

CHINA THREE GORGES BRASIL ENERGIA LTDA.



Demonstrações financeiras

31 de dezembro de 2021



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 2021, em conjunto com as Demonstrações Financeiras 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. Por liberalidade, as Demonstrações Financeiras 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 prestaram 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 2021 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 2021 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 elucidas.

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 2021, 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 2.7, 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 fevereiro de 2022, sobre as demonstrações financeiras emitidas

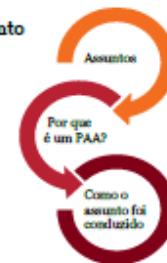


China Three Gorges Brasil Energia S.A.
(Anteriormente denominada China Three Gorges Brasil Energia Ltda.)

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
-----------------	---

Provisões para riscos (Nota 25)

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.

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.

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.

Nossos procedimentos de auditoria incluiram, entre outros, o entendimento dos controles internos relevantes relacionados ao processo de identificação, mensuração, registro e divulgação de contingências.

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.

No caso das ações tributárias relevantes, nossas análises foram efetuadas em conjunto com os nossos especialistas da área tributária.

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.



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)	
<p>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 2021, o saldo do ativo financeiro vinculado à concessão da controlada registrado no ativo circulante e não circulante totalizou R\$ 11.410.424 mil.</p> <p>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.</p> <p>Em decorrência do descrito acima, bem como pela relevância dos valores envolvidos, consideramos essa área como um dos principais assuntos de auditoria.</p>	<p>Nossos procedimentos de auditoria incluiram, entre outros, o entendimento dos controles internos, do modelo de negócio e da política estabelecida para as contabilizações e as mensurações subsequentes.</p> <p>Testamos o modelo financeiro e correspondentes dados e premissas, bem com os cálculos desenvolvidos, a fim de confirmar a acuracidade dos valores apurados.</p> <p>Consideramos que as premissas e julgamentos adotados pela Administração são razoáveis e as divulgações em notas explicativas consistentes com as informações obtidas.</p>
Provisão para grandes reparos - Rio Paraná (Nota 19)	
<p>Com base em estimativas do departamento de engenharia da Rio Paraná, a Administração provisiona o valor que espera despesdar 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 2021, o saldo dessa provisão demonstrada no passivo circulante e não circulante totalizou R\$ 1.909.893 mil.</p> <p>A determinação da provisão depende de estimativas de gastos a serem incorridos em longo prazo, com</p>	<p>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.</p> <p>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.</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
<p>cronograma que pode sofrer alterações. Adicionalmente, a confirmação dessas estimativas de valores é realizada apenas após os geradores serem desmontados. Portanto, os valores podem variar de forma relevante.</p> <p>Em decorrência do descrito acima, bem como pela relevância dos valores envolvidos, consideramos essa área como um dos principais assuntos de auditoria.</p>	<p>Adicionalmente, em base amostral, testamos os gastos incorridos pela Rio Paraná necessários para a operação das unidades geradoras, bem como analisamos a razoabilidade das premissas determinadas pela Administração para constituir a provisão.</p> <p>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.</p>
Outros assuntos	

Demonstrações do Valor Adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021, 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.)

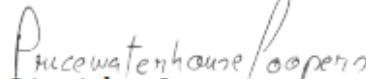
- Concluímos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, inclusive as divulgações e se essas demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras 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.⁵

São Paulo, 26 de agosto de 2022


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

Integrity
Moral Fermeza [arca]
Signed by: ADRIANO FORMOSINHO CORREIA/2SP000160
CNPJ: 07336920001-07
Signed on: 27 August 2022 | 10:38 BRT
IGP-Brasil
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	21
Conjuntura econômica e setorial	23
Desempenho operacional	25
Desempenho econômico-financeiro	27
Principais indicadores	27
Receita	28
Custos e despesas operacionais	29
Ebitda e margem Ebitda	31
Resultado financeiro	32
694.519	32
Endividamento	33
Lucro líquido	34
Sustentabilidade	35
Pessoas	37
Comunidades	38
Meio ambiente	40
Prêmios e reconhecimentos	42
Auditores independentes	43
Demonstrações financeiras	44
Balanços patrimoniais	44
Balanços patrimoniais	45
Demonstrações do resultado	46
Demonstrações do resultado abrangente	47
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido	48
Demonstrações dos fluxos de caixa	49
Demonstrações do valor adicionado	51
Notas explicativas da Administração para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e de 2020	52
1. Informações gerais	52
2. Apresentação das demonstrações financeiras	63
3. Principais práticas contábeis	67
4. Gestão de riscos do negócio	68
5. Caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras vinculadas	73
6. Clientes	74

7.	Tributos a recuperar / recolher.....	76
8.	Repactuação do risco hidrológico – Rio Canoas.....	76
9.	Ativo financeiro vinculado à concessão – Rio Paraná.....	78
10.	Depósito judicial	79
11.	Dividendos a receber	80
12.	Juros sobre capital próprio a receber.....	80
13.	Investimentos	81
14.	Imobilizado	83
15.	Intangível	86
16.	Fornecedores	90
17.	Garantias bancárias	91
18.	Encargos setoriais	91
19.	Provisões para grande reparos – Rio Paraná.....	92
20.	Empréstimos.....	93
21.	Financiamentos	94
22.	Debêntures	98
23.	Uso do bem público (UBP).....	102
24.	Indenização socioambiental	103
25.	Provisões para riscos	104
26.	Dividendos a pagar	113
27.	Juros sobre o capital próprio a pagar.....	114
28.	Contratos futuros de energia.....	114
29.	Partes relacionadas.....	115
30.	Planos de pensão e aposentadoria – Rio Paranapanema Energia	117
31.	Patrimônio líquido.....	122
32.	Receita operacional líquida	122
33.	Energia elétrica vendida, comprada e encargos de uso da rede	126
34.	Resultado financeiro.....	127
35.	Apuração do imposto de renda e contribuição social e Tributos diferidos	128
36.	Lucro por quotas.....	130
37.	Informações por segmento.....	130
38.	Instrumentos financeiros	132
39.	Seguros	136
40.	Transação não caixa	136
41.	Compromissos.....	136

