780	21.396	16,9%	33.771	(7.095)	26.676	32.598	19,6%
	32.384	(12.231)	20.153	24.641		7.081.437	(3.013.549)	4.067.888	4.301.969	
Em curso	-	-	-	2		84.684	-	84.684	71.075	
	-	-	-	2		84.684	-	84.684	71.075	
Perda pela não recuperabilidade de ativos (CPC 01)	-	-	-	-		(159.105)	-	(159.105)	(202.588)	
	-	-	-	-		(159.105)	-	(159.105)	(202.588)	
Total do ativo imobilizado	32.384	(12.231)	20.153	24.643		7.007.016	(3.013.549)	3.993.467	4.170.456	
(-) Obrigações especiais	-	-	-	-		(1.460)	749	(711)	(829)	
	32.384	(12.231)	20.153	24.643		7.005.556	(3.012.800)	3.992.756	4.169.627	

14.2. Movimentação

	Controladora			
	Valor líquido em 2019	Transferências	Depreciação	Valor líquido em 2020
Em serviço				
Edificações, obras civis e benfeitorias	317	-	(133)	184
Máquinas e equipamentos	806	-	(281)	525
Veículos	1.603	-	(378)	1.225
Móveis e utensílios	519	-	(80)	439
Outros	21.396	-	(3.616)	17.780
	24.641	-	(4.488)	20.153
Em curso	2	(2)	-	-
	2	(2)	-	-
Total do ativo imobilizado	24.643	(2)	(4.488)	20.153

	Consolidado						
	Valor líquido em 2019	Adições	Baixas	Transferências	Depreciação	Contingências	Valor líquido em 2020
Em serviço							
Terrenos	337.903	-	-	1.255	(4.536)	-	334.622
Reservatório, barragens e adutora	2.510.703	-	-	1.125	(177.506)	-	2.334.322
Edificações, obras civis e benfeitorias	457.366	-	-	1.132	(29.293)	-	429.205
Máquinas e equipamentos	943.495	-	(2.095)	38.354	(58.638)	-	921.116
Veículos	8.872	-	(132)	3.928	(2.507)	-	10.161
Móveis e utensílios	1.750	7	(27)	1.317	(194)	-	2.853
Sistema de transmissão e conexão	9.282	-	-	-	(349)	-	8.933
Outros	32.598	1.576	(880)	-	(6.618)	-	26.676
	4.301.969	1.583	(3.134)	47.111	(279.641)	-	4.067.888
Em curso	71.075	48.057	-	(47.448)	-	13.000	84.684
	71.075	48.057	-	(47.448)	-	13.000	84.684
Perda pela não recuperabilidade de ativos (CPC 01)	(202.588)	43.483	-	-	-	-	(159.105)
	(202.588)	43.483	-	-	-	-	(159.105)
Total do ativo imobilizado	4.170.456	93.123	(3.134)	(337)	(279.641)	13.000	3.993.467
(-) Obrigações especiais	(829)	(19)	17	-	120	-	(711)
	4.169.627	93.104	(3.117)	(337)	(279.521)	13.000	3.992.756

	Controladora					
	Valor líquido em 2018	Adições	Baixas	Transferências	Depreciação	Valor líquido em 2019
Em serviço						
Edificações, obras civis e benfeitorias	1.659	-	(122)	155	(1.375)	317
Máquinas e equipamentos	827	-	(4)	284	(301)	806
Veículos	441	-	-	1.392	(230)	1.603
Móveis e utensílios	607	-	(7)	-	(81)	519
Outros	-	22.643	-	-	(1.247)	21.396
	3.534	22.643	(133)	1.831	(3.234)	24.641
Em curso	482	1.606	(255)	(1.831)	-	2
	482	1.606	(255)	(1.831)	-	2
Total do ativo imobilizado	4.016	24.249	(388)	-	(3.234)	24.643

	Consolidado							Valor líquido em 2019
	Valor líquido em 2018	Adições	Baixas	Provisão para perda na alienação de bens	Transferências	Depreciação	Contingências	
Em serviço								
Terrenos	356.218	1.211	(175)	-	-	(4.435)	(14.916)	337.903
Reservatório, barragens e adutora	2.693.613	-	-	-	229	(183.139)	-	2.510.703
Edificações, obras civis e benfeitorias	487.973	-	(122)	-	1.969	(32.454)	-	457.366
Máquinas e equipamentos	937.028	-	(6.716)	(283)	73.205	(59.739)	-	943.495
Veículos	6.854	-	(154)	-	4.276	(2.104)	-	8.872
Móveis e utensílios	3.704	-	(2.059)	-	475	(370)	-	1.750
Sistema de transmissão e conexão	25.499	-	-	(15.729)	-	(488)	-	9.282
Outros	-	35.849	-	-	-	(3.251)	-	32.598
	4.510.889	37.060	(9.226)	(16.012)	80.154	(285.980)	(14.916)	4.301.969
Em curso	91.818	59.665	(292)	-	(80.116)	-	-	71.075
	91.818	59.665	(292)	-	(80.116)	-	-	71.075
Perda pela não recuperabilidade de ativos (CPC 01)	(202.588)	-	-	-	-	-	-	(202.588)
	(202.588)	-	-	-	-	-	-	(202.588)
Total do ativo imobilizado	4.400.119	96.725	(9.518)	(16.012)	38	(285.980)	(14.916)	4.170.456
(-) Obrigações especiais	(955)	-	-	-	-	126	-	(829)
	4.399.164	96.725	(9.518)	(16.012)	38	(285.854)	(14.916)	4.169.627

14.3. Expansão 15%

O Grupo informa que a Ação de Obrigação de Fazer, movida pelo Estado de São Paulo contra a controlada Paranapanema, no exercício de 2011, referente à expansão de 15% da sua capacidade instalada tramita em segredo de justiça e não houve evolução em 2020.

14.4. Custo atribuído no ativo imobilizado

O Grupo aplicou o custo atribuído na adoção inicial do IFRS de acordo com o CPC 27 - Ativo imobilizado nas controladas Rio Paranapanema Energia S.A e Rio Verde Energia S.A. A despesa incremental de depreciação, calculada sobre os ajustes ao custo atribuído nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e de 2019 foi de R\$ 41.878 e R\$ 46.297, respectivamente.

14.5. Análise de impairment

Em 31 de dezembro de 2020 a controlada indireta Rio Sapucaí-Mirim efetuou a análise de *impairment* utilizando como metodologia para o cálculo do valor recuperável dos ativos o valor em uso. O processo de estimativa do valor em uso envolve a utilização de premissas, julgamentos e estimativas sobre os fluxos de caixa futuros e representa a melhor estimativa para a controlada indireta Rio Sapucaí-Mirim, tendo sido as referidas projeções aprovadas pela Administração em outubro de 2020, ou seja, a geração de caixa futuro projetada até o final da autorização.

Com receitas projetadas até o fim da autorização da operação, em conformidade com as expectativas de preço para comercialização, às projeções do GSF e de inflação baseadas em projeções macroeconômicas de mercado. Para os custos de capex, a projeção se baseou na programação regular de manutenção das usinas e, para as despesas, na dinâmica do negócio e busca por sinergia.

Para apuração do fluxo de caixa descontado, utilizou a taxa de desconto (*weighted average cost of capital - wacc*) pré-tax de 8,82% apurando uma reversão parcial de R\$ 43.483, tendo como novo saldo de valor não recuperável de R\$ 159.105.

15. Intangível

Os itens que compõem o ativo intangível do Grupo são apresentados pelo custo histórico, deduzidos das respectivas amortizações. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuíveis à aquisição dos itens e de ativos qualificadores.

A amortização dos ativos é calculada usando o método linear para alocar seus custos aos seus valores residuais durante a vida útil-econômica remanescente em anos, como segue:

	Controladora	Rio Paraná	Rio Paranapanema Participações	Rio Paranapanema Energia	Sapucai Mirim	Rio Canoas	Rio Verde	CTG Serviços
	Vida útil-econômica remanescente	Vida útil-econômica remanescente	Vida útil-econômica remanescente	Vida útil-econômica remanescente	Vida útil-econômica remanescente	Vida útil-econômica remanescente	Vida útil-econômica remanescente	Vida útil-econômica remanescente
Em serviço								
Infraestrutura de concessão	-	25	-	-	-	-	-	-
Provisão para grandes reparos	-	27	-	-	-	-	-	-
Repactuação - Extensão da Concessão	-	-	-	-	-	25	-	-
Uso do bem público (UBP)	-	-	-	9	-	25	17	-
Software	3	2	1	2	4	3	3	5
Direito de autorização (seband)	-	-	12	-	-	-	-	-

15.1. Composição

	Controladora					Consolidado				
	2020		2019	Taxa média anual de amortização		2020		2019	Taxa média anual de amortização	
	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido			Custo	Amortização acumulada	Valor líquido		
Em serviço										
Infraestrutura de concessão	-	-	-	0,0%		6.498.637	(2.467.771)	4.030.866	4.193.329	2,5%
Provisão para grandes reparos	-	-	-	0,0%		2.259.289	-	2.259.289	2.180.566	3,7%
Agio	-	-	-	0,0%		550.232	(107.858)	442.374	509.615	12,2%
Mais Valia de Direito de Concessão	-	-	-	0,0%		875.670	(193.576)	682.094	728.782	3,6%
Repactuação - Extensão da Concessão	-	-	-	0,0%		24.375	(4.054)	20.321	21.145	3,4%
Uso do bem público (UBP)	-	-	-	0,0%		107.774	(75.565)	32.209	34.850	2,5%
Software	2.339	(1.061)	1.278	18,5%	452	45.383	(37.686)	7.697	8.253	8,8%
Licença operacional (LO)	-	-	-	0,0%		4.235	(4.235)	-	235	5,5%
Serviço de passagem	-	-	-	0,0%		265	-	265	265	0,0%
Direito de autorização (seband)	-	-	-	0,0%		17.195	(6.922)	10.273	11.130	5,0%
Recuperação de custos pela extensão da concessão do GSF	-	-	-	0,0%		910.765	-	910.765	-	39,1%
	2.339	(1.061)	1.278	452		11.293.820	(2.897.667)	8.396.153	7.688.170	
Em curso	16.824	-	16.824	2.208		62.631	-	62.631	25.163	
	16.824	-	16.824	2.208		62.631	-	62.631	25.163	
Total do ativo intangível	19.163	(1.061)	18.102	2.660		11.356.451	(2.897.667)	8.458.784	7.713.333	
(-) Obrigações especiais	-	-	-	-		(2.208)	-	-	-	
	19.163	(1.061)	18.102	2.660		11.354.243	(2.895.459)	8.458.784	7.713.333	

15.2. Movimentação

	Controladora				
	Valor líquido em 2019	Adições	Transferências	Amortização	Valor líquido em 2020
Em serviço					
Software	452	-	1.259	(433)	1.278
	452	-	1.259	(433)	1.278
Em curso	2.208	15.873	(1.257)	-	16.824
	2.208	15.873	(1.257)	-	16.824
Total do ativo intangível	2.660	15.873	2	(433)	18.102

	Consolidado					Valor líquido em 2020
	Valor líquido em 2019	Adições	Baixas	Transferências	Amortização	
Em serviço						
Infraestrutura de concessão	4.193.329	-	(6.610)	8.412	(164.265)	4.030.866
Provisão de grandes reparos	2.180.566	163.350	-	-	(84.627)	2.259.289
Ágio	509.615	-	-	-	(67.241)	442.374
Mais Valia de Direito de Concessão	728.782	-	(15.244)	-	(31.444)	682.094
Repactuação - Extensão da Concessão	21.145	-	-	-	(824)	20.321
Uso do bem público (UBP)	34.850	-	-	-	(2.641)	32.209
Software	8.253	-	-	3.419	(3.975)	7.697
Licença operacional (LO)	235	-	-	-	(235)	-
Servidão de passagem	265	-	-	-	-	265
Direito de autorização (seband)	11.130	-	-	-	(857)	10.273
Recuperação de custos pela extensão da concessão do GSF	-	61.520	-	849.245	-	910.765
	7.688.170	224.870	(21.854)	861.076	(356.109)	8.396.153
Em curso	25.163	898.060	-	(860.592)	-	62.631
	25.163	898.060	-	(860.592)	-	62.631
Total do ativo intangível	7.713.333	1.122.930	(21.854)	484	(356.109)	8.458.784

Do valor total das adições de *software* ocorridas no exercício, o montante de R\$ 26.319 se refere a licença para implementação do novo ERP.

	Controladora				Valor líquido em 2019
	Valor líquido em 2018	Adições	Transferências	Amortização	
Em serviço					
Software	341	-	317	(206)	452
	341	-	317	(206)	452
Em curso	1.611	914	(317)	-	2.208
	1.611	914	(317)	-	2.208
Total do ativo intangível	1.952	914	-	(206)	2.660

	Consolidado					Valor líquido em 2019
	Valor líquido em 2018	Adições	Baixas	Transferências	Amortização	
Em serviço						
Infraestrutura de concessão	6.590.366	-	(1.576)	33.260	(248.155)	6.373.895
Ágio	559.712	-	-	-	(50.097)	509.615
Mais Valia de Direito de Concessão	777.462	-	-	-	(48.680)	728.782
Repactuação - Extensão da Concessão	21.969	-	-	-	(824)	21.145
Uso do bem público (UBP)	37.488	-	-	-	(2.638)	34.850
Software	10.505	-	(181)	1.651	(3.722)	8.253
Licença operacional (LO)	1.647	-	-	-	(1.412)	235
Servidão de passagem	265	-	-	-	-	265
Direito de autorização (seband)	11.986	-	-	-	(856)	11.130
	8.011.400	-	(1.757)	34.911	(356.384)	7.688.170
Em curso	47.515	12.603	(6)	(34.949)	-	25.163
	47.515	12.603	(6)	(34.949)	-	25.163
Total do ativo intangível	8.058.915	12.603	(1.763)	(38)	(356.384)	7.713.333

15.3. Itens que compõem o intangível

15.3.1. Dos bens vinculados a concessão

Na controlada Rio Paraná, os bens e as instalações utilizados na geração (imobilizado e intangível) não podem ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador (Aneel). Todavia, a Resolução Normativa nº 691/2015, disciplina a desvinculação por iniciativa do agente setorial, de bens vinculados aos serviços de energia elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens

inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

15.3.2. Softwares

As licenças de *softwares* adquiridas são capitalizadas com base nos custos incorridos ligados diretamente ao funcionamento do *software*. Esses custos são amortizados durante sua vida útil estimável conforme tempo de contrato. Os gastos relativos à manutenção de *softwares* são reconhecidos como despesa, conforme incorridos. Os custos de desenvolvimento que são diretamente atribuíveis ao projeto e aos testes de produtos de *software* identificáveis e exclusivos, controlados pelo Grupo, são reconhecidos como ativos intangíveis.

15.3.3. Servidão de passagem

Servidão de passagem é o direito que a controlada Rio Sapucaí Mirim possui de passar sobre a propriedade alheia mediante a uma contraprestação financeira, que é registrada no ativo fixo da Sociedade.

15.3.4. Uso do bem público (UBP)

Referem-se aos valores estabelecidos no Contrato de Concessão nº 03/2010 da controlada Rio Canoas Energia S.A., Contrato de Concessão nº 90/2002 da controlada Rio Verde Energia S.A. e Contrato de Concessão nº 76/1999 da controlada Rio Paranapanema Energia S.A, como contraprestação ao direito de exploração do aproveitamento hidrelétrico calculado até o final do contrato de concessão.

15.3.5. Repactuação extensão da concessão

Repactuação extensão da concessão – ocorreu em 2015 ocorreram grandes restrições hidrológicas que prejudicaram a produção de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Por este motivo a Lei 13.203, de 8 de dezembro de 2015, permitiu a repactuação do risco hidrológico suportados pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015. De acordo com o termo de repactuação e em decorrência de sua retroatividade, a controlada Rio Canoas adquiriu o direito de recuperar parcialmente o custo com o GSF de 2015. O montante de R\$ 6.651 (R\$ 6.910 em 31 de dezembro de 2018) como prêmio de seguro e a outra parte como extensão da concessão (intangível) no montante de R\$ 21.145 (R\$ 21.969 em 31 de dezembro de 2018), equivalente a 217 dias, para a classe do produto escolhido (SP90), ambos serão amortizados pelo prazo da concessão.

15.3.6. Ágio

O Grupo possui investimentos em outras empresas que devem ser avaliados considerando não só o custo de aquisição, mas também o valor líquido do patrimônio. O ágio estará presente nos valores que compõem o patrimônio da empresa em que se investiu. O fato é que o Grupo tem direitos sobre esses valores, pois correspondem a uma parcela do custo da aquisição.

A diferença entre o valor pago e o valor patrimonial da empresa adquirida, na proporção da participação societária que foi negociada, é o que caracteriza o ágio. É natural que, ao pagar um montante adicional, a empresa adquirente obtenha algum benefício em troca. Esse benefício é a chance de amortizar o ágio na apuração do IRPJ e da CSLL, na razão máximo de 1/60 ao mês, quando o lucro real da empresa for apurado. Contudo, é essencial que a empresa compreenda toda a fundamentação do ágio, bem como as mudanças que dão conta de novas exigências, para que se ponha em prática o benefício da amortização. A amortização do ágio é feita de forma linear pelo prazo de concessão.

15.3.7. Mais valia de direito de concessão

O Grupo tem registrado no seu ativo intangível a mais valia de direito de concessão referente as controladas Rio Participações e Rio Verde Energia S.A.