42. Eventos subsequentes	137
Declaração da Diretoria.....	138
Membros da Administração.....	139

Mensagem da Administração

O ano de 2021 se mostrou um ano totalmente atípico e muito desafiador. Além de uma alta volatilidade dos indicadores macroeconômicos, com alta dos índices de inflação e das taxas de juros, o Brasil enfrentou uma crise hídrica sem precedentes. O país registrou o pior cenário hidrológico dos últimos 91 anos (desde o início das medições).

A CTG Brasil atuou desde o início da crise hídrica com extrema colaboração com os diferentes atores envolvidos e com responsabilidade no gerenciamento dos impactos para as operações das suas usinas e o meio ambiente. Estabelecemos um Comitê Interno de Crise, multidisciplinar, para planejar as medidas a serem tomadas e articular o diálogo com as autoridades competentes na busca de soluções. Foram implementadas diversas ações dentro do contexto da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética do Governo Federal – CREG, com destaque para ações envolvendo a redução na vazão da UHE Jupiá da controlada Rio Paraná e o mesmo cuidado nas reduções de vazões das UHEs Jurumirim e Rosana da controlada Rio Paranapanema.

A Companhia, em virtude de diferentes modelos de concessão das suas controladas, comercializa 51% da garantia física das suas usinas no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e, nessa porção do portfólio, não enfrentou os efeitos do fator do risco hidrológico (GSF). Já na porção dos 49% da garantia física comercializada no Ambiente de Contratação Livre (ACL), sofreu os impactos negativos do GSF e, também, da alta dos preços de energia no mercado de curto prazo (PLD), em virtude do acionamento pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) do parque de geração térmica dentro do contexto da escassez de chuvas.

Em termos de produção de energia, foram gerados 21,3 mil GWh no total bruto, representando uma redução de 26% na comparação com os volumes do ano de 2020.

Acerca dos indicadores financeiros, considerando os enormes desafios já mencionados, a CTG Brasil apresentou uma performance bastante satisfatória de resultados. A Receita Operacional Líquida teve aumento de 20,1%, totalizando R\$ 6,3 bilhões em 2021. O Ebitda em bases normalizadas (excluindo os efeitos não recorrentes do Acordo GSF) registrou aumento de 8,2% na comparação anual. O Lucro Líquido Consolidado apurado pela Companhia foi de R\$ 1,7 bilhão.

Um destaque positivo do ano de 2021 no ambiente regulatório foi a conclusão do Acordo GSF. Com a homologação final dos valores pela Aneel e CCEE, foi possível confirmar os valores que foram provisionados no final do ano de 2020 e, além disso, reconhecer um complemento de R\$ 169,5 milhões no Ativo Intangível pela extensão do prazo de concessão das usinas Ilha Solteira e Jupiá, da controlada Rio Paraná, tendo como contrapartida a recuperação dos custos com compra de energia.

No vetor de crescimento e em consonância com a estratégia definida para expansão das atividades da CTG Brasil no segmento de geração de energia em fontes renováveis, materializou-se a assinatura de três contratos para a compra de projetos de energia eólica na região Nordeste do Brasil (Serra das Palmeiras e Dom Inocêncio Sul) e energia solar no estado de Minas Gerais (Arinos). Os dois primeiros já tiveram a operação de aquisição concluída, e o último aguarda a finalização de liberações com os órgãos reguladores para o closing, previsto para o primeiro semestre de 2022.

O compromisso da Companhia com uma gestão sustentável de excelência foi reconhecido no ano. A CTG Brasil tornou-se a primeira empresa do setor elétrico brasileiro a certificar 100% das suas operações nas normas ISO 9001 (qualidade), 14001 (meio ambiente), 45001 (saúde e segurança) e 55001 (gestão de ativos). Essa conquista representa um marco na evolução de nossas práticas, um trabalho amparado na busca incessante pela melhoria contínua, na padronização de processos e no aprimoramento dos controles.

No âmbito das operações, um dos desafios que merece destaque foi a continuidade do projeto de modernização das usinas Ilha Solteira e Jupiá da controlada Rio Paraná. Em 2021, houve a conclusão da modernização de três unidades geradoras e o início da substituição de 60 transformadores de correntes. O compromisso com a segurança, nosso valor número 1, impulsionou a elaboração do Plano Corporativo de Evolução da Cultura de Segurança, com ações estruturantes a serem implementadas até 2023.

Também merecem destaque no período a aprovação de uma estratégia de ESG com compromissos e metas de curto, médio e longo prazos. Além disso, pelo segundo ano consecutivo, as operações da CTG Brasil foram carbono neutro, com 100% de suas emissões diretas de gases de efeito estufa neutralizadas.

A CTG Brasil, consciente da responsabilidade que possui, reafirma seu compromisso de gerar energia limpa para o país e continuar investindo na eficiência das suas operações, na expansão das suas atividades, bem como na sustentabilidade de seu negócio, contribuindo para o desenvolvimento nacional.