15.3.8. Direito de autorização (Seband)

A Aneel autorizou a exploração do potencial hidrelétrico das Pequenas Centrais Hidrelétricas Retiro e Palmeiras respectivamente, através das Resoluções nº 549 de 08 de outubro de 2002 e nº 706 de 17 de dezembro de 2002, em nome da Sociedade de Energia Bandeirantes – SEBAND – Ltda. (“Seband”).

Em fevereiro de 2007, a Rio Paranapanema Participações S.A. e a Seband assinaram Contrato de Cessão e Transferência de Quotas e Outras Avenças, objetivando a transferência dos bens e direitos relativos à exploração do aproveitamento hidrelétrico das PCH Retiro e PCH Palmeiras para a Sapucaí-Mirim, concomitantemente à transferência integral das quotas da Controlada para a Rio Paranapanema Participações S.A.

15.3.9. Repactuação do risco hidrológico (*Generation Scaling Factor-GSF*) - Controladas Rio Paranapanema, Rio Verde e a Controlada Indireta Rio Sapucaí Mirim

Em 09 de setembro de 2020 foi publicada a Lei nº 14.052 que alterou a Lei nº 13.203/2015 estabelecendo novas condições para repactuação do risco hidrológico referente a parcela dos custos incorridos com o GSF, assumido pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE desde 2012, com o agravamento da crise hídrica.

A alteração legal teve como objetivo a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE por riscos não hidrológicos causados por:

- i. empreendimentos de geração denominados estruturantes, relacionados à antecipação da garantia física,
- ii. às restrições na entrada em operação das instalações de transmissão necessárias ao escoamento da geração dos estruturantes e
- iii. por geração fora da ordem de mérito e importação. Referida compensação dar-se-á mediante a extensão da outorga, limitada a 7 anos, calculada com base nos valores dos parâmetros aplicados pela Aneel.

Em 01 de dezembro de 2020, foi editada a Resolução Normativa Aneel nº 895 que estabelece a metodologia para o cálculo da compensação e os procedimentos para a repactuação do risco hidrológico. Para serem elegíveis às compensações previstas na Lei nº 14.052, os titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE deverão:

- i. desistir de eventuais ações judiciais cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE,
- ii. renunciar qualquer alegação e/ou novas ações em relação à isenção ou mitigação dos riscos hidrológicos relacionadas ao MRE,
- iii. não ter repactuado o risco hidrológico.

Considerando a repactuação do risco hidrológico, a Administração exerceu seu julgamento no desenvolvimento e na aplicação de política contábil, conforme previsto no CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, utilizando por analogia os preceitos do CPC-04 tendo em vista tratar-se em essência de um ativo intangível relacionado a direito de outorga decorrente de compensação por custos incorridos em exercícios anteriores. Adicionalmente considerando-se também por analogia o parágrafo 44 do referido CPC-04, o ativo constituído pela repactuação do risco não hidrológico, foi reconhecido ao valor justo, considerando a melhor estimativa das Controladas, tendo como base os parâmetros determinados pela regulamentação da Aneel, considerando os fluxos futuros esperados nesse novo período de concessão, bem como os valores das compensações calculados pela CCEE. O montante foi transformado pela Aneel em extensão do prazo da outorga.

A compensação aos geradores hidroelétricos que ocorrerá por meio da extensão do prazo de concessão das outorgas de geração, que foi reconhecido como um intangível em contrapartida a compensação de custos com energia elétrica.

16. Fornecedores

Fornecedores e outras contas a pagar são obrigações a pagar por bens, energia elétrica, encargos de uso da rede, materiais e serviços que foram adquiridos de fornecedores no curso normal dos negócios, sendo classificados como passivos circulantes se o pagamento for devido no período de até um ano (ou no ciclo operacional normal dos negócios, ainda que mais longo), caso contrário, fornecedores e outras contas a pagar são apresentados como passivo não circulante.

Eles são, inicialmente, reconhecidos pelo valor justo e, subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado com o uso do método de taxa de juros efetiva. Na prática, considerando o prazo de pagamento, são normalmente reconhecidos ao valor da fatura correspondente.

16.1. Composição

	Controladora	
	2020	2019
	Circulante	Circulante
Materiais e serviços contratados	6.879	6.280
	6.879	6.280

	Consolidado					
	2020			2019		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Suprimento de energia elétrica	2.040.618	-	2.040.618	1.074.982	-	1.074.982
Operações de trading	16.705	-	16.705	-	-	-
Materiais e serviços contratados	66.722	-	66.722	75.338	-	75.338
Encargos de uso da rede elétrica	61.143	25.005	86.148	58.510	23.535	82.045
Tust	59.188	-	59.188	56.635	-	56.635
Tusd-g	1.936	25.005	26.941	1.853	23.535	25.388
Encargos de conexão	19	-	19	22	-	22
	2.185.188	25.005	2.210.193	1.208.830	23.535	1.232.365

Na rubrica de suprimento de energia elétrica está registrado o efeito de R\$ 1.984.402 (R\$ 972.502 em 31 de dezembro de 2019), referente valor apresentado pela CCEE relativo às liminares sobre o GSF no montante de R\$ 1.691.232, concedida a Apine e Garantia física no montante de R\$ 293.170, conforme descrito nas notas explicativas 1.3 e 1.4.

16.2. Encargos de uso da rede elétrica

A Aneel regula as tarifas que regem o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão. As tarifas devidas pelo grupo são:

- Tarifas de Uso de Sistema de Transmissão (Tust);
- Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição Aplicáveis às Unidades Geradoras Conectadas aos Sistemas de Distribuição (Tusd-g);
- Encargos de Conexão (vide nota explicativa nº 32.3).

O Grupo atualmente discute judicialmente, via Ação Ordinária, a revisão dos valores a serem pagos por conta da Tusd-g, referente ao período de julho de 2004 e junho de 2009, pelo entendimento de que as Demais Instalações de Transmissão (DITs) e os Transformadores de

Fronteira integram o sistema de transmissão e que a tarifa por remunerar estes ativos do sistema de transmissão deve ser calculada com base na diretriz do sinal locacional.

Em junho de 2009, o Grupo requereu nos autos da Ação Ordinária o depósito judicial dos valores da TUSD-g e a determinação judicial para que os CUSD com as distribuidoras fossem considerados assinados. Em junho de 2009, o pedido de depósito judicial foi indeferido, mas o juiz reconheceu os CUSD como assinados.

O Grupo recorreu da decisão que indeferiu o pedido de depósito e, em agosto de 2009, o Tribunal autorizou o depósito judicial dos montantes relativos à diferença entre as tarifas calculadas em conformidade com a Resolução Normativa Aneel nº 349/2009 e a Resolução nº 497/2007.

Em dezembro de 2014, foi proferida sentença em primeira instância que julgou procedentes os pedidos do Grupo na Ação Ordinária. Contra tal decisão, as partes apresentaram recursos de apelação, cujos julgamentos estão pendentes. O Grupo efetuou o pagamento das últimas parcelas dos depósitos judiciais no primeiro trimestre de 2012, cujo montante atualizado em 31 de dezembro de 2020 é de R\$ 100.335 (R\$ 97.642 em 31 de dezembro de 2019). O passivo é apresentado líquido dos depósitos judiciais e seu saldo em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 25.005 (R\$ 23.535 em 31 de dezembro de 2019).

17. Garantias bancárias

As fianças bancárias registradas na China Three Gorges Brasil Energia Ltda (CTGBR) tratam de comissões estabelecidas em contratos, como forma de garantia as instituições bancárias, vinculadas aos contratos de empréstimos obtidos pelas empresas não controladas do grupo que estão em fase pré-operacional.

	Controladora e consolidado					
	2020			2019		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Fianças bancárias	2.772	2.088	4.860	4.015	4.860	8.875
	2.772	2.088	4.860	4.015	4.860	8.875

18. Encargos setoriais

As obrigações a recolher provenientes de encargos estabelecidos pela legislação do setor elétrico são as seguintes:

18.1. Composição

	Consolidado					
	2020			2019		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
CFURH	28.219	-	28.219	24.835	-	24.835
P&D	43.564	54.356	97.920	23.964	59.842	83.806
TFSEE	5.225	-	5.225	1.299	-	1.299
	77.008	54.356	131.364	50.098	59.842	109.940

18.1.1. Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH)

A CFURH foi criada pela Lei nº 7.990/1989 e destina-se a compensar os Estados, o Distrito Federal e os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionadas por inundação

de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas. Também são beneficiados pela compensação financeira os órgãos da administração direta da União.

18.1.2. Pesquisa e desenvolvimento (P&D)

De acordo com o Contrato de Concessão, Lei nº 9.991/2000, artigo 24 da Lei nº 10.438/2002 e artigo 12 da Lei nº 10.848/2004, as empresas concessionárias ou permissionárias de serviço público de distribuição, geração ou transmissão de energia elétrica, assim como as autorizadas à produção independente de energia elétrica, exceto aquelas que geram energia exclusivamente a partir de pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, cogeração qualificada, usinas eólicas ou solares, devem aplicar o montante mínimo de 1% (um por cento) de sua Receita Operacional Líquida em Pesquisa e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica e Eficiência Energética (no caso das Distribuidoras), segundo os procedimentos e regulamentos estabelecidos pela Aneel.

Em atendimento ao Ofício Circular SFF/ Aneel nº 2.409/2007, o Grupo tem apresentado os gastos com P&D no grupo das deduções da receita bruta.

Para fins de reconhecimento dos investimentos realizados a empresa de energia elétrica deve encaminhar ao final dos projetos um Relatório de auditoria contábil e financeira e um Relatório Técnico específicos dos projetos de P&D para avaliação final e parecer da Aneel.

18.1.3. Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica (TFSEE)

A TFSEE foi instituída pela Lei nº 9.427/1996, e equivale a 0,4% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizado do serviço público de energia elétrica. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela Aneel com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades. A TFSEE fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias. Sua gestão fica a cargo da Aneel.

19. Provisões para grande reparos – Controlada Rio Paraná

Com base em estimativas de engenheiros e administração foi provisionado o valor total que se espera despendar nos reparos necessários para a operação das unidades geradoras dentro das condições previstas no Edital do Leilão. A estimativa de gastos somente é confirmada na abertura das máquinas, sendo assim, a real dimensão da necessidade de reparo somente será apurada na abertura de cada item. Espera-se que o projeto seja concluído até 2038, período em que haverá dispêndio de caixa necessário a viabilização do projeto.

As provisões foram contabilizadas como obrigações no início da concessão, trazidas a valor presente, em contrapartida do ativo intangível. Posteriormente, as provisões são atualizadas considerando a taxa efetiva, o andamento do projeto e realização conforme são efetivados os gastos.

Trimestralmente as provisões são revistas e sempre que houver andamento do projeto que demonstre que as estimativas de desembolso podem se tornar diferentes das inicialmente previstas, tais efeitos serão refletidos nos livros contábeis e, conseqüentemente, nas demonstrações financeiras.

Em caso de aumento na base da provisão, o efeito é registrado contra o intangível. Quando a revisão é em razão da alteração do fluxo dos dispêndios, esse efeito impacta o resultado.

19.1. Composição

	Consolidado					
	2020			2019		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Provisão para grandes reparos	323.205	3.102.993	3.426.198	317.813	2.596.990	2.914.803
(-) Ajuste a valor presente	(256.070)	(1.713.701)	(1.969.771)	(143.076)	(957.512)	(1.100.588)
	67.135	1.389.292	1.456.427	174.737	1.639.478	1.814.215

19.2. Movimentação

	Provisão	Ajuste a valor presente	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2019	2.914.803	(1.100.588)	1.814.215
Realização de provisão	(244.177)	-	(244.177)
Reclassificação folha	163.350	-	163.350
Atualização	592.222	-	592.222
Amortização - Ajuste a valor presente	-	(869.183)	(869.183)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	3.426.198	(1.969.771)	1.456.427

A Administração revisitou todo o processo relativo ao projeto de modernização das Usinas de Jupia e Ilha Solteira que corresponde à provisão de grandes reparos constituída e mantida nas Demonstrações Financeiras da Controlada. Essa revisão acontece após à conclusão da primeira fase e, também, com os aprendizados retirados da segunda fase do projeto que ainda está em andamento.

Importante ressaltar que nas duas primeiras fases foram incluídas as Unidades Geradoras mais críticas, cuja modernização se fazia mais primordial para a manutenção dos índices de disponibilidade e manter a confiabilidade dos ativos.

Com base na experiência adquirida nas fases acima mencionadas, também considerando a melhora no monitoramento das unidades geradoras ainda não reformadas e toda complexidade que envolve esse projeto, foi considerado modernizar uma unidade geradora por vez ao invés de duas originalmente previsto, de modo a mitigar riscos de segurança e interferências causadas pela restrição da área de montagem. A Administração efetuou uma readequação no cronograma do plano inicialmente previsto para execução e conclusão de todo projeto. Com essa readequação de cronograma, foram reconhecidos os respectivos ajustes contábeis decorrentes do tratamento a valor presente dessa provisão no montante de R\$ 299.600.

20. Empréstimos

Os empréstimos, são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos incorridos na transação e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado. Qualquer diferença entre os valores captados (líquidos dos custos da transação) e o valor de liquidação é reconhecida na demonstração do resultado durante o período em que os mesmos estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

20.1. Empréstimo Tokyo - Mitsubishi UFJ

Em junho de 2016 a Controlada Rio Paraná Energia S.A contratou um empréstimo junto ao Banco Tokyo Mitsubishi ("Banco"), no valor de R\$ 2.700.000 (dois bilhões e setecentos milhões de reais). Em 27 de junho de 2018, o Banco e a Controlada acordaram, em relação a tal dívida, estender seu prazo, alterar sua taxa de remuneração e o número de parcelas.

As alterações foram: a partir de 29 de junho de 2018 a remuneração passou de 13,365% ao ano para 13,165% a.a. A partir de 28 de junho de 2019, a remuneração passará de 13,165% ao ano para DI + 0,45%. Assim, o vencimento passa a ser na data de 29 de junho de 2023 com amortizações anuais, sempre em junho, nos anos de 2020, 2021, 2022 e 2023 no valor de R\$ 675.000 (seiscentos e setenta e cinco milhões de reais) cada parcela.

20.2. Composição

Controlada	Instituição financeira	Remuneração	Vencimento	Consolidado			
				2020			
				Circulante			Não circulante
				Principal	Juros	Total	Principal
Rio Parana Energia S.A.	Tokyo-Mitsubishi	DI + 0,45% ao ano	29/06/2023	675.000	562	675.562	1.350.000
				675.000	562	675.562	1.350.000

Controlada	Instituição financeira	Remuneração	Vencimento	Consolidado			
				2019			
				Circulante			Não circulante
				Principal	Juros	Total	Principal
Rio Parana Energia S.A.	Tokyo-Mitsubishi	DI + 0,45% ao ano	29/06/2023	675.000	1.631	676.631	2.025.000
				675.000	1.631	676.631	2.025.000

20.3. Vencimento

Vencimento a longo prazo	2022	2023	Total
Tokyo-Mitsubishi	675.000	675.000	1.350.000

20.4. Movimentação

Saldo em 31 de dezembro de 2019	2.701.631
Apropriação de juros	77.724
Pagamento de principal	(675.000)
Pagamento de juros	(78.793)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	2.025.562

Em junho de 2020 foi realizado pagamento de principal e em março, junho e setembro o pagamento dos juros sobre o principal.

20.5. Cláusulas restritivas ("Covenants")

As cláusulas restritivas aplicadas são:

20.5.1. Covenants financeiros

Em conexão com o empréstimo contratado junto ao Banco Tokyo, a Controlada deverá manter o índice de "Dívida Financeira Líquida Consolidada" sobre o EBITDA, não superior a 4,5 e não inferior a 1,0 ao final de cada ano fiscal.

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019, a Rio Paraná atendeu os referidos índices financeiros conforme demonstrado abaixo:

Índice financeiro	Limites	2020	2019
Dívida líquida / Ebitda	Maior que 1,0 e menor que 4,5	2,1	2,4

20.5.2. Garantias contratuais

Não há garantias expressas em contrato.

21. Financiamentos

Os financiamentos, são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos incorridos na transação e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado. Qualquer diferença entre os valores captados (líquidos dos custos da transação) e o valor de liquidação é

reconhecida na demonstração do resultado durante o período em que os mesmos estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

21.1. Rio Canoas Energia S.A.

Em 05 de setembro de 2012 foi autorizada a obtenção de financiamento, destinado à implantação da UHE Garibaldi, através da Decisão de Diretoria nº 520/2012-BNDES, tendo sido firmado, em data de 10 de julho de 2012, o correspondente contrato de financiamento mediante abertura de crédito nº 12.2.0520.1 no valor de R\$ 367.830.

Para este contrato a Controlada possui cláusulas restritivas (“Covenants”) normalmente aplicáveis a estes tipos de operações, relacionados ao atendimento de índices econômico-financeiras, geração de caixa e outros. Essas cláusulas restritivas foram atendidas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações.

21.2. Rio Verde Energia S.A.

Em 10 de setembro de 2008, a Controlada firmou contrato de financiamento mediante abertura de crédito com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), o qual efetuou a liberação de R\$ 289.700 destinados a implantação da UHE Salto, bem como o sistema de Transmissão associado a usina, dividido assim em dois Sub-créditos nos respectivos valores: R\$ 277.937 e de R\$ 11.763.

Em 27 de outubro de 2009, foi aprovado pelo BNDES o crédito suplementar ao financiamento, no valor de R\$ 23.184.