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. A CTG Brasil conta ainda com duas comercializadoras e possui participação acionária em três usinas hidrelétricas e cinco 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 132 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 Ilha Solteira e Jupiá), que envolverá investimentos da ordem de R\$ 3 bilhões.

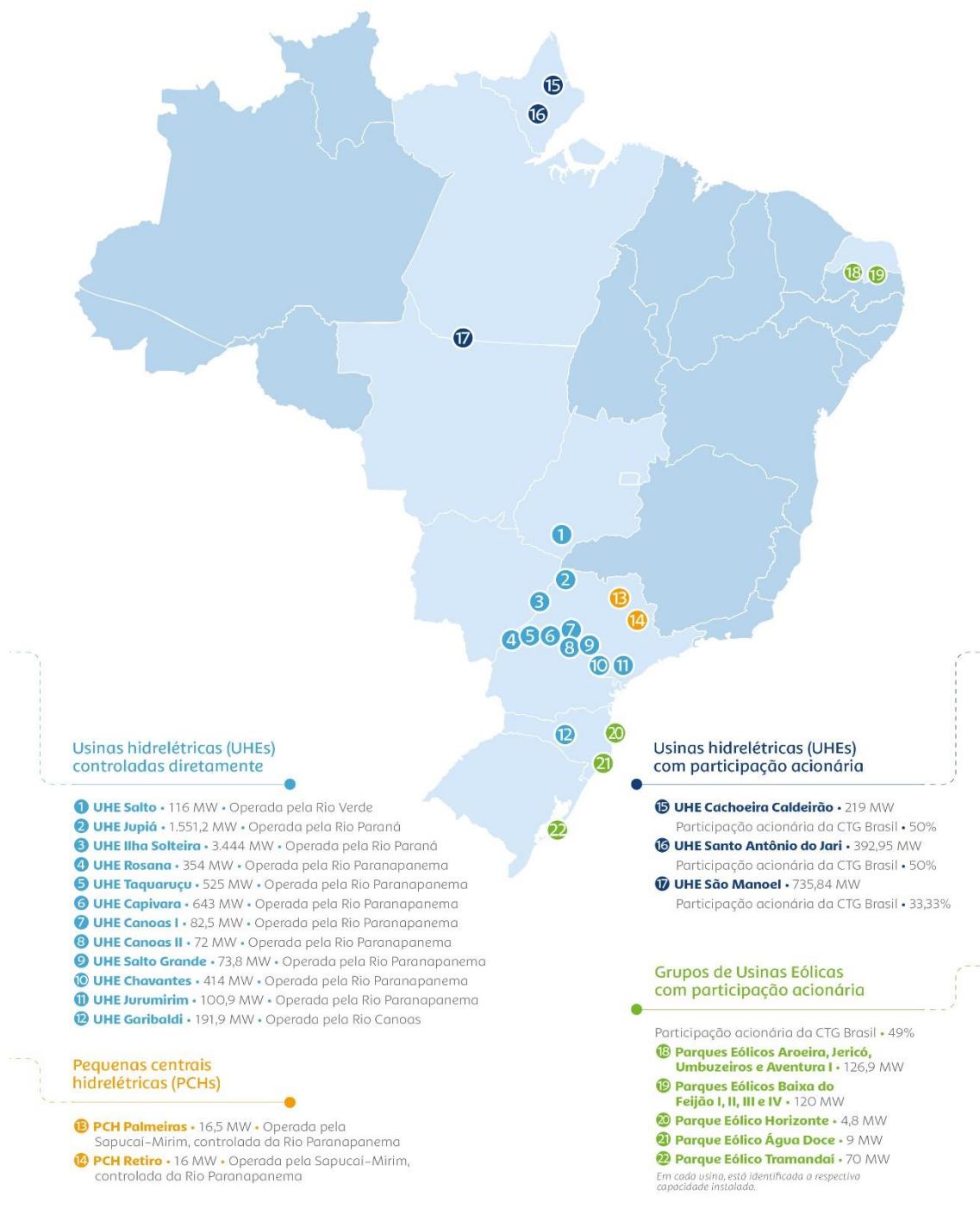
Com sede em São Paulo, a CTG Brasil centraliza as atividades de suporte às controladas operacionais, cujos custos são rateados conforme Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Adicionalmente, a CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda., que possui sua sede e Centro de Serviços Compartilhados em Curitiba, prestou serviços à Companhia e suas controladas por meio de um Contrato de Prestação de Serviços, também aprovado pela Aneel, até novembro de 2021.

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 é a eficiência comercial, em que a CTG Brasil adota soluções inovadoras para otimizar a relação entre risco e retorno nas vendas e compras 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 2021, em linha com o vetor de crescimento sustentável, a CTG Brasil deu um passo importante para a expansão das suas atividades no segmento de geração de energia de fontes renováveis, com a assinatura de contratos para a compra de recursos em energia eólica na região Nordeste do Brasil (Serra das Palmeiras e Dom Inocêncio Sul) e para a compra de recursos solares no estado de Minas Gerais (Arinos). Os dois primeiros projetos já tiveram a operação de aquisição concluída, e o último aguarda a finalização de liberações com os órgãos reguladores para o *closing*, previsto para o primeiro semestre de 2022.

Os parques eólicos Serra das Palmeiras e Dom Inocêncio Sul estão localizados, respectivamente, nos estados da Paraíba e da Bahia, cada qual com capacidade instalada prevista de aproximadamente, 600 MW. Já o complexo solar Arinos tem capacidade prevista de 410 MWp. Juntos, eles adicionarão 1,6 GW de potência ao parque gerador da companhia.