Para este contrato a Controlada possui cláusulas restritivas (“Covenants”) normalmente aplicáveis a estes tipos de operações, relacionados ao atendimento de índices econômico-financeiras, geração de caixa e outros. Essas cláusulas restritivas foram atendidas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações.

21.3. Composição

Controlada	Instituição financeira	Remuneração	Vencimento	Consolidado			
				2020			
				Circulante			Não circulante
				Principal	Juros	Total	Principal
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,34% ao ano	16/06/2031	27.801	866	28.667	264.109
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP	16/06/2031	150	3	153	1.277
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 1,81% ao ano	15/09/2026	21.074	337	21.411	100.103
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,16% ao ano	15/09/2026	1.562	26	1.588	7.420
				50.587	1.232	51.819	372.909

Controlada	Instituição financeira	Remuneração	Vencimento	Consolidado			
				2019			
				Circulante			Não circulante
				Principal	Juros	Total	Principal
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,34% ao ano	16/06/2031	27.801	1.015	28.816	291.909
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP	16/06/2031	149	4	153	1.415
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 1,81% ao ano	15/09/2026	21.075	427	21.502	121.177
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,16% ao ano	15/09/2026	1.562	33	1.595	8.982
				50.587	1.479	52.066	423.483

21.4. Vencimento

A Controlada Rio Verde Energia solicitou a concessão de anuência, para suspender a exigência da antecipação da dívida pelo BNDES, em caso de aprovação, o cronograma de pagamento retorna para o calendário original conforme abaixo:

Consolidado				
Vencimento a longo prazo	2022	2023	A partir de 2024	Total
TJLP + 2,34% ao ano	27.801	27.801	180.706	264.109
TJLP	150	150	827	1.277
TJLP + 1,81% ao ano	21.075	21.075	57.953	100.103
TJLP + 2,16% ao ano	1.562	1.562	4.296	7.420
	50.588	50.588	243.782	372.909

21.5. Movimentação

	Consolidado				
	Rio Canoas Energia S.A.		Rio Verde Energia S.A.		Total
	TJLP + 2,34% ao ano	TJLP	TJLP + 1,81% ao ano	TJLP + 2,16% ao ano	
Saldo em 31 de dezembro de 2019	320.725	1.568	142.679	10.577	475.549
Apropriação de juros	21.738	71	8.807	684	31.300
Amortização de custos de transação	-	-	280	-	280
Pagamento de principal	(27.801)	(136)	(21.354)	(1.562)	(50.853)
Pagamento de juros	(21.886)	(73)	(8.898)	(691)	(31.548)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	292.776	1.430	121.514	9.008	424.728

21.6. Características dos contratos de financiamento

21.6.1. Rio Canoas Energia S.A.

Sub-créditos	Juros	Amortização	Destinação do sub-créditos
Sub-créditos "A": 247.300	TJLP + 2,34% a.a.	192 prestações mensais e sucessivas, vencendo-se a primeira prestação no dia 15 (quinze) de julho de 2015 e a última no dia 15 (quinze) de junho de 2031.	Destinado à execução de obras civis e aos demais itens gerais financeiros
Sub-créditos "B": 15.000			Destinado à aquisição de máquinas e equipamentos FINAME
Sub-créditos "C": 100.000			Destinados a implantação do sistema de transmissão de interesse restrito
Sub-créditos "D": 3.700			
Sub-créditos "E": 1.830	TJLP	180 prestações mensais e sucessivas, vencendo-se a primeira prestação no dia 15 (quinze) de julho de 2016 e a última no dia 15 (quinze) de junho de 2031.	Destinados a investimentos sociais não contemplados nos licenciamentos ambientais e/ou nos programas socioambientais do programa de educação ambiental ("PBA")
Total	367.830		

21.6.2. Rio Verde Energia S.A.

Sub-créditos	Juros	Amortização	Destinação do sub-créditos
Sub-créditos "A": 277.937	TJLP + 1,81% a.a.	192 prestações mensais e sucessivas, vencendo-se a primeira prestação no dia 15 (quinze) de outubro de 2010 e a última no dia 15 (quinze) de setembro de 2026	Destinado a aquisição de máquinas e equipamentos nacionais, à execução de obras civis e aos demais itens necessários a implantação da UHE Salto;
Sub-créditos "B": 11.763			Destinando ao sistema de transmissão;
Suplemento 23.184	TJLP + 2,16% a.a.		
Total	312.884		

21.7. Garantias contratuais

21.7.1. Rio Canoas Energia S.A.

As garantias do contrato são:

- Alienação fiduciária de 100% das ações da emissora;
- Fiança bancária;
- Cessão fiduciária sobre os direitos emergentes da concessão.

21.7.2. Rio Verde Energia S.A.

As garantias do contrato são:

- i. Penhor dos direitos emergentes da Concessão;
- ii. Penhor dos direitos creditórios sobre o PPA firmado com a Votener;
- iii. Penhor da totalidade das ações de emissão da Grupo, tendo seus acionistas como intervenientes no contrato;

21.8. Cláusulas restritivas ("Covenants")

21.8.1. Rio Canoas Energia S.A.

As cláusulas restritivas aplicadas são:

- i. Sem prévia e expressa autorização do BNDES, distribuir dividendos superior a 25% do Lucro Líquido;
- ii. Firmar contratos de serviços técnicos e administrativos com entes do mesmo grupo econômico, sem prévia e expressa autorização do BNDES;
- iii. Manter índice de cobertura da dívida de no mínimo 1,30.

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019, a Controlada atendeu os referidos índices financeiros e, portanto, cumpriu com os referidos *covenants*, conforme abaixo:

	2020	2019
A) Geração de caixa da atividade	103.564	76.652
B) Serviço da dívida	49.896	54.889
C) Índice de cobertura do serviço da dívida = (A)/(B) igual ou superior a 1,30	2,08	1,40

21.8.2. Rio Verde Energia S.A.

As cláusulas restritivas aplicadas são:

- i. Sem prévia e expressa autorização do BNDES, distribuir dividendos superior a 25% do Lucro Líquido;
- ii. Firmar contratos com entes do mesmo grupo econômico, sem prévia e expressa autorização do BNDES;
- iii. Manter índice de cobertura da dívida de no mínimo 1,20.

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019, a Controlada atendeu os referidos índices financeiros e, portanto, cumpriu com os referidos *covenants*, conforme abaixo:

	2020	2019
A) Geração de caixa da atividade	168.457	107.288
B) Serviço da dívida	32.505	35.520
C) Índice de cobertura do serviço da dívida = (A)/(B) igual ou superior a 1,20	5,2	3,0

22. Debêntures

As debêntures são reconhecidas, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos incorridos na transação e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado. Qualquer diferença entre os valores captados (líquidos dos custos da transação) e o valor de liquidação é reconhecida na demonstração do resultado durante o período em que os mesmos estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

As taxas pagas no estabelecimento das debêntures são reconhecidas como custos da transação das debêntures, uma vez que seja provável que uma parte ou o total seja sacado. Nesse caso, a taxa é diferida até que o saque ocorra. Quando não houver evidências da probabilidade de saque de parte ou da totalidade, a taxa é capitalizada como um pagamento antecipado de serviços de liquidez e amortizada durante o período ao qual se relaciona.

As debêntures são classificadas como passivo circulante, a menos que o Grupo tenha um direito incondicional de diferir a liquidação do passivo por, pelo menos, 12 meses após a data do balanço.

22.1. Composição

Controlada	Emissão	Série	Remuneração	Vencimento	Consolidado					
					2020					
					Circulante			Não circulante		
					Principal	Juros, variação monetária e (custos de transação)	Total	Principal	Variação monetária e (custos de transação)	Total
Rio Parapanema Energia S.A.	4ª	2	IPCA + 6,07% ao ano	16/07/2023	83.325	50.338	133.663	166.675	80.343	247.018
Rio Parapanema Energia S.A.	5ª	2	IPCA + 7,01% ao ano	20/05/2021	80.016	36.883	116.899	-	-	-
Rio Parapanema Energia S.A.	7ª	2	IPCA + 5,90% ao ano	15/08/2022	100.000	18.145	118.145	100.000	13.358	113.358
Rio Parapanema Energia S.A.	8ª	1	106,75% do DI ao ano	15/03/2023	-	697	697	160.000	(312)	159.688
Rio Parapanema Energia S.A.	8ª	2	IPCA + 5,50% ao ano	15/03/2025	-	7.563	7.563	160.000	17.770	177.770
Rio Parana Energia S.A.	1ª	1	DI + 1,05% ao ano	15/06/2023	-	-	-	240.000	(524)	239.476
Rio Parana Energia S.A.	1ª	2	IPCA + 6,15% ao ano	16/06/2025	-	-	-	240.000	20.581	260.581
					263.341	113.626	376.967	1.066.675	131.216	1.197.891

Controlada	Emissão	Série	Remuneração	Vencimento	Consolidado					
					2019					
					Circulante			Não circulante		
					Principal	Juros, variação monetária e (custos de transação)	Total	Principal	Variação monetária e (custos de transação)	Total
Rio Parapanema Energia S.A.	4ª	2	IPCA + 6,07% ao ano	16/07/2023	-	9.847	9.847	250.000	104.530	354.530
Rio Parapanema Energia S.A.	5ª	2	IPCA + 7,01% ao ano	20/05/2021	79.992	27.295	107.287	80.016	36.405	116.421
Rio Parapanema Energia S.A.	7ª	1	DI + 0,40% ao ano	15/08/2020	220.000	4.259	224.259	-	-	-
Rio Parapanema Energia S.A.	7ª	2	IPCA + 5,90% ao ano	15/08/2022	-	4.425	4.425	200.000	16.745	216.745
Rio Parapanema Energia S.A.	8ª	1	106,75% do DI ao ano	15/03/2023	-	2.246	2.246	160.000	(562)	159.438
Rio Parapanema Energia S.A.	8ª	2	IPCA + 5,50% ao ano	15/03/2025	-	7.311	7.311	160.000	10.037	170.037
Rio Parana Energia S.A.	1ª	1	DI + 1,05% ao ano	15/06/2023	-	-	-	240.000	(663)	239.337
Rio Parana Energia S.A.	1ª	2	IPCA + 6,15% ao ano	16/06/2025	-	-	-	240.000	8.139	248.139
					299.992	55.383	355.375	1.330.016	174.631	1.504.647

22.2. Vencimento

Consolidado					
Vencimento a longo prazo	2022	2023	2024	2025	Total
Debêntures	434.456	322.026	220.308	221.101	1.197.891

22.3. Movimentação

	Consolidado							
	Rio Parapanema Energia S.A.						Rio Parana Energia S.A.	
	4ª Emissão	5ª Emissão	7ª Emissão		8ª Emissão		1ª Emissão	
	Série 2	Série 2	Série 1	Série 2	Série 2	Série 2	Série 1	Série 2
Saldos em 31 de dezembro de 2020	364.377	223.708	224.259	221.170	161.684	177.348	239.337	248.139
Amortização de custos de transação	78	286	416	374	250	177	-	-
Capitalização de custos de transação	-	-	-	-	-	-	343	1.131
Apropriação de juros	22.105	10.784	5.072	12.959	4.711	9.787	-	-
Capitalização de juros	-	-	-	-	-	-	9.142	15.673
Apropriação de variação monetária	15.958	6.101	-	9.848	-	7.555	-	-
Capitalização de variação monetária	-	-	-	-	-	-	-	11.221
Pagamento de debêntures	-	(79.992)	(220.000)	-	-	-	-	-
Pagamento de juros	(21.837)	(15.297)	(9.747)	(12.848)	(6.260)	(9.534)	(9.346)	(15.583)
Pagamento de variação monetária	-	(28.691)	-	-	-	-	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2019	380.681	116.899	-	231.503	160.385	185.333	239.476	260.581

As principais variações dos saldos de Debêntures foram resultantes das quitações da 7ª emissão (série 1) última parcela do principal e juros, e pagamento de pagamentos da 5ª emissão (série 2) de principal e pagamentos de juros ao longo do exercício.

22.4. Cláusulas restritivas (“Covenants”)

22.4.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

22.4.1.1. *Covenants* financeiros

As cláusulas restritivas previstas no Instrumento Particular de Escritura de Emissão Pública de Debêntures Não Conversíveis em Ações da Quarta, Quinta, Sétima e Oitava emissões da Controlada são:

- i. Índice entre divisão da Dívida Líquida pelo Ebitda que deverá ser igual ou inferior a 3,20;
- ii. Índice entre divisão do Ebitda pelo Resultado Financeiro que deverá ser igual ou superior a 2,0;
- iii. Redução de capital da Controlada poderá ser realizada se observado o limite igual ou inferior a 0,7, do índice financeiro quociente da divisão da dívida total pelo somatório da dívida total e capital social da Rio Paranapanema, na 7ª e 8ª poderá ser realizada em observância ao seguinte índice financeiro: quociente da divisão da dívida total da Controlada pelo somatório da dívida total e Capital Social da Controlada, tendo por base as então mais recentes Demonstrações Financeiras da Controlada igual ou menor a 0,90 (noventa centésimos) vezes.

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019, a Controlada atendeu os referidos índices financeiros e, cumprindo assim, os referidos *covenants*, conforme abaixo:

Índice financeiro	Limites	2020	2019
Ebitda / Resultado financeiro	Igual ou superior a 2,0	4,15	5,24
Dívida líquida / Ebitda	Igual ou inferior a 3,2	(0,02)	0,36
Dívida total / (Dívida total + Capital social)	Igual ou inferior a 0,7	0,56	0,62

22.4.1.2. *Covenants* não financeiros

Além das cláusulas restritivas relacionadas a índices financeiros mencionados anteriormente, há cláusulas restritivas referentes a outros assuntos da Quarta, Quinta, Sexta, Sétima e oitava emissões, os quais vem sendo atendidas pela Controlada, dos quais destacamos os mais relevantes:

- i. Inadimplemento no pagamento de quaisquer outras obrigações financeiras, de forma agregada ou individual, contraídas pela Emissora, no mercado local ou internacional em valor superior a R\$ 30 milhões para as 4ª e 5ª debêntures e R\$ 32 milhões para a 7ª e 8ª debêntures;
- ii. 4ª/5ª debêntures - Transferência de controle acionário direto ou indireto da Rio Paranapanema, desde que, após tal transferência as classificações de risco pela Moody's ou Standard & Poor's ou na falta destas, a Fitch, rebaixar, por motivos diretamente ligados à transferência do controle acionário, a classificação de risco da Controlada em dois níveis em relação a classificação de risco vigente na data da emissão;
- iii. 7ª/8ª debêntures - Transferência de controle acionário direto da Controlada, desde que, após tal transferência, a Moody's ou a Standard & Poor's, ou na falta destas, a Fitch, rebaixar, por motivos diretamente ligados à transferência do controle acionário direto da Controlada, a classificação de risco da Rio Paranapanema em dois níveis em relação à classificação de risco da Controlada vigente na data de emissão;
- iv. Cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária envolvendo a Controlada, exceto se cumpridas exigências dos itens a, b e c desta mesma cláusula das escrituras de emissão de debêntures, para a 7ª e 8ª emissão somente os itens a e b;

- v. Término antecipado ou intervenção, por qualquer motivo, de quaisquer dos contratos de concessão pelo poder concedente relativo ao serviço público de energia elétrica.

As outras cláusulas restritivas estão detalhadas nas escrituras de emissão das debêntures, disponível no site <https://www.ctgbr.com.br/rio-paranapanema/informacoes-aos-investidores>.

22.4.2. Rio Paraná Energia S.A.

22.4.2.1. *Covenants* financeiros

No Instrumento Particular de Escritura de Emissão Pública de Debêntures Não Conversíveis em Ações da Primeira emissão:

- i. Índice entre divisão da Dívida Líquida pelo Ebitda que deverá ser igual ou inferior a 3,20;
- ii. Índice entre divisão do Ebitda pelo Resultado Financeiro que deverá ser igual ou superior a 2,0;
- iii. Redução de capital da Controlada poderá ser realizada se observado o limite igual ou inferior a 0,90 (noventa centésimos), do índice financeiro quociente da divisão da dívida total pelo somatório da dívida total e capital social da Controlada, tendo por base as então mais recentes Demonstrações Financeiras Regulatórias (Aneel).

Índice financeiro	Limites	2020	2019
Ebitda / Resultado financeiro	Igual ou superior a 2,0	7,82	5,84
Dívida líquida / Ebitda	Igual ou inferior a 3,2	0,98	0,99
Dívida total / (Dívida total + Capital social)	Igual ou inferior a 0,9	0,28	0,32

22.4.2.2. *Covenants* não financeiros

Além das cláusulas restritivas relacionadas a índices financeiros mencionados anteriormente, há cláusulas restritivas referentes a outros assuntos da Primeira emissão, os quais vem sendo atendidas pela Controlada, dos quais destacamos os mais relevantes:

- i. Inadimplemento no pagamento de quaisquer outras obrigações financeiras, de forma agregada ou individual, em valor superior a R\$ 72 milhões;
- ii. Alteração societária que resulte na exclusão de forma direta ou indireta da Controlada, salvo se o(s) novo(s) acionista(s) controlador(es) direto(s) ou indireto(s) possuir(em) classificação de risco (rating) mínimo Aa1.br, conforme classificação atribuída pela Moody's, ou brAA+ pela Standard & Poor's, ou na falta desses, AA+(bra) pela Fitch Ratings
- iii. Cisão, fusão, incorporação envolvendo a Controlada, exceto se cumpridas exigências dos itens a e b desta mesma cláusula das escrituras de emissão de debêntures;
- iv. Término antecipado ou intervenção, por qualquer motivo, de quaisquer dos contratos de concessão pelo poder concedente relativo ao serviço público de energia elétrica;

As outras cláusulas restritivas estão detalhadas na escritura de emissão de debêntures, disponível no site www.ctgbr.com.br/rio-parana-energia – “Investidores” – “Informação para investidores”.

23. Uso do bem público (UBP)

Pela exploração da geração de energia elétrica outorgada através dos contratos de concessões nº 03/2010 da controlada Rio Canoas Energia S.A e nº 90/2002 da controlada Rio Verde Energia S.A, como contraprestação ao direito de exploração do aproveitamento hidrelétrico o Grupo paga, valores anuais, contados a partir das assinaturas dos contratos, em parcelas mensais referentes à UBP. Tais desembolsos, a valores históricos, foram reconhecidos no grupo de intangíveis, e são amortizados ao longo do período de concessão.

Em 10 dezembro de 2020 foi assinado o 5º Termo Aditivo que formalizou a extensão de 483 (quatrocentos e oitenta e três) dias para a concessão da UHE Salto, operada pela controlada Rio Verde, através da Resolução Autorizativa nº 8.410/2019. A referida extensão foi concedida pela Aneel em razão do reconhecimento pela exclusão de responsabilidade em razão da não emissão de Licenças Ambientais dentro do prazo necessário à implantação do projeto.

A taxa de desconto no cálculo do valor presente é de 9,63% não tendo vinculação com a expectativa de retorno do projeto.

23.1. Composição

	Consolidado					
	2020			2019		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Valor nominal	3.169	62.077	65.246	2.680	74.694	77.374
(-) Ajuste a valor presente	(2.880)	(33.872)	(36.752)	(1.070)	(56.644)	(57.714)
	289	28.205	28.494	1.610	18.050	19.660

23.2. Movimentação

	Principal	Ajuste a valor presente	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2019	77.374	(57.714)	19.660
Adições	2.263	(141)	2.122
Apropriação do ajuste a valor presente	-	6.910	6.910
Pagamento	(2.646)	-	(2.646)
Atualização monetária	2.448	-	2.448
Reclassificação	(14.193)	14.193	-
Saldo em 31 de dezembro de 2020	65.246	(36.752)	28.494

24. Indenização socioambiental

24.1. Composição

24.1.1. Termo de Ajuste de Conduta (TAC)

A controlada Rio Canoas foi notificada em 29 de agosto de 2013, pelos danos causados pela inundação do reservatório da usina. Em função desta notificação assinou o termo de ajustamento de conduta (TAC) com Ministério Público, a FATMA e os representantes dos atingidos pela UHE. O montante inicial total provisionado foi de R\$ 5.500 e devem ser empregados exclusivamente em investimentos sociais, os quais devem buscar atingir o maior número de pessoas. Os dispêndios são feitos com a aprovação dos órgãos envolvidos.

24.1.2. Sistema Nacional de Unidades de Conservação (SNUC)

O SNUC foi instituído pela lei federal nº 9.985/2000, com o objetivo de garantir a preservação da natureza e o desenvolvimento sustentável a partir dos recursos naturais.

A Controlada Rio Canoas Energia celebrou em 02 de agosto de 2011 o termo de compromisso de compensação ambiental nº 075/2011 com a FATMA, previsto na Lei 9.985/2000.

Os recursos são concentrados em uma aplicação financeira vinculada (nota explicativa nº 5.2). Tais recursos são remunerados a variação do DI e são dispendidos conforme deliberação da FATMA e o Ministério Público.

24.1.3. CIBACAP

O Grupo firmou compromissos com as Prefeituras Municipais da Bacia Capivara e com o Departamento de Estrada de Rodagem do Paraná, partes integrantes do Cibacap, envolvidos

com a formação do reservatório da UHE Capivara ("Capivara"). Esses compromissos envolvem projetos, conforme acordo de Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) existente em função das perdas, danos e/ou prejuízos causados a estes municípios em virtude da construção de Capivara.

	Consolidado					
	2020			2019		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Termo de Ajuste de Conduta (TAC)	-	281	281	-	281	281
Sistema Nacional de Unidades de Conservação (SNUC)	974	-	974	375	-	375
Cibacap	-	15.088	15.088	890	11.462	12.352
	974	15.369	16.343	1.265	11.743	13.008

24.2. Movimentação

	Cibacap	TAC	SNUC	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2019	12.352	281	375	13.008
Variação monetária	2.736	10	8	2.754
Realização de provisão	-	770	(189)	581
Saldos em 31 de dezembro de 2020	15.088	1.061	194	16.343

25. Provisões para riscos

As provisões para as perdas decorrentes dos riscos classificados como prováveis são reconhecidas contabilmente, desde que: haja uma obrigação presente (legal ou não formalizada) como resultado de eventos passados; é provável que seja necessária uma saída de recursos para liquidar a obrigação; e o valor puder ser estimado com segurança.

As perdas classificadas como possíveis não são reconhecidas contabilmente, sendo divulgadas nas notas explicativas. As contingências cujas perdas são classificadas como remotas não são provisionadas nem divulgadas, exceto quando, em virtude da visibilidade do processo, o Grupo considera sua divulgação justificada.

As provisões são mensuradas pelo valor presente dos gastos que devem ser necessários para liquidar a obrigação, usando uma taxa antes dos efeitos tributários, a qual reflita as avaliações atuais de mercado do valor do dinheiro no tempo e dos riscos específicos da obrigação. O aumento da obrigação em decorrência da passagem do tempo é reconhecido como despesa financeira.

A Administração do Grupo, baseada em levantamentos e pareceres elaborados pela área jurídica e por consultores jurídicos externos, registra provisões para cobrir as perdas e obrigações classificadas como prováveis, relacionadas às ações trabalhistas, fiscais, ambientais, regulatórias e cíveis, quando é exigido depósito judicial para alguma ação, essa provisão é apresentada líquida de seu respectivo depósito.

Demais depósitos não relacionados às provisões constituída, são demonstrados em nota específica (vide nota explicativa nº 10).

Em função do Contrato de Concessão, o Grupo assumiu os processos judiciais e administrativos ambientais, distribuídos em face da Companhia Energética de São Paulo ("CESP").

As ações discutem as demolições de construções irregulares em área de APP e de concessão, então da CESP, indenização pelos danos ambientais, recuperação e compensação dos danos causados pelas ocupações irregulares.

Ainda, é necessária consideração a respeito do dano ambiental, que pode ser abstrata, e que na licença de operação já existe a determinação para cumprimento de obrigações ambientais, que o Grupo deve cumprir, o que caracterizaria um empenho duplicado pelo mesmo objetivo.

Adicionalmente, a determinação da possibilidade de êxito nos demais processos em andamento, assim como a estimativa das perdas prováveis esperadas envolve julgamentos críticos por parte da administração, pois depende de eventos futuros que não estão sob controle do Grupo.

A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados.

As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

25.1. Composição

	Consolidado			
	2020			2019
	Provisões	Depósitos judiciais	Provisões líquidas	Provisões líquidas
Trabalhistas	10.436	(3.647)	6.789	13.494
Fiscais	19.756	(966)	18.790	18.182
Cíveis	30.679	(7.426)	23.253	11.260
Desapropriações de terras	20.548	(5.735)	14.813	1.779
Indenizações de benfeitorias	10.131	(1.691)	8.440	9.481
Ambientais	10.564	(91)	10.473	6.681
Regulatórias	336.143	-	336.143	281.429
	407.578	(12.130)	395.448	331.046

25.2. Movimentação

A movimentação das provisões ocorreu conforme quadro abaixo:

	Trabalhistas	Fiscais	Cíveis		Ambientais	Regulatórias	Total
			Desapropriações de terras	Indenizações de benfeitorias			
Saldo em 31 de dezembro de 2019	13.494	18.182	1.779	9.481	6.681	281.429	331.046
Provisões para riscos							
Provisões / reversões	(2.063)	402	-	(800)	3.368	15.873	16.780
Provisões / reversões (*)	-	-	13.184	-	-	-	13.184
Variações monetárias	1.197	261	-	1.349	289	39.227	42.323
Variações monetárias (*)	-	-	1.726	-	-	-	1.726
Acordos / pagamentos	(5.889)	-	-	(2.234)	-	(386)	(8.509)
Acordos / pagamentos (*)	-	-	(1.910)	-	-	-	(1.910)
	(6.755)	663	13.000	(1.685)	3.657	54.714	63.594
Depósitos judiciais							
Variações monetárias	(198)	(55)	(75)	(43)	-	-	(371)
(Adições)	(1.798)	-	(929)	(995)	-	-	(3.722)
Baixas	2.046	-	1.038	1.682	135	-	4.901
	50	(55)	34	644	135	-	808
Saldo em 31 de dezembro de 2020	6.789	18.790	14.813	8.440	10.473	336.143	395.448

(*) Efeitos contabilizados em contrapartida do imobilizado como a discussão é a respeito de terrenos, o Grupo atualiza o passivo contra linha dessa natureza, controlada no grupo de imobilizado.

A respeito das discussões judiciais em andamento, valem destacar:

25.3. Rio Paraná Energia S.A.

a) Trabalhistas

A Administração da Controlada, baseada em levantamentos e pareceres elaborados pela área jurídica e por consultores jurídicos externos, registra provisões para cobrir as perdas e obrigações classificadas como prováveis, relacionadas às ações trabalhistas. O que em sua

maioria discute ações ajuizadas por ex-empregados de empresas prestadoras de serviços na Rio Paraná.

b) Regulatórias

Valor referente ao diferencial de alíquota PIS/COFINS entre o regime cumulativo e não cumulativo composto no preço dos Contratos de Compra e Venda de Energia, devido a possível mudança no Regime de Tributação de Lucro Presumido para Lucro Real.

25.4. Rio Paranapanema Energia S.A.

a) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2020, as principais provisões relativas aos riscos trabalhistas com expectativas de perda provável são referentes:

Ações movidas por ex-empregados e terceirizados, envolvendo horas extras, periculosidade, equiparação salarial, pagamento de verbas rescisórias entre outras.

As constituições referem-se a novas ações e reavaliações por parte dos assessores jurídicos da Controlada decorrentes de sentença desfavoráveis no exercício, bem como em função de decisão do Tribunal Superior do Trabalho, que modificou o critério para atualização de débitos trabalhistas. As baixas do exercício referem-se a encerramentos de ações no curso normal dos processos e/ou mediante celebração de acordos judiciais. Também, foi realizada Campanha de Acordos em 2020, que encerrou uma série de processos através de composição judicial, o que acarretou a redução das provisões.

b) Fiscais

Em 31 de dezembro de 2020, as principais provisões relativas aos riscos fiscais com expectativas de perda provável são referentes a Controlada Rio Paranapanema Energia S.A. sendo que os principais riscos são:

- i. Processo Administrativo nº 19515.003540/2005-96 decorrente de um Auto de infração referente à destinação para incentivo fiscal do Fundo de Investimentos da Amazônia (FINAM) dos recolhimentos do imposto sobre lucro inflacionário, efetuados nos meses de janeiro, fevereiro e março de 2000. Em primeira instância, o processo foi julgado favorável aos recolhimentos dos meses de janeiro e fevereiro, permanecendo provisionado o montante relativo a março de 2000, atualizado para 31 de dezembro de 2020, no montante de R\$ 3.037 (R\$3.017 em 31 de dezembro de 2019);
- ii. Processo administrativo nº 10880.723970/2011-33, que trata de pedidos eletrônicos de restituição ou ressarcimento de créditos de COFINS do ano de 2004. Foi apresentado recurso administrativo em razão de parte dos valores não terem sido homologados pela Receita Federal, valores estes que totalizam em 31 de dezembro de 2020 R\$ 13.450 (R\$ 13.264 em 31 de dezembro de 2019);
- iii. Ação Anulatória ajuizada pela Controlada visando cancelamento de débitos de PIS, COFINS e CSLL referente aos anos calendário de 2004 a 2007. A discussão se dá em razão da isenção na aquisição de energia elétrica de Itaipu, a qual a Receita Federal não entende cabível. O valor total da discussão em 31 de dezembro de 2020 é de R\$ 3.849, sendo que o valor provável de R\$ 401.

c) Cíveis

Em 31 de dezembro de 2020, a principal provisão relativa ao risco cível com expectativa de perda provável é relativo a Controlada Sapucaí Mirim Energia Ltda

A variação observada na Ação de Desapropriação ajuizada em face de Millernad Badran em que se discute a desapropriação e valoração do imóvel para a construção do reservatório da UHE Retiro. A decisão de primeira instância foi favorável à Controlada determinando que a indenização a ser paga fosse calculada tomando por base os valores referentes a terra rural. Em sede de recurso o Tribunal de Justiça de São Paulo reverteu a decisão e considerou que o cálculo deve ser elaborado considerando a propriedade como imóvel urbano. Atualmente o valor envolvido com risco de perda provável é de R\$ 6.389.

d) Ambientais

Em 31 de dezembro de 2020, a principal provisão relativa ao risco ambiental com expectativa de perda provável é relativo a Controlada Parapanema Energia S.A.

- i. Trata-se de Ação Civil Pública movida pelo Município de Santo Inácio contra a Controlada em que se discute a compensação de impactos ambientais. As partes estão em discussão para formalização de um TAC que colocará fim na Ação Civil Pública no montante atualizado para 31 de dezembro de 2020, no montante de R\$ 6.959 (R\$3.533 em 31 de dezembro de 2019);
- ii. Tratam-se de Ações Anulatórias ajuizadas para declarar nulo os autos de infração nº 246.946-D e nº 246.947-D lavrado pelo IBAMA em face da UHE Canoas I e II, o valor atualizado para 31 de dezembro de 2020 é no montante de R\$ 1.810 (R\$ 1.783 em 31 de dezembro de 2019);
- iii. Provisão para indenização por danos materiais e morais de ações ajuizadas por supostos pescadores profissionais, o valor atualizado para 31 de dezembro de 2020 é no montante de R\$ 978 (R\$ 898 em 31 de dezembro de 2019).

25.5. Rio Verde Energia S.A.

a) Cíveis

Em 31 de dezembro de 2020, as contingências cíveis líquidas somam R\$ 1.746, e referem-se a desapropriação e indenizações referentes às áreas para construção do reservatório.

b) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2020 as contingências trabalhistas que somam R\$ 232 referem-se a ações movidas por ex-empregados, envolvendo pedido de horas extras, periculosidade, insalubridade e horas in itinere. As variações nas constituições se referem a decisões judiciais favoráveis e ao encerramento de casos antes contingenciados, bem como variação monetária e correção.

c) Regulatórias

Em 10 de julho de 2015, de acordo com o descrito na nota explicativa nº 1.3, a Controlada obteve uma liminar nos autos da Ação do GSF, visando limitar a incidência do fator de ajuste do MRE (GSF) ao percentual máximo de 5% (cinco por cento) do total da garantia física da UHE Salto.

Com a publicação da Lei 14.052/2020 e regulamentada pela resolução da Aneel nº 895/2020 (vide nota explicativa 9), a Rio verde decidiu em reunião de Conselho de Administração por seguir com o referido acordo previsto em lei para solução das questões envolvendo a judicialização do GSF. Após a divulgação oficial dos valores e, concomitantemente à assinatura do aditivo ao contrato de concessão, a Rio Verde fará a desistência da referida ação judicial.

25.6. Rio Canoas Energia S.A.

a) Cíveis

Em 31 de dezembro de 2020, as contingências cíveis líquidas somam R\$ 14.469, e referem-se a ações indenizatórias ajuizadas contra a Rio Canoas em decorrência do alagamento e desapropriação de áreas para construção dos reservatórios, linha de transmissão e reavaliação dos valores pagos decorrentes de desapropriação para construção da UHE.

As constituições referem-se a novas ações e reavaliações por parte dos assessores jurídicos da Controlada decorrentes de decisões desfavoráveis no exercício. As baixas do exercício referem-se a encerramentos de ações no curso normal dos processos e/ou mediante celebração de acordos judiciais, tendo em vista campanha de acordo realizada pela Controlada visando uma composição amigável entre as partes.

b) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2020, não foram constituídas provisões contábeis para as contingências trabalhistas. A variação decorre do encerramento dos processos que compunham tais contingências.

25.7. Contingências possíveis

Não foram constituídas provisões contábeis para as contingências avaliadas pelos assessores jurídicos do Grupo como perdas possíveis:

	Controladora		Consolidado	
	2020	2019	2020	2019
Ambientais	-	-	1.100.254	898.442
Fiscais	10.382	-	698.800	612.831
Cíveis	159.757	182.279	188.352	201.770
Regulatórias	-	-	139.734	123.029
Trabalhistas	4.980	4.776	21.126	22.433
	175.119	187.055	2.148.267	1.858.505

A respeito das discussões judiciais em andamento, com classificação de risco possível, valem destacar:

25.7.1. Controladora

a) Cíveis

Em 31 de dezembro de 2020, a contingência cível soma R\$ 159.757, e refere-se a ação movida, com pedido para pagamento de comissões de 5% (cinco por cento) do valor da venda dos ativos da Triunfo para a CTG Holding.