Mapa de operações da CTG Brasil



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 CTG Brasil.

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 diversas áreas.

Os treinamentos de *compliance* abrangem 100% dos colaboradores. 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 da CTG Corporation. A Companhia possui um Conselho Consultivo (ABM – Advisory Board Meeting). Em 2021, o ABM passou a contar com um membro independente. No âmbito da alta administração, o Comitê Executivo (EBM – Executive Board Meeting) reúne o CEO e vice-presidentes e é o órgão responsável pela condução dos negócios.

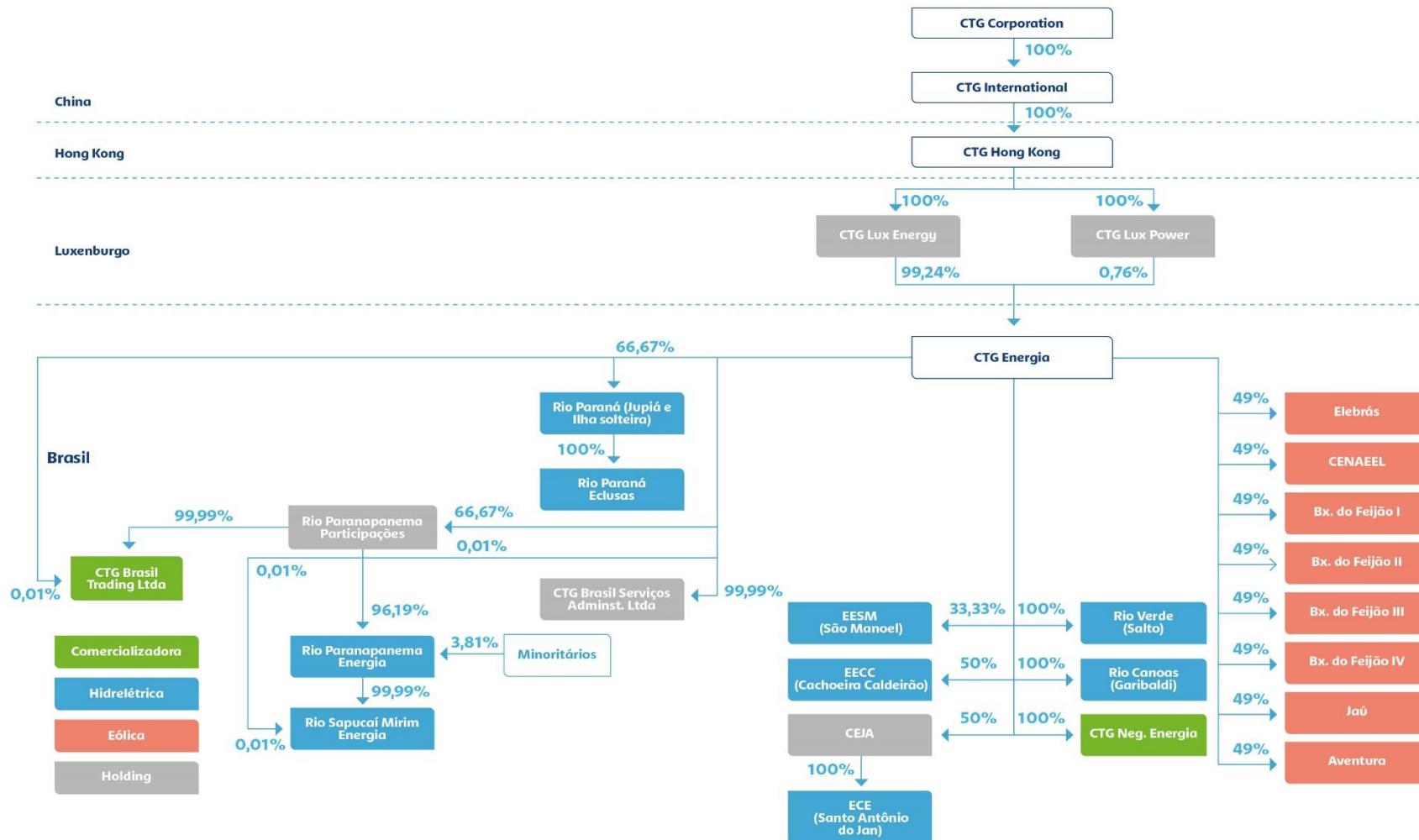
Composição do Conselho Consultivo da CTG Brasil

Nome	Cargo
Jianqiang Zhao	Presidente do Conselho Consultivo
Cheng Shuquan	Membro do Conselho Consultivo
Raul Calfat	Membro do Conselho Consultivo (independente)

Composição do Comitê Executivo da CTG Brasil

Nome	Cargo
Jianqiang Zhao	CEO
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

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). A matriz de riscos da Companhia, definida em 2020, 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 todas as 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.
- **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 todos os clientes do Mercado Livre através de metodologia própria, embasada em informações de mercado e financeiras, 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 Corporativo 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.

Em 2021, a CTG Brasil concluiu a primeira fase de implementação de um novo sistema integrado de gestão empresarial (Enterprise Resource Planning – ERP). Até 2022, será concluída a segunda fase da iniciativa, com a entrada de módulos adicionais, sobretudo no âmbito de gestão de pessoas. 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 às alavancas de valor do negócio e os objetivos da estratégia corporativa. Em 2021, a Companhia revisou seus processos de seleção e priorização de projetos para investimentos, tendo como foco a estruturação de chamadas públicas, o alinhamento dos temas de pesquisa e área de interesse à estratégia de crescimento e a interação contínua com o ecossistema de inovação.

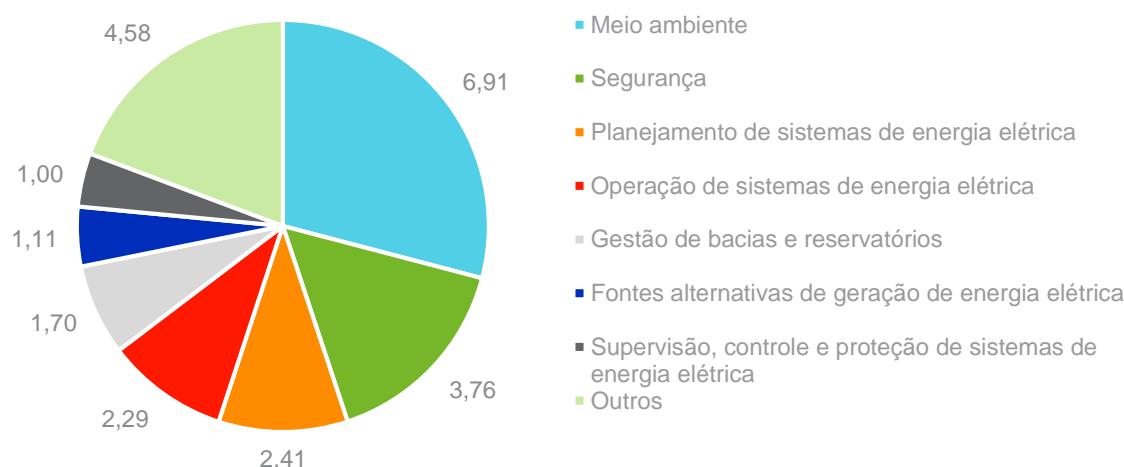
Um dos destaques do período foi o lançamento da Missão Estratégica Hidrogênio Verde, em parceria com Senai, a maior chamada pública nesse campo no país. Foram recebidos 31 projetos, de 13 estados, somando R\$ 183,7 milhões em propostas, dez vezes o montante previsto no edital (R\$ 18 milhões).

Outra frente relevante foi a continuidade de um projeto para a avaliação de desempenho de tecnologias fotovoltaicas. Maior iniciativa individual de P&D da Companhia, com R\$ 8 milhões investidos, tem como diferenciais as parcerias estruturadas para sua implementação. Até 2022, a fase 1 do projeto avaliará as condições de produtividade de painéis fotovoltaicos bifaciais em cinco locais distribuídos pelo país, além de testar esses resultados em uma usina laboratório para avaliar sua aplicabilidade em larga escala.

A CTG Brasil renovou em 2021 a parceria com a Associação Catarinense de Tecnologia (Acate) que 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. Além disso, a parceria firmada com o Senai, que criou o Clean Energy Innovation Hub, vem fortalecendo o ecossistema de inovação no setor elétrico nacional e o intercâmbio de tecnologia com a China. Em 2021, o Clean Energy Innovation Hub estabeleceu um posto avançado na Europa para iniciar colaborações no continente e apoiar o avanço do projeto

Em 2021, os recursos de P&D da Companhia somaram R\$ 23,8 milhões, sendo que aproximadamente 45% desse total foi direcionado em projetos de meio ambiente e segurança. Para saber mais sobre os projetos no ano, [clique aqui](#) e acesse o site institucional.

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



Contexto regulatório

A crise hídrica sem precedentes vivenciada pelo Brasil em 2021, com os menores níveis de hidrologia desde o início das medições há 91 anos, afetou tanto as companhias do setor elétrico quanto as entidades reguladoras. Com o agravamento dos níveis dos reservatórios, o governo acionou o parque das termelétricas e atuou por meio dos ministérios, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a fim de mitigar os impactos da crise. A Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) foi instituída pela Medida Provisória nº 1.055/2021 em junho de 2021 e vigorou até novembro de 2021, estabelecendo resoluções excepcionais para gestão da crise.

A CTG Brasil adotou desde o início uma postura de colaboração e responsabilidade para gerenciar os impactos da crise hídrica em seus negócios e contribuir com medidas que aliviassem o Sistema Interligado Nacional (SIN) como um todo. Corporativamente, foi instalado um Comitê de Crise para discutir as medidas a serem tomadas, formado por representantes de diversas áreas que avaliavam em conjunto as demandas do Ministério de Minas e Energia (MME), da Aneel, do ONS e da ANA.

Em alinhamento com essas entidades, a Companhia reduziu as vazões nas usinas Jupiá, Jurumirim e Rosana, tomando todos os cuidados para evitar impactos significativos ao meio ambiente. A CTG Brasil também manteve o diálogo amplo com as comunidades locais sobre os impactos nos reservatórios.

Também em razão das resoluções emitidas pela CREG, o nível do reservatório na usina Ilha Solteira foi reduzido a um patamar emergencial, porém em desacordo com a outorga emitida à época do licenciamento da unidade pela ANA. Em dezembro, um Termo de Compromisso tripartite, entre CTG Brasil, ONS e ANA, definiu medidas para restabelecer o nível do reservatório conforme a outorga até o fim de 2022, além de ações de mitigação e compensação a serem implementadas até essa data.

Outro marco em 2021 foi a homologação do Acordo GSF. A assinatura deu solução definitiva às perdas financeiras das geradoras decorrentes de efeitos não hidrológicos incorporados ao Fator de Ajuste da Garantia Física (Generation Scaling Factor – GSF) ao longo dos anos. As empresas que aderiram ao Acordo quitaram seus débitos em aberto no mercado de curto prazo e obtiveram, como contrapartida, extensão do prazo de concessão das usinas hidrelétricas (UHEs) elegíveis.