25.7.2. Controladas

25.7.2.1. Rio Paraná Energia S.A.

a) Ambientais

Em 31 de dezembro de 2020, as contingências ambientais do quadro acima são as que permitiram razoável segurança de estimativa de valor e com expectativa de perda possível. As variações na rubrica de contingências ambientais são decorrentes de novas ações judiciais ajuizadas em face da Controlada, envolvendo danos ambientais causados pela suposta inobservância dos preceitos legais relativos a:

- i. ocupações irregulares em APP e recuperação dos danos ambientais causados;
- ii. cumprimento das condicionantes das Licenças de operação ;
- iii. manutenção da cota/nível mínimo de operação do reservatório;
- iv. supostos prejuízos causados aos pescadores. Abaixo, seguem detalhes dos principais processos ambientais:

523 Ações Cíveis Públicas – movidas pelo Ministério Público Federal (“MPF”) de Jales/SP em face da CESP e dos ocupantes irregulares, requerendo para a condenação:

- i. recuperação da Área de Preservação Permanente – (“APP”);
- ii. a demolição de edificações/ocupações irregulares (caso obrigação não seja cumprida pelos ocupantes);
- iii. pagamento de indenização pelos danos ambientais irrecuperáveis a serem apurados em eventual perícia a ser designada nos autos. A Rio Paraná passou a integrar o polo passivo das ações como réu e os processos estão atualmente em andamento em primeira instância, em fase de instrução processual.

A chance de perda da Controlada é considerada como possível e o valor envolvido no caso não é passível de estimativa até o momento pois depende de perícia para apuração de custos relacionados às medidas de mitigação, recuperação e compensação das áreas, além da desmobilização das edificações irregulares existentes em APP.

Ação Civil Pública ajuizada pelo Ministério Público Federal de Andradina, em 12/06/2018 onde se pleiteia que: (1) a Rio Paraná mantenha a gestão do Centro de Conservação de Fauna Silvestre de Ilha Solteira; e, (2) o IBAMA se abstenha de substituir as condicionantes das Licenças de Operação" das UHE Jupiá e Ilha Solteira relativas à manutenção e pleno funcionamento do CCFS pela execução do Programa do Corredor Ecológico. Em audiência as partes solicitaram a suspensão do processo para iniciar as tratativas de acordo. Em 11/11/2020 foi firmado acordo entre a Rio Paraná e o MPF com delimitação de prazo para manutenção e gestão do CCFS além das atividades relacionadas ao centro de triagem de animais silvestres. O acordo ainda aguarda homologação judicial.

A chance de perda da Controlada, segundo a avaliação de seus assessores legais é considerada como possível e o valor envolvido no caso é de R\$ 10.995.

Ação Civil Pública ajuizada pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores, em 26/07/2018, em face da CESP e Rio Paraná, em decorrência de um blecaute ocorrido na UHE JUPIA em meados de 2009, em que houve redução na vazão de água do reservatório, ocasionando a mortandade de peixes, o que lhes renderam prejuízos de cunho material e moral, requerendo, o pagamento de indenização. Em 2018, foi proferida decisão de primeira instância, julgando o processo em desfavor da Confederação. A Confederação reverteu a decisão em sede de tribunal, tendo o processo retornado à Vara de origem para reinício da fase de provas. Desta decisão, a Rio Paraná interpôs Recurso Especial no STJ, que ainda aguarda julgamento.

A chance de perda da Controlada de acordo com a avaliação de seus assessores legais é considerada como possível. O valor atualizado de R\$ 1.044.757, considerando dezembro de 2020.

b) Fiscais

Trata-se de um Mandado de Segurança com pedido liminar impetrado pela Rio Paraná em face da Receita Federal, em janeiro de 2018, no qual se discute a opção pelo Regime do Lucro Presumido nos anos de 2015 e 2016 em que a Controlada obteve receita significativas com variação cambial positiva decorrente de um empréstimo realizado em moeda estrangeira (Dólar),

que por se tratar de receita financeira não foi considerado na base de cálculo para fins de recolhimento de Tributos. Para concessão da liminar foi necessária realização de um depósito judicial no valor de R\$ 420.000 em 30 de janeiro de 2018. Houve decisão desfavorável de primeira instância, mas as chances de êxito nesta demanda são consideradas pelos advogados da Controlada como possível e o valor total envolvido neste caso considerando dezembro de 2020 é de R\$ 477.786.

c) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2020, as contingências trabalhistas com expectativa de perda possível estão avaliadas no montante de R\$ 11.854. As variações na rubrica de contingências trabalhistas são decorrentes de novas ações judiciais ajuizadas em face da Controlada por empregados terceirizados, bem como arquivamento de algumas ações no período.

25.7.2.2. Rio Paranapanema Energia S.A

a) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2020, as contingências trabalhistas com expectativa de perda possível estão avaliadas no montante de R\$ 4.496 (R\$ 5.267 em 31 de dezembro de 2019).

A variação na rubrica de contingências trabalhistas é decorrente de encerramento de ações com campanha de acordo.

b) Fiscais

Em 31 de dezembro de 2020, as principais contingências fiscais na Controlada Rio Paranapanema Energia S.A. e na Controladora com expectativa de perda possível são:

- i. Mandado de Segurança nº 0025355-84.2004.4.03.6100, impetrado em face do Delegado da Receita Federal de Administração Tributária em São Paulo, visando à concessão de liminar/segurança para ser reconhecido o direito da Controlada de, por força de denúncia espontânea prevista no artigo 138 do Código Tributário Nacional (CTN), não se sujeitar à multa de mora na quitação de seus débitos de PIS, IRPJ, CSLL e IOF mediante pagamentos e compensações. Débitos com exigibilidade suspensa por depósitos judiciais e perda possível avaliada em R\$ 9.828 (R\$ 9.669 em 31 de dezembro de 2019);
- ii. Processos administrativos originados de pedidos de restituição e compensação de saldo negativo de tributos (IRPJ, IRRF e CSLL), bem como de tributos pagos a maior. Em todos os casos a Controlada apresentou manifestações de inconformidade e/ou recurso voluntário as quais aguardam julgamento. Valor classificado como possível de R\$ 57.221 (R\$ 67.444 em 31 de dezembro de 2019). A redução do valor decorre do encerramento de processos administrativos que ao final foram favoráveis à Controlada determinando a compensação e/ou restituição.;
- iii. Autos de Infração que discutem para cobrança de CSLL referente aos anos calendário de 2008 e 2009 respectivamente. Em ambos os casos foi apresentado Recurso Voluntário que está pendente de julgamento pelo Conselho de Contribuintes. Os valores atualizados para 31 de dezembro de 2020, totalizam R\$ 57.817 (R\$ 48.114 em 31 de dezembro de 2019).
- iv. Trata-se de Mandado de Segurança Coletivo impetrado pela Apine representando seus associados em face do Estado do Paraná, que visa declarar a ilegalidade da Lei Estadual que instituiu uma taxa pela utilização dos recursos hídricos TCFRH (Taxas de Controle e Fiscalização do Aproveitamento de Recursos Hídricos e Minerais). A decisão de primeira instância foi favorável à Apine e os valores atualizados para 31 de dezembro de 2020 totalizam R\$ 77.000.

O montante de R\$ 11.890 está pulverizado em vários outros processos (R\$ 19.057 em 31 de dezembro de 2019).

c) Ambientais

Em 31 de dezembro de 2020, as contingências ambientais na Controlada Rio Paranapanema Energia S.A. com expectativas de perda possível referem-se a Autos de Infração lavrados pelo Instituto Ambiental do Paraná (IAP) e pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), relativos a supostas infrações ambientais ocorridas nas Usinas Chavantes, Canoas I, Canoas II, Taquaruçu e Capivara. A Controlada apresentou recursos administrativos e ajuizou ações judiciais visando declarar a nulidade das multas.

O valor atualizado para 31 de dezembro de 2020 é de R\$ 36.514 (R\$ 32.504 em 31 de dezembro de 2019).

d) Regulatórias

Em 31 de dezembro de 2020, as contingências regulatórias na Controlada Rio Paranapanema Energia S.A. com expectativa de perda possível somam um total de R\$ 136.950, sendo que as principais contingências são referentes a:

- i. Por conta da recusa da Controlada em pagar os valores em disputa na Ação Ordinária mencionada na nota explicativa nº 13 ("Encargos de Uso da Rede Elétrica"), a Aneel autuou a Rio Paranapanema por meio do Auto de Infração nº 014/2009-SFG por supostamente não ter a Controlada (i) firmado os Cusd com as concessionárias de distribuição; e (ii) não ter quitado o passivo da TUSD-g acumulado de julho de 2004 a junho de 2009. Por conta disso, a Controlada ajuizou Mandado de Segurança para suspender a cobrança da multa imposta, tendo sido a liminar deferida em junho de 2009. Em junho de 2013, a sentença denegou o pedido de liminar feito pela Rio Paranapanema no Mandado de Segurança impetrado, mantendo-se a multa imposta pela Aneel. Em outubro de 2013 a Controlada requereu no processo a suspensão da exigibilidade da multa até o julgamento definitivo do Mandado de Segurança, mediante o depósito do valor integral e atualizado da multa objeto da ação. Em dezembro de 2013, a Controlada interpôs recurso de apelação o qual ainda está pendente de julgamento. A classificação é de perda possível, e o valor é de R\$ 37.525 (R\$ 36.846 em 31 de dezembro de 2019);
- ii. Em 2002, AES Sul distribuidora de energia elétrica ingressou com ação judicial visando não se sujeitar a aplicação retroativa da Resolução 288 da Aneel. A Controlada pode ser impactada por eventual decisão favorável à distribuidora e o valor atualizado em 31 de dezembro de 2020 é de R\$ 55.501 (R\$ 44.211 em 31 de dezembro de 2019);

Entre 2010 e 2012, uma associação de distribuidoras e uma distribuidora ingressaram com ações judiciais visando anular os despachos da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF)/Aneel nº 2.517/2010 e 1.175/2012, respectivamente. A Controlada pode ser impactada por eventuais decisões favoráveis às distribuidoras. O valor atualizado em 31 de dezembro de 2020 é de R\$ 17.828 (R\$ 17.100 em 31 de dezembro de 2019);

e) Cíveis

Em 31 de dezembro de 2020, a principal contingência cível na Controlada Rio Sapucaí Mirim Energia Ltda. com expectativa de perda possível, refere-se a uma Ação de Desapropriação em que se discute a desapropriação e valoração do imóvel para a construção do reservatório da UHE Palmeiras. A decisão de primeira instância foi favorável à Sociedade considerando a perícia realizada. O processo atualmente aguarda decisão do Tribunal de Justiça de São Paulo diante

do recurso apresentado pelo réu Millenard Badran. Atualmente o valor envolvido com risco de perda possível é de R\$ 24.213.

25.7.2.3. Rio Verde Energia S.A

a) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2020, não há previsão de contingência trabalhista com expectativa de perda possível. As variações nas constituições se referem ao encerramento via acordo e decisões favoráveis em casos ajuizados por ex-empregados e empregados terceirizados.

b) Ambiental

Trata-se de discussão referente ao pagamento da Taxa de Licenciamento para Utilização de Recursos da Fauna atrelada à Licença de Operação (“LO”) da Usina de Salto. A legislação vigente dispõe da necessidade de recolhimento de valores referentes a compensação ambiental, além disso, a condicionante nº 21 da Licença de Operação da Rio Verde prevê a obrigatoriedade de serem apresentados os comprovantes de pagamento da compensação da fauna. Apesar da existência desta obrigação na LO, foram formuladas diversas soluções de consultas perante o órgão ambiental, bem como uma opinião legal de consultores legais da Controlada determinando que não há obrigação provisionar valores, tendo em vista que, em caso de cobrança dos valores relativos a compensação existe a possibilidade de discussão judicial com chances possíveis de êxito.

Trata-se de discussão na esfera administrativa iniciada pela Secretaria de Estado de Meio Ambiente de Desenvolvimento Sustentável (SEMAD) em que se exige a compensação da fauna na região. Existem negociação para apresentação de Plano de Trabalho e/ou Proposta de destinação pela SEMAD, para o cumprimento da compensação ambiental. Os assessores externos da Controlada avaliam o risco de perda possível com valor de R\$ 779 para 31 de dezembro de 2020

c) Fiscais

Em 31 de dezembro de 2020, as contingências fiscais com expectativa de perda possível estão avaliadas no montante de R\$ 5.712. As principais contingências fiscais com expectativa de perda possível são decorrentes de Processos Administrativos originados de pedidos de restituição e compensação de saldo negativo de tributos (IRPJ e CSLL), de tributos pagos a maior e autos de infração que se discute recolhimento de IRPJ e CSLL. Em todos os casos a Controlada apresentou manifestações de inconformidade e/ou recurso voluntário as quais aguardam julgamento.

25.7.2.4. Rio Canoas Energia S.A

a) Cíveis

As contingências cíveis com expectativa de perda possível no montante de R\$ 8.684 referem-se às ações ajuizadas em decorrência do negócio, inclusive em razão da construção dos reservatórios pela Rio Canoas, sendo certo que diante dos elementos constantes dos processos e provas produzidas até o momento, segundo a avaliação dos assessores jurídicos da Controlada, não há necessidade de provisionamento de valores.

b) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2020, não foram indicados valores para as contingências trabalhistas. A variação decorre do encerramento dos processos que compunham tais contingências.

25.7.2.5. CTG Brasil Negócios de Energia Ltda

a) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2020, as contingências trabalhistas líquidas somam R\$ 473, a variação no saldo em relação a 2019 e se referem às novas ações judiciais, ajuizadas por empregados de empresa prestadora de serviço. Em sua maioria, os autores pedem a condenação das empresas no pagamento das verbas rescisórias, horas extras entre outros pedidos.

26. Dividendos a pagar

A distribuição de dividendos é feita para os acionistas do Grupo com base no seu Estatuto Social, e é reconhecida como um passivo em suas demonstrações financeiras ao final do exercício.

	Controladora			
	Saldos em 2019	Dividendos propostos	Dividendos pagos	Saldos em 2020
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	814.267	147.092	(913.993)	47.366
China Three Gorges (Luxembourg) Power S.A.R.L.	6.316	1.138	(7.090)	364
	820.583	148.230	(921.083)	47.730

	Consolidado				
	Saldos em 2019	Dividendos propostos	Dividendos pagos	Prescrições (*)	Saldos em 2020
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	814.267	147.092	(913.993)	-	47.366
China Three Gorges (Luxembourg) Power S.A.R.L.	6.316	1.138	(7.090)	-	364
Huikai Clean Energy S.A.R.L.	332.413	42.945	(363.897)	-	11.461
Acionistas minoritários	6.217	10.577	(4.767)	(208)	11.819
	1.159.213	201.752	(1.289.747)	(208)	71.010

(*) Os dividendos não reclamados no prazo de três anos, a contar da data em que tenham sido postos à disposição do acionista, prescreverão conforme artigo. 287 da Lei 6.404/76.

27. Juros sobre o capital próprio a pagar

A distribuição dos juros sobre capital próprio é feita para os acionistas do Grupo com base no seu Estatuto Social, e é reconhecida como um passivo em suas demonstrações financeiras ao final do exercício.

	Controladora			
	Saldos em 2019	JSCP a pagar	JSCP pagos	Saldos em 2020
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	527.161	198.224	(527.161)	198.224
China Three Gorges (Luxembourg) Power S.A.R.L.	4.089	1.526	(4.089)	1.526
	531.250	199.750	(531.250)	199.750

	Consolidado			
	Saldos em 2019	JSCP a pagar	JSCP pagos	Saldos em 2020
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	527.161	198.224	(527.161)	198.224
China Three Gorges (Luxembourg) Power S.A.R.L.	4.089	1.526	(4.089)	1.526
Huikai Clean Energy S.A.R.L.	342.087	107.666	(259.771)	189.982
Acionistas não controladores	2.328	1.716	(2.090)	1.954
	875.665	309.132	(793.111)	391.686

28. Operações de trading

As operações de trading são transacionadas em mercado ativo e reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, com base na diferença entre o preço contratado e o preço de mercado das contratações em aberto na data do balanço (vide nota explicativa nº 32.1.5).

Este valor justo é estimado, em grande parte, nas cotações de preço utilizadas no mercado ativo de balcão, na medida em que tais dados observáveis de mercado existam, e, em menor parte, pelo uso de técnicas de avaliação que consideram preços estabelecidos nas operações de compra e venda e preços de mercado projetados por entidades especializadas, no período de disponibilidade destas informações. A taxa de desconto utilizada para fins de cálculo do valor justo, em dezembro de 2020, foi de 7,96 % a.a.

Os saldos patrimoniais, referentes às transações de trading em aberto estão abaixo apresentados.

	2020		
	Ativo	Passivo	Resultado líquido
Circulante	26.931	25.698	1.233
Não circulante	7.156	6.780	376
	34.087	32.478	1.609

A mutação dos saldos referente às transações de trading em aberto é a seguinte:

Saldo em 31 de dezembro de 2019	-
Ganho reconhecido no exercício	34.087
Perda reconhecido no exercício	(32.478)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	1.609

28.1. Análise de sensibilidade sobre as operações de trading

As análises de sensibilidade foram preparadas de acordo com a Instrução CVM nº 475/08, considerando a elevação de 25% e 50% nos preços futuros, aplicados sobre as curvas de mercado de dezembro de 2020. Os resultados obtidos são estes:

	Cenário - Δ 50%	Cenário - Δ 25%	Cenário Provável	Cenário + Δ 25%	Cenário + Δ 50%
Resultados não realizados em operações de trading	2.681	5.362	1.609	(2.681)	(5.362)

A variação da taxa de desconto não impacta de forma importante o valor justo apurado, visto a curta *duration* da carteira de trading em aberto, motivo pelo qual não foi apresentada análise de sensibilidade.

29. Partes relacionadas

As partes relacionadas, são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos incorridos na transação e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado. Qualquer diferença entre os valores captados (líquidos dos custos da transação) e o valor de liquidação é reconhecida na demonstração do resultado durante o período em que os mesmos estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

O Grupo é controlado em última instância pela China Three Gorges Corporation uma empresa de energia estatal chinesa. Para todas as transações as premissas contratuais são as mesmas praticadas em mercado.