As controladas Rio Paranapanema, Rio Verde e Rio Canoas tomaram a decisão de adesão ainda em 2020, tendo reconhecido esses impactos nas Demonstrações Financeiras daquele ano. Os efeitos para a Rio Paraná não haviam sido considerados em 2020, pois a controlada não dispunha de parâmetros para calcular previamente uma estimativa satisfatória dos valores de ressarcimento para a Companhia. O reconhecimento em 2021 envolveu a contabilização de um ativo intangível de R\$ 147,9 milhões e a extensão das concessões das UHEs Ilha Solteira e Jupiá por aproximadamente 10 meses.

Efeitos do Acordo GSF por Controlada

	Extensão da concessão (meses)	Ativo intangível reconhecido (R\$ mil)
Rio Paranapanema	35 (média)	859.675
Rio Paraná	10	147.862
Rio Verde	60,4	49.637
Rio Canoas	21,9	11.883

Conjuntura econômica e setorial

A pandemia de Covid-19 continuou a impactar a atividade econômica do Brasil em 2021, especialmente no primeiro semestre. Além dos seus efeitos, o país enfrentou um cenário de volatilidade dos indicadores macroeconômicos, com destaque para a elevação da inflação e a consequente alta de juros. Conforme dados do IBGE, o Produto Interno Bruto (PIB) apresentou expansão de 4,1% no período, considerando uma prévia do Banco Central, divulgada em 11 de fevereiro de 2022. A taxa básica de juros (Selic) encerrou o ano em 9,25%, e a inflação do período, medida pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), foi de 10,06% – maior acumulado em um ano desde 2015 –, enquanto a inflação medida pelo Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M) foi de 17,78%.

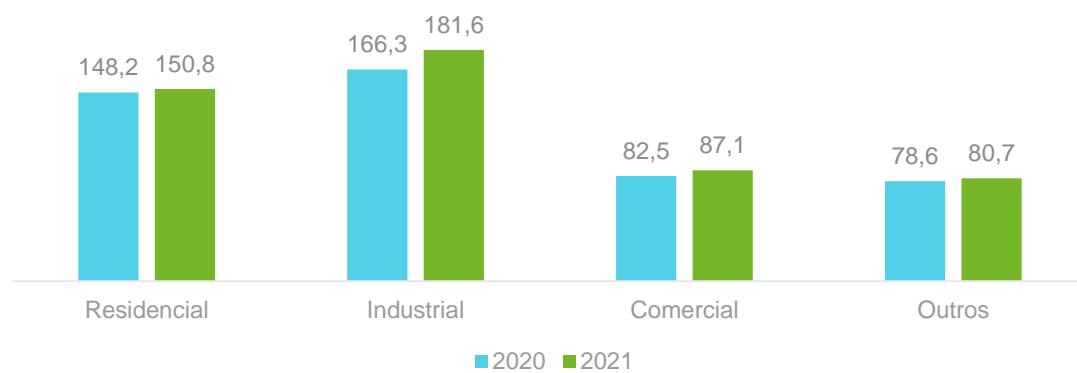
A valorização do dólar frente ao real alcançou patamares elevados e apresentou bastante volatilidade no decorrer do ano. Na comparação entre as posições finais dos dois anos, a cotação da moeda estrangeira passou de R\$ 5,20 no final de 2020 para R\$ 5,58 no fim de 2021. A CTG Brasil está exposta à variação cambial por conta da dívida em dólares mantida pela controlada Rio Paraná com a CTG Luxemburgo (partes relacionadas).

Indicadores macroeconômicos

%	2021	2020
IGP-M	17,78%	23,14%
IPCA	10,06%	4,52%
Taxa de câmbio (USD)	5,5805	5,1967
Taxa Selic	9,25%	2,00%

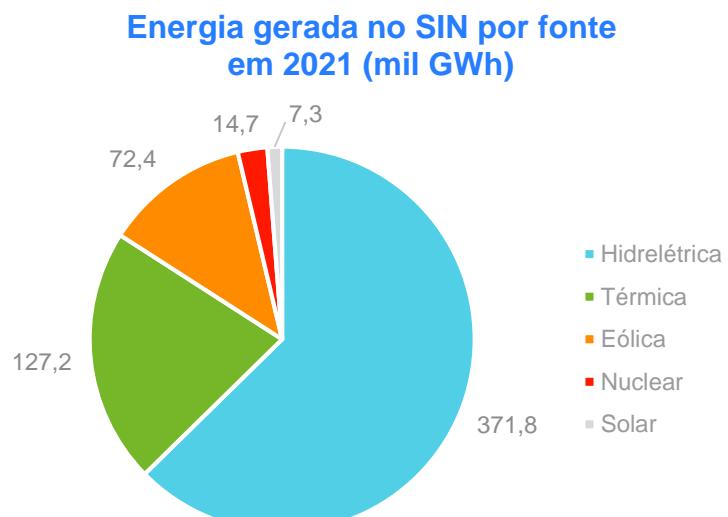
Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo de energia elétrica no Brasil totalizou 500,2 mil GWh em 2021, um aumento de 5,2% em relação ao ano anterior. Todas as classes registraram crescimento no período, merecendo destaque o setor industrial, com alta de 9,2%. Na avaliação por 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 9,8 mil consumidores, um aumento de 26% em relação a 2020.

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



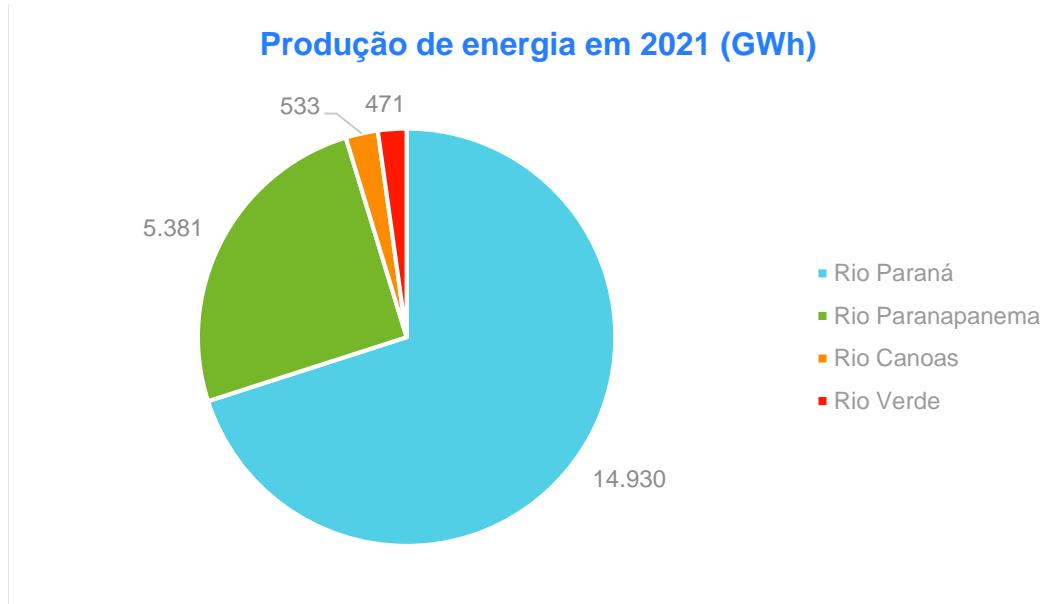
As usinas hidrelétricas, responsáveis por 58,1% da capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil, operam de forma centralizada e comandada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). A entidade, responsável pela coordenação e operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), avalia diversos 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 2021, essas usinas foram responsáveis pela geração de 70% da energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN). O acionamento mais intenso das térmicas, devido às condições hidrológicas, levou a um crescimento de 32% na geração dessa fonte.



Desempenho operacional

A geração bruta de energia elétrica das usinas no portfólio da CTG Brasil totalizou 21.315,83 GWh em 2021, uma redução de 25,7% na comparação anual devido à severa crise hídrica vivenciada pelo Brasil no ano. 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

GWh	2021	2020	Variação (%)
Rio Paraná	14.930,4	21.325,5	- 30,0
Rio Paranapanema	5.381,4	6.540,4	- 17,7
Rio Canoas	532,9	358,7	+ 48,6
Rio Verde	471,1	478,2	- 1,5
Total	21.315,8	28.702,9	-25,7

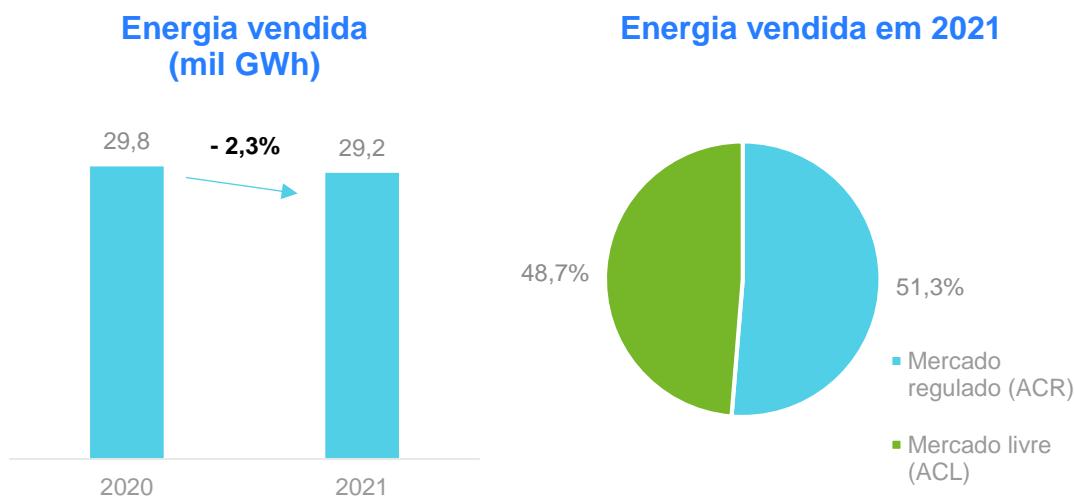
Índice de disponibilidade*

%	2021	2020	Limite regulatório
Rio Paraná (média)	94,05%	93,51%	89,58%
Rio Paranapanema (média)	97,66%	97,76%	92,45%
Rio Canoas	98,04%	98,01%	92,32%
Rio Verde	97,07%	96,60%	92,83%
Consolidado (média)	94,94%	94,94%	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 mitigaram parte dos efeitos negativos da crise hídrica. A abordagem combinada de manter parte do portfólio descontratado e adquirir antecipadamente contratos para a compra de energia reduziram o impacto dos preços mais elevados no mercado de curto prazo, sobretudo no período seco do ano.