29.1. Remuneração do pessoal-chave da Administração

Segue detalhe da remuneração relacionada às pessoas - chave da Administração:

	Controladora		Consolidado	
	2020	2019	2020	2019
Benefícios de curto prazo para administradores	10.032	8.628	13.940	14.511
Benefícios pós-emprego	282	250	427	452
Conselho fiscal	-	-	1.112	1.109
	10.314	8.878	15.479	16.072

29.2. Composição

O Grupo possui contrato de compartilhamento de despesas com as suas controladas Rio Canoas Energia S.A., Rio Verde Energia S.A. e Rio Paraná Energia S.A., aprovado pela Aneel, conforme despacho nº 2018, de 10 de julho de 2017.

Em 16 de janeiro de 2018 de acordo com o Despacho Aneel n.º 91, a controlada Rio Parapanema Energia S.A passou a fazer parte do contrato de compartilhamento de recursos humanos junto ao Grupo.

O Grupo possui contrato de prestação de serviços administrativos junto à CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda, e anuído pela Aneel conforme Despacho n.º 2.756, de 28 de novembro de 2018, que segue as determinações da Resolução Normativa Aneel n.º 699, de 26 de janeiro de 2016 no intuito de criar sinergia entre os recursos, atendendo de maneira mais eficiente e econômica aos interesses das partes.

O Grupo possui um contrato de mútuo com a sua controlada Rio Parana Eclusas S.A, conforme contrato de assinado no dia 23 de novembro de 2018.

	Controladora			
	2020		2019	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
	Circulante	Circulante	Circulante	Circulante
Rio Canoas Energia S.A.	334	-	310	-
Rio Verde Energia S.A.	185	-	172	-
CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda.	-	124	-	119
Rio Parana Energia S.A.	4.067	-	3.782	-
Rio Parana Eclusas S.A.	1.879	-	1.799	-
Rio Parapanema Energia S.A.	1.462	-	1.359	-
	7.927	124	7.422	119

	Consolidado			
	2020		2019	
	Passivo		Passivo	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
São Manoel Energia S.A.	2.724	-	2.662	-
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L	621.591	3.004.342	809.279	2.796.298
	624.315	3.004.342	811.941	2.796.298

29.3. Resultado

	Controladora							
	2020				2019			
	Compartilhamento de despesas	Prestação de serviços	Mútuo	Total	Compartilhamento de despesas	Prestação de serviços	Mútuo	Total
Rio Canoas Energia S.A.	3.741	-	-	3.741	3.249	-	-	3.249
Rio Verde Energia S.A.	2.068	-	-	2.068	1.797	-	-	1.797
CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda.	-	(1.511)	-	(1.511)	-	(1.449)	-	(1.449)
Rio Parana Energia S.A.	45.580	-	-	45.580	39.746	-	-	39.746
Rio Parana Eclusas S.A.	-	-	98	98	-	-	49	49
Rio Paranapanema Energia S.A.	16.386	-	-	16.386	12.973	-	-	12.973
	67.775	(1.511)	98	66.362	57.765	(1.449)	49	56.365

	Consolidado	
	2020	2019
	Compra de energia	Compra de energia
São Manoel Energia S.A.	(37.515)	(36.361)
	(37.515)	(36.361)

29.4. Transações com China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L

Em 22 de agosto de 2016, a Rio Parana assinou o Contrato de Cessão por meio do qual a ICBC Luxembourg concordou em ceder e transferir à China Three Gorges (Luxembourg) S.A.R.L, seus direitos e obrigações relacionados ao financiamento existente. A transação foi efetuada em dólar com juros de 6,20% ao ano em 2016 e de 4,29% ao ano, a partir de 2017.

A taxa de conversão para 31 de dezembro de 2020 em dólar foi de R\$ 5,1967, conforme Banco Central do Brasil. O contrato teve anuência do órgão regulador, conforme despacho Aneel nº 2.686, de 5 de outubro de 2016 através da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF).

O contrato foi atualizado pelos juros e encargos financeiros, determinados e incorridos até a data desta demonstração contábil.

Em 01 de março de 2019 foi celebrado o primeiro aditivo deste contrato mantendo as condições de juros porém prolongando o valor de vencimento para 20 de maio de 2023 e alterando as parcelas de principal de \$ 25.000.000 (vinte e cinco milhões de dólares) para \$ 57.812.500 (cinquenta e sete milhões, oitocentos e doze mil e quinhentos dólares) a partir de 20 de maio de 2019.

O contrato não possui nenhuma cláusula de *Covenants*.

29.4.1. Movimentação do contrato com China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L

Saldo em 31 de dezembro de 2019	3.605.579
Pagamento de principal	(917.600)
Pagamento de juros	(354.532)
Apropriação de juros	265.049
Variação cambial	1.027.438
Saldo em 31 de dezembro de 2020	3.625.934

30. Planos de pensão e aposentadoria

30.1. *Benefícios a empregados*

30.1.1. Obrigações de aposentadoria

A Controlada Paranapanema patrocina planos de pensão e aposentadoria a seus empregados. Esses planos foram constituídos de acordo com as características de benefício definido e contribuição definida. Os custos, contribuições e o passivo ou ativo atuarial do plano de benefício definido são determinados, anualmente, em 31 de dezembro, por atuários independentes, e apurados usando o método da unidade de crédito projetada e registrados de acordo com a Deliberação CVM nº 695/2012 (CPC 33 (R1) / IAS 19 – Benefícios a Empregados).

Com relação aos planos de pensão de benefício definido, a Controlada Paranapanema reconhece passivo no balanço patrimonial se o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço é maior que o valor justo dos ativos do plano.

O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa, usando taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, as quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado.

A Controlada Paranapanema reconheceu um passivo atuarial no seu balanço patrimonial com contrapartida em resultados abrangentes, em virtude de perdas apuradas no cálculo atuarial resultante da queda da taxa de desconto utilizada no cálculo dos ativos e passivos do plano de aposentadoria, sem efeito em resultado.

Os custos correntes do plano, incluindo os juros, menos os rendimentos esperados dos ativos, são reconhecidos no resultado mensalmente. Os ganhos e as perdas atuariais são reconhecidos imediatamente em outros resultados abrangentes, com efeito imediato no patrimônio líquido da Controlada Paranapanema.

30.2. *Contribuição definida*

No plano de contribuição definida, a Controlada Rio Paranapanema faz contribuições mensais contratuais para o plano de previdência privado conforme opção do colaborador para esse benefício.

A Rio Paranapanema não tem qualquer obrigação adicional de pagamento depois que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas, cujo montante foi de R\$ 115 (R\$ 219 em 31 de dezembro de 2018).

30.3. *Benefício definido*

A Rio Paranapanema patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados e ex-empregados. A Vivest (antiga Fundação CESP) é a entidade responsável pela administração dos planos de benefícios supracitados.

O Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão – PSAP Rio Paranapanema é estruturado na modalidade de Benefício definido, criado em 1º de setembro de 1999 e encontra-se aberto à novas adesões para os empregados da Rio Paranapanema. O plano garante uma suplementação do benefício do INSS mediante à aposentadoria e invalidez aos empregados inscritos no plano, conforme as regras definidas pelo Regulamento do Plano, atualmente está aberto para a entrada de novos participantes.

O custeio do plano é determinado pelo Regulamento através das contribuições dos participantes, aposentados e patrocinadores.

A Rio Paranapanema designou a empresa Mercer Human Resource Consulting Ltda., atuária independente, para conduzir a avaliação atuarial anual, visando determinar os passivos e custos que os mesmos representam, com base nas regras estabelecidas no CPC 33 (R1) / IAS 19 – Benefícios a empregados, obrigatório para as Sociedades Anônimas de capital aberto pela Deliberação CVM nº 695/2012. Durante este processo, todas as premissas atuariais foram revisadas. A avaliação atuarial adotou o método do crédito unitário projetado e o ativo líquido do plano é avaliado pelo valor justo.

As obrigações com a Fundação CESP (uma das entidades administradoras dos planos de benefícios), referente ao Plano com Benefício Definido, são registradas no passivo não circulante na rubrica de plano de pensão e aposentadoria.

30.3.1. Conciliação dos ativos/(passivos) a serem reconhecidos no balanço patrimonial

	Consolidado	
	2020	2019
Obrigação de benefício definido	(415.243)	(374.896)
Valor justo do ativo do plano	371.152	356.431
Passivo reconhecido no balanço patrimonial	(44.091)	(18.465)

Durante o exercício de 2019, a Rio Paranapanema contabilizou em seu passivo de longo prazo o valor de R\$ 44.091 (R\$ 18.465 em 31 de dezembro de 2019) em contrapartida ao patrimônio líquido (outros resultados abrangentes), conforme estabelecido pelo CPC 33 (R1) / IAS 19 – Benefícios a empregados.

O aumento significativo do passivo se deu, sobretudo, em decorrência do reajuste do benefício dos aposentados, reconhecido como efeito da Experiência do Plano, realizado pelo IGP-DI, que foi superior à 24%, enquanto a rentabilidade dos ativos foi de apenas 11%. O referido impacto foi minimizado pelo aumento da taxa de desconto.

30.3.2. Movimento do (passivo)/ativo a ser reconhecido no balanço patrimonial

	Consolidado	
	2020	2019
Valor líquido do passivo de benefício definido no final do ano anterior	(18.465)	-
Custo da obrigação de benefício definido incluído no resultado da empresa	(4.182)	(1.841)
Contribuições da empresa realizadas no exercício	947	931
Redimensionamento da obrigação de benefício definido incluído em outros resultados	(22.391)	(50.700)
Alteração do limite máximo de reconhecimento de passivo oneroso no final do ano	-	33.145
Valor líquido do passivo de benefício definido no final do ano	(44.091)	(18.465)

30.3.3. Evolução do valor presente das obrigações no final do exercício

	Consolidado	
	2020	2019
Obrigação de benefício definido no final do ano anterior	374.896	290.567
Custo do serviço corrente	3.781	2.787
Custo do serviço	2.944	1.941
Contribuição de participante	837	846
Custo dos juros	25.886	27.565
Benefícios pagos pelo plano no exercício	(16.948)	(15.645)
Redimensionamento da obrigação	27.628	69.622
Obrigação de benefício definido no final do ano	415.243	374.896

30.3.4. Evolução do valor justo dos ativos no final do exercício

	Consolidado	
	2020	2019
Valor justo do ativo do plano no final do ano anterior	356.431	320.762
Rendimento real dos ativos	29.885	49.537
Juros sobre o valor justo do ativo do plano	24.648	30.615
Rendimento do valor justo do ativo do plano	5.237	18.922
Contribuições no exercício	1.784	1.777
Benefícios pagos pelo plano no exercício	(16.948)	(15.645)
Valor justo dos ativos no final do exercício	371.152	356.431

30.3.5. Evolução do limite do ativo

	Consolidado
	2019
Limite máximo de reconhecimento de ativo no final do ano anterior	30.195
Juros sobre o limite do ativo	2.950
Redimensionamento	(33.145)
Total	-

30.3.6. Despesa anual reconhecida no resultado do exercício

	Consolidado	
	2020	2019
Custo do serviço corrente	2.944	1.941
Custo dos juros sobre a obrigação de benefício definido	25.886	27.565
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	(24.648)	(30.615)
Juros sobre o passivo oneroso	-	2.950
Total	4.182	1.841

30.3.7. Remensurações atuariais reconhecidas em outros resultados abrangentes

	Consolidado	
	2020	2019
Saldo no início do exercício		
Efeito da alteração de premissas financeiras	(37.703)	71.004
Efeito da alteração de premissas demográficas	-	243
Efeito da experiência do plano	65.299	(1.595)
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	(5.237)	(18.922)
Alteração do limite máximo de reconhecimento do passivo oneroso no final do ano	-	(33.145)
Saldo no final do exercício	22.359	17.585

30.3.8. Premissas utilizadas nas avaliações atuariais

30.3.8.1. Hipóteses econômicas

	Consolidado	
	2020	2019
Taxa nominal de desconto (*)	7,19% ao ano	7,08% ao ano
Taxa de retorno esperado dos ativos	7,19% ao ano	7,08% ao ano
Taxa nominal de crescimento salarial	5,58% ao ano	6,19% ao ano
Crescimento dos benefícios da previdência social e dos limites	3,00% ao ano	3,60% ao ano
Taxa de inflação estimada no longo prazo	3,00% ao ano	3,60% ao ano
Fator de capacidade		
Salários	100%	100%
Benefícios	100%	100%

(*) Utilização de taxas nominais.

30.3.8.2. Hipóteses demográficas

	Consolidado	
	2020	2019
Mortalidade geral	AT-2000 (masculina) suavizada em 10%	AT-2000 (masculina) suavizada em 10%
Entrada em invalidez	Light Fraca suavizada em 30%	Light Fraca suavizada em 30%
Tábua de entrada em invalidez	Light Fraca	Light Fraca
Mortalidade de inválidos	AT - 1949 Masculina	AT - 1949 Masculina
Composição familiar	Funcesp 2014	Funcesp 2014
Idade de aposentadoria	Tempo de contribuição INSS: 35 Homens e 30 Mulheres Tempo de filiação ao Plano: 15 anos	Tempo de contribuição INSS: 35 Homens e 30 Mulheres Tempo de filiação ao Plano: 15 anos
Taxa de crescimento salarial	2,50%	2,50%
Projeção de crescimento da unidade de referência	0,84% a.a.	0,92% a.a.
Rotatividade	Experiência Funcesp suavizada em 50%	Experiência Funcesp suavizada em 50%

30.3.9. Dados dos participantes

	Consolidado	
	2020	2019
Numero de Participantes		
Ativos	210	190
Aposentados	187	183
Inválidos	14	15
Pensionistas	22	20

30.3.10. Análise de sensibilidade das premissas atuariais

Com a finalidade de verificar o impacto nas obrigações atuariais, que em 31 de dezembro de 2020 foi de R\$ 415.243, a Controlada realizou análise de sensibilidade da principal premissa atuarial, a taxa de desconto, considerando uma variação de 1%, tendo como resultado os seguintes efeitos:

	Taxa de desconto	
	(+1,00%)	(-1,00%)
Impacto na Obrigação de Benefício Definido	(45.841)	56.160
Total da Obrigação de Benefício Definido	369.402	471.403
Duration da obrigação (em anos)	12,68	11,70

30.3.11. Estimativa da despesa de benefício definido para o exercício de 2020

Custo do serviço corrente	2.991
Custo dos juros	29.008
Rendimento esperado dos ativos do plano	(25.906)
Custo da obrigação de benefício definido	6.093

30.3.12. Outras informações sobre as obrigações atuariais

O valor esperado de contribuições da Controlada para o exercício de 2020 é de R\$ 939 (R\$ 964 em 31 de dezembro de 2019).

Os pagamentos esperados da obrigação de benefício definido para os próximos 10 anos são os seguintes:

1 ano	23.601
Entre 2 e 5 anos	102.456
Entre 5 e 10 anos	152.743

31. Patrimônio líquido

31.1. Capital social subscrito e integralizado

As quotas são classificadas como patrimônio líquido. Essas quotas dão direito a voto e participação nos resultados do Grupo.

Em 31 de dezembro de 2020, o capital subscrito do Grupo é de R\$ 9.926.535, equivalentes a 9.926.535 (nove bilhões, novecentos e vinte e seis milhões e quinhentos e trinta e cinco mil) de quotas idênticas, com valor nominal de R\$ 1,00 (um real) cada uma, assim distribuídas dentre os sócios:

Posição acionária em 2020 e 2019		
	Quotas	%
Quotistas		
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	9.850.713	99,24
China Three Gorges (Luxembourg) Power S.A.R.L.	75.822	0,76
	9.926.535	100,00

A responsabilidade de cada sócio é restrita ao valor de suas quotas no capital social, mas todos correspondem solidariamente pela sua integralização.

Nenhum dos sócios poderá ceder, transferir ou de qualquer forma onerar qualquer uma de suas quotas ou direitos a elas inerentes aos demais sócios ou a terceiros sem o prévio consentimento, por escrito, de sócio ou sócios titulares de mais da metade do capital social.

31.2. Reservas de lucros

A reserva de retenção de lucros é constituída como uma destinação dos lucros do Exercício.

31.3. Reserva legal

A reserva legal é constituída anualmente como destinação de 5% do lucro líquido do exercício e não poderá exceder a 20% do capital social. A reserva legal tem por fim assegurar a integridade

do capital social e somente poderá ser utilizada para compensar prejuízo e aumentar o capital social do Grupo.

32. Receita operacional líquida

32.1. *Reconhecimento da receita*

32.1.1. Receita de comercialização de energia

A receita compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber pela comercialização de produtos e serviços no curso normal das atividades do Grupo. A receita de vendas é apresentada líquida dos impostos incidentes, dos abatimentos e dos descontos concedidos.

O Grupo reconhece a receita quando:

- i. O valor da receita pode ser mensurado com segurança;
- ii. É provável que benefícios econômicos futuros fluirão para o Grupo;
- iii. Quando critérios específicos são atendidos para cada uma das atividades do Grupo, conforme descrição a seguir:

O valor da receita não é considerado como mensurável com segurança até que todas as eventuais contingências relacionadas com a venda tenham sido resolvidas. O Grupo baseia suas estimativas em resultados históricos, levando em consideração o tipo de cliente, o tipo de transação e as especificações de cada venda.

O Grupo reconhece as receitas de vendas de energia em contratos bilaterais, MRE e MCP no mês de suprimento da energia de acordo com os valores constantes dos contratos e estimativas da Administração da Sociedade, ajustados posteriormente por ocasião da disponibilidade dessas informações.

32.1.2. Receita de geração pelo regime de alocação de cotas

O valor da Receita Anual de Geração (RAG) está previsto no contrato de concessão da Controlada Rio Paraná, e é recebida/auferida pela disponibilização das instalações da infraestrutura. Não depende da sua utilização pelos usuários do sistema nem está sujeito ao Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Compõe esse grupo, a receita de manutenção visando a não interrupção da disponibilidade de energia e, quando aplicável, a receita de construção da infraestrutura de concessão.

32.1.3. Receita de suprimento de energia elétrica

A receita de suprimento de energia elétrica é reconhecida no resultado de acordo com as regras de mercado de energia elétrica, a qual estabelece a transferência dos riscos e benefícios sobre a quantidade contratada de energia para o comprador.

32.1.4. Receita diferida

O Grupo possui contratos de curto e longo prazo de venda de energia contendo, cláusula de atualização monetária por índices de preços, além de redução do preço contratado na energia a ser fornecida no futuro. Em consonância com a Orientação do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (OCPC 05 - Orientação sobre Contratos de Concessão), para fins de linearização da receita ao longo do tempo, e considerada a diferença da parcela da receita obtida entre o preço de venda e o preço médio de venda no decorrer do contrato.

A atual provisão no passivo, para as suas controladas indiretas, Rio Parapanema Energia e Rio Sapucaí Mirim Energia Ltda será realizada até 2025 e 2021, respectivamente.

Os valores de diferimento a apropriar em resultados futuros estão registrado no passivo e o saldo em 31 de dezembro de 2020 monta a R\$ 6.715 no consolidado (31 de dezembro de 2019 R\$ 19.125).

32.1.5. Operação de trading

As operações de trading de energia são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem a definição de instrumentos financeiros ao valor justo. A Sociedade reconhece a receita quando da entrega da energia ao cliente pelo valor justo da contraprestação. Adicionalmente, são reconhecidos como receita os ganhos líquidos não realizados decorrentes da marcação a mercado – diferença entre os preços contratados e os de mercado – das operações líquidas contratadas em aberto na data das demonstrações financeiras.

	Consolidado	
	2020	2019
Receita operacional bruta		
Contratos ACL	2.599.335	2.604.158
Contratos ACR	2.778.570	2.680.451
Comercialização de energia	21.961	-
Ganhos não realizados em operações de trading	34.087	-
Mercado de curto prazo (MCP)	323.085	223.987
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	24.643	26.941
	5.781.681	5.535.537
Receita de ativos financeiros		
Juros e atualização monetária	1.431.425	1.254.493
Realização ativos financeiros	(744.600)	(717.580)
Liquidação principal	(268.856)	(268.856)
Atualização do Retorno da Bonificação da Outorga	(1.782)	(2.722)
	416.187	265.335
Outras receitas		
Prestação de serviços	1.344	1.344
Outras receitas	399	290
	1.743	1.634
Total receita operacional bruta	6.199.611	5.802.506
Deduções à receita operacional		
PIS e COFINS	(495.295)	(486.252)
ICMS	(42.224)	(32.331)
Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)	(48.973)	(47.634)
ISS	(946)	(1.365)
Compensação financeira de recursos hídricos	(83.155)	(78.054)
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica	(8.007)	(7.752)
Encargos de uso da rede elétrica (TUST e TUSD)	(317.476)	(304.393)
	(996.076)	(957.781)
Receita operacional líquida	5.203.535	4.844.725

33. Energia elétrica comprada e encargos de uso da rede

33.1. Energia elétrica comprada

	Consolidado	
	2020	2019
	R\$	R\$
Contratos bilaterais	481.322	737.770
Mercado de curto prazo (MCP)	57.131	58.474
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	48.182	25.857
(-) Crédito de PIS	(4.997)	(8.567)
(-) Crédito de COFINS	(23.017)	(39.461)
	558.621	774.073

A energia comprada para revenda decorre da exposição relativa aos 30% da energia no mercado livre referente a controlada Rio Paraná. Essas compras podem ser realizadas em contratos bilaterais no mercado livre ou através do mecanismo de liquidação da exposição através de compras na CCEE, parte das compras visaram reduzir os efeitos do GSF.

33.2. Encargos de uso da rede elétrica

	Consolidado	
	2020	2019
Tust	307.620	289.817
Tusd	22.540	17.084
Encargos de conexão	468	473
(-) Crédito de PIS	(3.097)	(3.108)
(-) Crédito de COFINS	(14.265)	(14.315)
	313.266	289.951

Os encargos devidos pelo Grupo estabelecido pela Aneel são: TUST, TUSD e Encargos de Conexão.

A TUST remunera o uso da Rede Básica, que é composta por instalações de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV. A parte de cada empresa do total do encargo é calculada com base em:

- valor comum a todos os empreendimentos (selo), referente a aproximadamente 80% do encargo TUST, e
- valor que considera a proximidade do empreendimento de geração em relação aos grandes centros consumidores no caso da geração ou a proximidade em relação aos grandes centros geradores no caso das distribuidoras ou consumidores livres (locacional), referente a aproximadamente 20% do encargo TUST.

A TUSD remunera o uso do sistema de distribuição de uma concessionária de distribuição específica. As concessionárias de distribuição operam linhas de energia em baixa e média tensão que são utilizadas pelos geradores para ligar suas usinas à rede básica ou a centros de consumo.

34. Resultado financeiro

34.1. Receita financeira

As receitas financeiras são reconhecidas conforme o prazo decorrido, usando o método da taxa de juros efetiva, registradas contabilmente em regime de competência e são representadas principalmente por rendimentos sobre aplicações financeiras, juros e descontos obtidos.

	Controladora		Consolidado	
	2020	2019	2020	2019
Receitas				
Aplicações financeiras	25.374	24.296	97.629	181.950
Variações monetárias	-	-	149.043	29.443
Depósitos judiciais	-	-	15.060	29.393
Atualização do uso do bem público (UBP)	-	-	2.170	-
Indenização socioambiental	-	-	5	-
Atualização monetária referente a liminar GSF	-	-	131.808	50
Variação cambial ativa	-	-	664.959	668.869
Ajuste a valor presente (UBP)	-	-	591	10.463
Outras receitas financeiras	497	1.289	24.875	7.938
	25.871	25.585	937.097	898.663
Despesas				
Juros	-	-	(439.491)	(573.097)
Juros sobre debêntures	-	-	(65.418)	(88.044)
Juros sobre empréstimos	-	-	(77.724)	(260.098)
Juros sobre financiamentos	-	-	(31.300)	(41.044)
Juros sobre partes relacionadas	-	-	(265.049)	(183.911)
Variação cambial passiva	-	-	(1.692.397)	(809.220)
Variações monetárias	1.252	(1.252)	(533.280)	(149.498)
Atualização do uso do bem público (UBP)	-	-	(11.002)	(26.281)
Atualização monetária referente a liminar GSF	-	-	(435.958)	(63.439)
Indenização socioambiental	-	-	(2.759)	(828)
Provisões para riscos	-	-	(42.323)	(15.421)
Tusd-g	-	-	(2.693)	(5.492)
Debêntures	-	-	(39.462)	(35.906)
Outras	1.252	(1.252)	917	(2.131)
PIS e COFINS	(27.618)	(32.493)	(35.926)	(46.175)
Despesas plano de pensão	-	-	(4.182)	(1.841)
Carta fiança	(5.723)	(11.777)	(6.203)	(12.401)
Ajuste a valor presente (UBP)	-	-	(3.236)	(9.288)
Ajuste a valor presente de provisão para grandes reparos	-	-	276.961	(95.877)
Outras despesas financeiras	(1.348)	(1.147)	(30.716)	1.961
	(33.437)	(46.669)	(2.468.470)	(1.695.436)
	(7.566)	(21.084)	(1.531.373)	(796.773)

35. Apuração do imposto de renda e contribuição social

As despesas de imposto de renda e contribuição social do exercício compreendem os impostos correntes e diferidos. Os impostos diferidos são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto na proporção em que estiverem relacionados com itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente.

A reconciliação entre a despesa de imposto de renda e de contribuição social pela alíquota nominal e pela efetiva está demonstrada a seguir:

	Controladora					
	2020			2019		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Lucro contábil antes do IRPJ e CSLL	1.154.277			862.722		
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
IRPJ e CSLL a alíquota pela legislação	(288.569)	(103.885)	(392.454)	(215.681)	(77.645)	(293.326)
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva						
Despesas indedutíveis	(3.633)	(1.308)	(4.941)	(2.743)	(987)	(3.730)
Resultado equivalência patrimonial	329.325	118.557	447.882	253.792	91.365	345.157
Juros sobre capital próprio	(12.642)	(4.551)	(17.193)	(12.104)	(4.358)	(16.462)
Prejuízo Fiscal e Base de Cálculo Negativa	176	64	240	-	-	-
Mais-valia	(24.671)	(8.882)	(33.553)	(24.694)	(8.890)	(33.584)
Participações nos Lucros e Resultado (PLR)	90	33	123	-	-	-
Arrendamento - IFRS 16	(489)	(176)	(665)	(147)	(52)	(199)
Incentivos fiscais	151	-	151	38	-	38
Outros	24	-	24	24	-	24
IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	(238)	(148)	(386)	(1.515)	(567)	(2.082)
IRPJ e CSLL correntes	238	148	386	1.515	567	2.082
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	238	148	386	1.515	567	2.082
Ajustes correntes - exercícios anteriores	(462)	(170)	(632)	-	(3)	(3)
Total IRPJ e CSLL com efeito no resultado	(224)	(22)	(246)	1.515	564	2.079
Alíquota efetiva	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,1%	0,2%

	Consolidado					
	2020			2019		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Lucro contábil antes do IRPJ e CSLL	2.511.657			1.758.238		
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
IRPJ e CSLL a alíquota pela legislação	(627.914)	(226.049)	(853.963)	(439.560)	(158.241)	(597.801)
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva						
Despesas indedutíveis	(15.515)	(5.156)	(20.671)	(5.472)	(1.946)	(7.418)
Amortização encargo credor inflacionário	2.260	(430)	1.830	2.260	(73)	2.187
Resultado equivalência patrimonial	20.460	2.834	23.294	10.968	3.948	14.916
Amortização agio da Duke sudeste	18	4.459	4.477	-	-	-
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	-	5	5	(49)	(18)	(67)
Juros sobre capital próprio	85.364	25.961	111.325	108.419	39.030	147.449
Prejuízo Fiscal e Base de Cálculo Negativa	3.103	5.888	8.991	4.633	1.668	6.301
Doações Incentivadas	13.411	-	13.411	(1.913)	(689)	(2.602)
Mais-valia	(24.672)	(8.883)	(33.555)	(24.694)	(8.890)	(33.584)
Participações nos Lucros e Resultado (PLR)	90	33	123	-	-	-
Arrendamento - IFRS 16	(489)	(176)	(665)	(147)	(52)	(199)
Diferença por tributação de lucro presumido em controladas	(575)	(331)	(906)	(1.147)	(515)	(1.662)
Incentivos fiscais	1.944	-	1.944	13.705	-	13.705
Outros	190	(1)	189	143	(11)	132
Recuperação de IRPJ e CSLL	-	-	-	22	-	22
IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	(542.325)	(201.846)	(744.171)	(332.832)	(125.789)	(458.621)
IRPJ e CSLL correntes	418.546	157.285	575.831	317.466	120.259	437.725
IRPJ e CSLL diferidos	123.779	44.561	168.340,00	15.366	5.530	20.896,00
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	542.325	201.846	744.171	332.832	125.789	458.621
Ajustes correntes - exercícios anteriores	(763)	(165)	(928)	-	(3)	(3)
Ajustes diferidos - exercícios anteriores	(10.280)	(3.720)	(14.000)	(32.583)	(11.517)	(44.100)
Total IRPJ e CSLL com efeito no resultado	531.282	197.961	729.243	300.249	114.269	414.518
Alíquota efetiva	21,6%	8,0%	29,6%	18,9%	7,2%	26,1%

36. Lucro por quotas

O cálculo do lucro líquido por quotas é realizado através da divisão do lucro líquido do exercício, atribuído aos detentores de quotas do Grupo, pela quantidade média ponderada de quotas disponíveis durante o exercício.

O quadro a seguir apresenta os dados de resultado e ações utilizados no cálculo dos lucros básico e diluído por quota:

	Controladora	
	2020	2019
Numerador		
Lucro líquido do exercício atribuído aos quotistas		
Quotistas controladores	1.154.523	860.643
	1.154.523	860.643
Denominador (Média ponderada de números de quotas)		
Quotistas controladores	9.926.535	9.926.535
	9.926.535	9.926.535
Resultado líquido básico e diluído por quota	0,11631	0,08670

37. Informações por segmento

O Conselho de Administração e a Diretoria Executiva Estatutária avaliam o desempenho de seus segmentos de negócio, considerando como principal indicador o lucro líquido ajustado dos efeitos líquidos do reconhecimento contábil da variação cambial ("Lucro líquido ajustado").

Os segmentos operacionais definidos pelo Conselho de Administração e Diretoria Executiva Estatutária são os seguintes, tendo como premissas de segregação suas atividades principais:

Geração: Companhias que possuem como atividade principal a geração e comercialização de energia elétrica, tendo suas concessões regulamentadas e fiscalizadas pela Aneel e MME.

Comercialização: Companhias que possuem como atividade principal a comercialização de energia a consumidores livres.

Administração / outros: Companhias com características de holding onde a principal atividade é a participação em outras sociedades empresariais e prestação de serviços para as empresas do Grupo no Brasil.

As informações referentes aos ativos e passivos totais por segmentos não são apresentadas, pois não compõe o conjunto de informações disponibilizadas aos Administradores da Companhia que, por sua vez, tomam decisões sobre investimentos e alocação de recursos considerando essas informações em bases consolidadas.

Para o cálculo dos indicadores de performance, o Conselho de Administração e Diretoria Executiva Estatutária considera, para a controlada Rio Paraná as informações constantes das Demonstrações Financeiras Regulatórias ao invés das informações em conformidade com o IFRS/CPC, uma vez que, pelo modelo do contrato de concessão no regime de quotas e, consequentemente, a aplicação das regras contábeis do ICPC-01/IFRIC-12, há diferenças relevantes no conjunto de informações financeiras desta Controlada, pela tratativa contábil do Ativo Financeiro relativo à Concessão e, também, pelo passivo constituído como provisão para grandes reparos (Projeto de Modernização).

Na DRE, as linhas impactadas pelo tratamento do ICPC/01 / IFRIC-12 na Controlada Rio Paraná são:

- ✓ Receita Operacional Líquida (R\$ 37 milhões): reconhecimento da remuneração a valor presente da parcela do mercado regulado do contrato de concessão (RBO – Retorno da Bonificação da Outorga) como receita do Ativo Financeiros, sendo a emissão das NFs de venda de energia considerada como a realização desse Ativo Financeiro;
- ✓ Depreciação e Amortização (R\$ 227 milhões): (1) amortização do Ativo Intangível de concessão somente da porção do investimento inicial referente à parcela da energia a ser comercializada na modalidade de Mercado Livre (aproximadamente 30%); (2) amortização do Ativo Intangível da provisão para Grandes Reparos referente à melhor estimativa da Companhia para o Projeto de Modernização das Usinas da Controlada;
- ✓ Resultado Financeiro Líquido (R\$ 276 milhões): atualização monetária pelo IPCA e IGP-M do passivo referente à provisão para Grandes Reparos, bem como, a tratativa desse passivo a valor presente;
- ✓ Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 313 milhões): imposto diferido calculado sobre as diferenças temporárias acima descritas.

Uma vez que estas diferenças supracitadas não produzem o efeito correspondente no caixa da Companhia, acabam por impactar também o indicador de Ebitda. Desta forma, o Conselho de Administração e a Diretoria Executiva Estatutária também efetuam suas análises gerenciais através do Ebitda ajustado, conforme demonstrado nos quadros abaixo.

Principais Indicadores de Gestão	2020							
	Geração	Variação %	Comercialização	Variação %	Administração outros	Variação %	Consolidado ajustado	Variação %
Receita operacional líquida	5.045.685	100,0%	105.194	100,0%	15.798	100,0%	5.166.677	100,0%
Ebitda ajustado	4.272.808	84,7%	14.883	14,1%	(59.160)	-374,5%	4.228.531	81,8%
Lucro líquido ajustado antes da variação cambial	1.988.825	39,4%	13.997	13,3%	(150.464)	-952,4%	1.852.358	35,9%
Lucro líquido ajustado	1.310.716	26,0%	13.997	13,3%	(150.464)	-952,4%	1.174.249	22,7%
Depreciação e amortização	(757.597)	-	-	-	(105.411)	-	(863.008)	-
Receita financeira	884.437	-	473	-	30.052	-	914.962	-
Despesa financeira	(2.684.057)	-	(26)	-	(38.496)	-	(2.722.579)	-
Imposto de renda e contribuição social	(404.875)	-	(1.333)	-	(9.749)	-	(415.957)	-

Principais Indicadores de Gestão	2019							
	Geração	Variação %	Comercialização	Variação %	Administração outros	Variação %	Consolidado ajustado	Variação %
Receita operacional líquida	4.874.667	100,0%	53.960	100,0%	14.739	100,0%	4.943.366	100,0%
Ebitda ajustado	2.923.014	60,0%	155	0,3%	(38.269)	-259,6%	2.884.900	58,4%
Lucro líquido ajustado antes da variação cambial	1.307.742	26,8%	580	1,1%	(131.638)	-893,1%	1.176.684	23,8%
Lucro líquido ajustado	1.215.110	24,9%	580	1,1%	(131.638)	-893,1%	1.084.052	21,9%
Depreciação e amortização	(761.422)	-	(1)	-	(103.843)	-	(865.266)	-
Receita financeira	863.996	-	669	-	33.998	-	898.663	-
Despesa financeira	(1.545.658)	-	(35)	-	(53.260)	-	(1.598.953)	-
Imposto de renda e contribuição social	(264.820)	-	(208)	-	(15.839)	-	(280.867)	-

	2020	2019
Lucro líquido societário	1.782.414	1.343.720
Ajustes de GAAP líquidos de impostos na controlada Rio Paraná em virtude da aplicação ICPC-01	608.165	259.668
Lucro líquido ajustado	1.174.249	1.084.052
Ebitda societário ICVM 527/2012	4.678.660	3.197.249
Ajustes GAAP (Societário vs Regulatório) na controlada Rio Paraná em virtude da aplicação ICPC-01	417.829	266.774
Resultado de equivalência patrimonial das investidas	32.300	45.575
Ebitda ajustado	4.228.531	2.884.900

	2020	2019
Lucro líquido societário	1.782.414	1.343.720
Imposto de renda e contribuição social	729.243	414.518
Resultado financeiro (líquido)	1.531.373	796.773
Depreciação e amortização	635.630	642.238
Ebitda societário ICVM 527/2012	4.678.660	3.197.249

	2020	2019
Receita líquida societária	5.203.565	4.844.725
Ajustes de GAAP líquidos de impostos na controlada Rio Paraná em virtude da aplicação ICPC-01	36.888	(98.641)
Receita líquida ajustada	5.166.677	4.943.366

38. Instrumentos financeiros

38.1. Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros são reconhecidos imediatamente na data de negociação, ou seja, na concretização do surgimento da obrigação ou do direito.

Os valores justos são apurados com base em cotação no mercado, para os instrumentos financeiros com mercado ativo, e pelo método do valor presente de fluxos de caixa esperados, para aqueles que não tem cotação disponível no mercado.

38.1.1. Classificação

O Grupo pode classificar seus ativos financeiros nas seguintes categorias:

- i. Mensurados ao valor justo através do resultado;
- ii. Mensurados ao custo amortizado;

A Administração determina a classificação de seus ativos e passivos financeiros no reconhecimento inicial, dependendo do modelo de negócio e da finalidade para a qual o ativo ou passivo financeiro foi adquirido. Nestas demonstrações financeiras, a Sociedade classifica seus instrumentos financeiros como mensurado ao custo amortizado:

Mensurado ao custo amortizado são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis, que não são cotados em um mercado ativo. São incluídos como ativo circulante, exceto aqueles com prazo de vencimento superior a doze meses após a data de emissão do balanço (estes são classificados como ativos não circulantes) e são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, deduzidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.

As receitas com juros provenientes desses ativos financeiros são registradas em receitas financeiras e operacionais, usando o método da taxa efetiva de juros. Quaisquer ganhos ou perdas devido à baixa do ativo são reconhecidos diretamente no resultado e apresentados em outros ganhos/ (perdas). As perdas por *impairment* são apresentadas em uma conta separada na demonstração do resultado.

O Grupo não opera com derivativos e também não aplica a metodologia denominada contabilidade de operações de hedge (*hedge accounting*).

38.1.2. Reconhecimento e mensuração

As compras e as vendas regulares de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação – data na qual o Grupo se compromete a comprar ou vender o ativo. Os valores são, inicialmente, reconhecidos pelo valor justo, acrescidos dos custos da transação para todos os ativos financeiros não classificados como ao valor justo por meio do resultado. Os empréstimos e recebíveis são mensurados pelo valor do custo amortizado.

Os ativos financeiros são baixados quando os direitos de receber fluxos de caixa dos investimentos tenham vencido ou tenham sido transferidos; neste último caso, desde que o Grupo tenha transferido, significativamente, todos os riscos e os benefícios da propriedade.

38.1.3. Compensação de instrumentos financeiros

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

38.2. Mensuração do valor justo na data da aquisição

O Grupo mensura seus instrumentos financeiros e ativos não financeiros ao valor justo na data da aquisição, ou seja, ao preço que seria recebido pela venda de um ativo ou pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração.

Para o cálculo do valor justo são utilizadas técnicas de avaliação apropriadas às circunstâncias e para as quais haja dados suficientes disponíveis, de forma a minimizar o uso de dados não observáveis.

Os ativos e passivos cujos valores justos são mensurados e divulgados nas demonstrações financeiras são categorizados dentro da hierarquia de valor justo descrita a seguir:

- Nível 1: preços cotados (não ajustados) em mercados ativos ou passivos idênticos aos que a Grupo possa ter acesso na data de mensuração;
- Nível 2: técnicas de avaliação para as quais a informação de nível mais baixo e significativa para a mensuração do valor justo seja obtida direta ou indiretamente; e
- Nível 3: técnicas de avaliação para as quais a informação de nível mais baixo e significativa para a mensuração do valor justo não esteja disponível.

As operações do Grupo e suas Controladas compreendem a geração e a venda de energia elétrica para companhias distribuidoras e clientes livres. As vendas são efetuadas através dos denominados “contratos bilaterais”, assinados em período posterior ao da privatização das

controladas, que determinam a quantidade e o preço de venda da energia elétrica. O preço é reajustado anualmente pela variação do IGP-M e/ou IPCA. Eventuais diferenças entre a quantidade de energia gerada, energia alocada e o somatório das quantidades vendidas através de contratos são ajustadas através das regras de mercado e liquidadas no âmbito da CCEE. Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio do Grupo estão descritos na nota explicativa nº 4.

Nos contratos fechados no mercado livre com os consumidores livres e comercializadores, o Grupo através da área de crédito, efetua a análise de crédito e define os limites e garantias que serão requeridos.

Todos os contratos têm cláusulas que permitem o Grupo cancelar o contrato e a entrega de energia no caso de não cumprimento dos termos do contrato.

38.3. Instrumentos financeiros no balanço patrimonial

38.3.1. Considerações gerais

O Grupo participa de operações que envolvem instrumentos financeiros, todos registrados em contas patrimoniais, com o objetivo de reduzir a exposição a riscos de mercado e de moeda. A Administração desses riscos, bem como dos respectivos instrumentos, é realizada por meio de definição de estratégias e estabelecimento de sistemas de controle, minimizando a exposição em suas operações.

Os principais instrumentos financeiros do grupo estão representados por:

Natureza	Classificação	Hierarquia do valor justo	Consolidado			
			2020		2019	
			Valor contábil	Valor a mercado	Valor contábil	Valor a mercado
Ativos financeiros						
Caixas e bancos	Custo amortizado	Nível 1	396	396	383	383
Aplicações financeiras	Valor Justo por meio do resultado	Nível 1	1.486.052	1.486.052	3.766.141	3.766.141
Aplicações financeiras vinculadas	Custo amortizado	Nível 1	22.714	22.714	24.310	24.310
Clientes	Custo amortizado	Nível 2	1.433.602	1.433.602	580.763	580.763
Dividendos	Custo amortizado	Nível 2	5.926	5.926	5.963	5.963
Juros sobre capital próprio (JSCP)	Custo amortizado	Nível 2	18.899	18.899	12.396	12.396
Partes relacionadas	Custo amortizado	Nível 2	-	-	-	-
Ativo financeiro vinculado à concessão	Custo amortizado	Nível 2	10.577.213	10.577.213	10.159.244	10.159.244
Depósitos judiciais	Custo amortizado	Nível 2	540.762	540.762	524.132	524.132
Operações de trading	Valor Justo por meio do resultado	Nível 2	34.087	34.087	-	-
			14.119.651	14.119.651	15.073.332	15.073.332
Passivos financeiros						
Fornecedores	Custo amortizado	Nível 2	2.210.193	2.210.193	1.232.365	1.232.365
Encargos setoriais	Custo amortizado	Nível 2	131.364	131.364	109.940	109.940
Partes relacionadas	Custo amortizado	Nível 2	3.628.657	3.628.657	3.608.239	3.608.239
Provisões para grandes reparos	Custo amortizado	Nível 2	1.456.427	1.456.427	1.814.215	1.814.215
Empréstimos	Custo amortizado	Nível 2	2.025.562	2.025.562	2.701.631	2.701.631
Financiamentos	Custo amortizado	Nível 2	424.728	424.728	475.549	475.549
Debêntures	Custo amortizado	Nível 2	1.574.858	1.641.985	1.860.022	1.885.402
Uso do bem público (UBP)	Custo amortizado	Nível 2	28.494	28.494	19.660	19.660
Juros sobre capital próprio (JSCP)	Custo amortizado	Nível 2	391.686	391.686	875.665	875.665
Dividendos	Custo amortizado	Nível 2	71.010	71.010	1.159.213	1.159.213
Operações de trading	Valor Justo por meio do resultado	Nível 2	32.478	32.478	-	-
			11.975.457	12.042.584	13.856.499	13.881.879

39. Seguros

O Grupo mantém contratos de seguros levando em conta a natureza e o grau de risco para cobrir eventuais perdas significativas sobre os ativos e/ou responsabilidades sua e de suas controladas. As principais coberturas, conforme apólices de seguros são:

Apólices	Vigência	Limite máximo de indenização em R\$ milhares (*)
Risco operacional	04/08/2020 a 04/08/2021	2.000.000
Responsabilidade civil	04/08/2020 a 04/08/2021	150.000
Lucro cessante	04/08/2020 a 04/08/2021	966.092
Responsabilidade civil ambiental	04/08/2019 a 04/08/2021	110.000
Responsabilidade civil para diretores e executivos	08/12/2020 a 08/12/2021	150.000
Risco cibernético	08/09/2020 a 08/09/2021	30.000

(*) Não auditados pelos auditores independentes

40. Compromissos

40.1. Contratos de compra e venda de energia elétrica

O Grupo possui contratos nos ambientes de contratação regulada até:

- Bilaterais até 2044;
- Regime de cotas até 2046;

O Grupo possui contratos nos ambientes de contratação livre até

- 2038, com contratos bilaterais.

Para eventuais sobras de energia os contratos são negociados pontualmente.

41. Eventos subsequentes

41.1. 9ª Emissão de debêntures (controlada indireta Rio Paranapanema Energia)

Em 28 de janeiro de 2021 o Grupo captou R\$ 500 milhões por meio da 9ª. Emissão pública de debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, forma de debêntures, emitidas sob a forma nominativa, escritural, da espécie quirografia, sem garantia adicional.

As cláusulas restritivas (“covenants”) previstas na escritura da nona emissão das debêntures são similares às constantes nas escrituras da sétima e oitava emissão do Grupo.

Os recursos líquidos obtidos pelo Grupo com a emissão serão integralmente utilizados para o refinanciamento dos seguintes pagamentos:

- principal da primeira parcela de amortização das debêntures da quarta emissão da Controlada Paranapanema Energia.
- principal da terceira parcela de amortização das debêntures da quinta emissão da Controlada Paranapanema Energia.
- principal da primeira parcela de amortização das debêntures da 2ª série da sétima emissão da Controlada Paranapanema Energia.
- reforço de capital de giro da Controlada Paranapanema Energia.

Emissão	Série	Remuneração	Vencimento	Principal
9a.	1	DI + 1,40%	26/01/2024	180.000
9a.	2	DI + 1,65%	26/01/2026	320.000
				500.000

41.2. Liquidação junto a CCEE do acordo GSF

Como efeito da promulgação da lei nº 14.052 devidamente regulamentada pela resolução 895/2020, coube ao Conselho de Administração do Grupo aprovar pelo seguimento com o acordo do GSF. Em razão disso o Grupo realizou pagamento parcial no dia de 8 de fevereiro referente ao saldo constituído no montante de R\$ 1.840.662. O saldo remanescente foi liquidado em 9 de março de 2021.

41.3. Divulgação resultado CCEE do acordo GSF

De acordo com a lei nº 14.052, devidamente regulamentada pela resolução Aneel 895/2020 (vide mais detalhes nas notas explicativas nº 1.3 e 15), em 02 de março de 2021 a CCEE divulgou a apuração efetiva dos valores a serem ressarcidos às usinas sob administração do Grupo, em função do acordo referente a riscos “não hidrológicos” no mercado livre. Esses valores seguem agora para validação pela Aneel que tem 30 dias para homologação dos cálculos, portanto sujeitos ainda a alguma alteração.

Tendo como base os cálculos disponibilizados pela CCEE, as controladas Rio Paranapanema, Rio Sapucaí-Mirim, Rio Verde e Canoas, reconhecerão um complemento de R\$ 11.666 em seu Ativo Intangível tendo como contrapartida a conta de Recuperação de Custos no resultado, ao valor já registrado de acordo com aprovação do Conselho de Administração em 30 de dezembro, com base na melhor estimativa à época.

Para a controlada Rio Paraná, a partir da homologação pela Aneel, a matéria será submetida para aprovação em Reunião de Conselho de Administração. Tendo como base os cálculos disponibilizados pela CCEE, a Rio Paraná poderá registrar em 2021 um acréscimo de R\$ 147,9 milhões em seu Ativo Intangível em contrapartida à conta de Recuperação de Custos no resultado. Esse valor representa uma extensão aproximada de 10 meses nos contratos de concessão das usinas de Ilha Solteira e Jupia.

41.4. Registro CVM classe B

Conforme aprovado na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 23 de abril de 2020, em 23 de outubro de 2020 a Rio Paraná Energia S.A. fez pedido de registro com Companhia aberta na categoria "B" nos termos do artigo 21 da Lei n.º 6.385, de 7 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei do Mercado de Capitais") e a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") n.º 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada ("Instrução CVM 480").

Em 02 de março de 2021, a CVM encaminhou o Ofício informando o deferimento do pedido de registro efetuado pela Companhia.

41.5. Termo aditivo contrato de concessão nº 76/1999

Em 01 de julho de 2022 foi assinado o Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 76/1999, aprovado na Resolução Autorizativa nº 11.345/2022, formalizando a extensão do prazo de vigência da outorga de concessão das UHEs Jurumirim, Salto Grande, Chavantes, Capivara, Taquaruçu e Rosana, conforme nota explicativa nº 1.3

41.6. Resolução Autorizativa nº 12.255/2022

Em 05 de julho a Diretoria Colegiada da Aneel aprovou a emissão da Resolução Autorizativa 12.255/2022, alterando o término de vigência das outorgas das UHEs e Canoas I e II em função da repactuação do risco hidrológico, conforme nota explicativa nº 1.3. A Resolução também aprovou a minuta do Termo Aditivo ao contrato de concessão a ser assinado.

41.7. Atualização da RAG ciclo 2022/2023

Foi publicada em 12 de julho de 2022 Resolução homologatória nº 3.068/2022 para a RAG referente ao período de julho/2022 até junho/2023, devido aos excelentes índices de

disponibilidade das UHEs Ilha Solteira e Jupiá, diante da gestão e evolução do projeto de modernização das usinas, houve um acréscimo de R\$ 25,1 milhões na RAG correspondente à parcela de ajuste pela indisponibilidade Apurada ou Desempenho Apurado (Ajl) que afere o padrão de qualidade da UHE.

41.8. *Garantia física*

Em 16 de agosto de 2022 houve o julgamento da apelação interposta pela Rio Paranapanema, referente a ação que tratava a legitimidade da revisão de garantia física ocorrida em 2017, conforme nota explicativa 1.4.

A votação foi favorável à Rio Paranapanema em 4 votos a 1, na 6ª Turma do Tribunal Regional Federal da Primeira Região (TRF1), que deu provimento ao recurso da Controlada, visto que o entendimento do colegiado é de que as UHE's já tiveram suas garantias físicas revistas em 2013 e 2015, e por isso não caberia nova revisão. Contra essa decisão cabe recurso direcionado aos Tribunais Superiores.

Declaração da Diretoria

Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do artigo 27 da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022, os membros da Diretoria da CHINA THREE GORGES BRASIL ENERGIA S.A. (“Companhia”), sociedade por ações, inscrita no CNPJ sob o nº 19.014.221/0001-47, com sede na Rua Funchal, nº 418, 3º andar, sala 1, Vila Olímpia, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, declaram que: (i) reviram, discutiram e concordam com reemissão das demonstrações financeiras anuais da Companhia relativas aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2020 e 31 de dezembro de 2021, bem como as informações trimestrais (“ITR”) relativas aos primeiro e segundo trimestres de 2022; e (ii) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes, auditores independentes da Companhia, relativamente à reemissão das demonstrações financeiras anuais da Companhia relativas aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2020 e 31 de dezembro de 2021, bem como as informações trimestrais (“ITR”) relativas aos primeiro e segundo trimestres de 2022.

São Paulo, 22 de agosto de 2022.

Silvio Alexandre Scucuglia da Silva
Diretor

Evandro Leite Vasconcelos
Diretor

Membros da Administração

Diretoria

Liyi Zhang
Diretor Presidente

Yan Yang
Diretor

Silvio Alexandre Scucuglia da Silva
Diretor

Evandro Leite Vasconcelos
Diretor

José Renato Domingues
Diretor

Conselho de Administração

Jianqiang Zhao
Presidente do Conselho

Liyi Zhang
Membro do Conselho

Raul Calfat
Membro do Conselho

Maria Carolina Ferreira Lacerda
Membro do Conselho

Rodrigo Teixeira Egreja
Diretor de Controladoria

Antonio dos Santos Entraut Junior
Contador - CRC PR-068461/O-1