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 29.154 GWh de energia no ano, sendo 51,3% direcionados ao mercado regulado e 48,7% ao mercado livre. Em junho de 2021, o lançamento da plataforma CTG Conecta permitiu aos clientes o gerenciamento, via portal on-line, dos contratos vigentes e do histórico de relacionamento com a Companhia. A plataforma também disponibiliza ao mercado mais um canal de comunicação com a equipe de comercialização para realização de novas contratações.



Desempenho econômico-financeiro

Principais indicadores

R\$ mil (exceto quando indicado)	2021	2020	Variação (%)
Receita operacional bruta	4.877.522	4.332.654	12,6
Receita de ativos financeiros	1.992.571	1.433.205	39,0
Outras receitas	904	1.743	-48,1
(-) Deduções à receita operacional	(620.805)	(564.067)	10,1
Receita operacional líquida	6.250.192	5.203.535	20,1
(-) Custos e despesas operacionais	(2.792.110)	(1.193.012)	134,0
Resultado de participações societárias	78.595	32.300	143,3
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	3.536.677	4.042.823	-12,5
Ebitda	4.233.144	4.678.453	-9,5
Margem Ebitda (%)	67,7%	89,9%	-22,2 p.p.
Resultado financeiro	(1.078.307)	(1.531.166)	-29,6
Resultado antes dos impostos	2.458.370	2.511.657	-2,1
Lucro líquido do exercício	1.745.876	1.782.414	-2,0
Margem líquida (%)	27,9%	34,3%	-6,3 p.p.
Lucro líquido básico e diluído por quotas	0,11768	0,11631	-1,2

O ano de 2021 se mostrou um ano muito desafiador. O Brasil viveu uma crise hídrica sem precedentes e, além disso, enfrentou também bastante volatilidade no cenário macroeconômico (inflação, taxa de juros e cotação do dólar são exemplos disso).

A porção do portfólio da Companhia comercializada no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), com destaque para o modelo de concessão da controlada Rio Paraná – que tem 70% da sua garantia física comercializada no regime de quotas –, não sofreu esses impactos da crise hídrica. Já os 49% do portfólio de geração da CTG Brasil que são comercializados no Ambiente de Contratação Livre (ACL), bem como as controladas do segmento de Comercialização, sofreram impactos importantes da crise hídrica sem precedentes. Apesar de todos os esforços implementados pela Administração para a mitigação dos impactos nos resultados, houve um acréscimo importante nos custos com compra de energia na comparação com o ano de 2020.

Um destaque bastante positivo para a Companhia no ano de 2021 e que ajudou nos resultados consolidados foi a conclusão das discussões do setor em torno das questões envolvendo o Fator de Ajuste da Garantia Física (Generation Scaling Factor – GSF), que resultou na homologação dos valores apurados segundo a Lei nº 14.052 e regulamentação Aneel nº 895/2020. A maior parte dos impactos do Acordo GSF foi reconhecida através de uma provisão no final do ano de 2020 e, com essa homologação pela Aneel e CCEE, a CTG Brasil confirmou o reconhecimento de um Ativo Intangível relativo à extensão dos contratos de concessão das usinas que, como previsto em lei, corresponde à compensação dos impactos “não hidrológicos” que afetaram o GSF no passado. A contrapartida desse Ativo

Intangível foi o efeito positivo no resultado com o registro da recuperação de custos com compra de energia em 2021 e 2020. Além de confirmar os valores provisionados em 2020, foi possível reconhecer um complemento de R\$ 169,5 milhões no resultado de 2021, com destaque para a controlada Rio Paraná (R\$ 147,9 milhões), que não havia reconhecido estimativa no final de 2020 por ter cumprido as condições para o reconhecimento do ativo apenas em 2021.

Outros fatores de destaque relacionados à solução da questão do GSF foram: (i) o pagamento no 1º. trimestre de 2021 do montante relevante aos passivos que eram mantidos nas controladas Rio Paranapanema, Rio Sapucaí-Mirim e Rio Verde que discutiam judicialmente esse tema; e (ii) elevação nas despesas de amortização do novo Ativo Intangível reconhecido com o acordo.

Ainda em 2021, outro evento favorável foi a reversão parcial da provisão pela não recuperabilidade de ativos lançada no passado na controlada Sapucaí-Mirim. Essa reversão ocorreu em virtude da expectativa de melhora dos cenários projetados no teste anual de recuperabilidade e também da extensão da concessão em razão da conclusão das discussões do GSF.

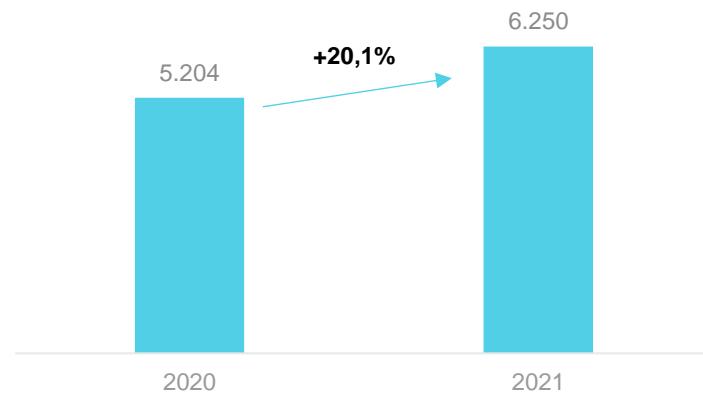
Receita

Em comparação com o exercício anterior, o Grupo apresentou aumento de R\$ 1.046 milhões, ou 20,1%, na receita operacional líquida.

Acerca desse crescimento, vale destacar:

- Nas receitas do mercado regulado (ACR), o aumento se deve à elevação da inflação na comparação entre os dois períodos (principalmente o IPCA) e sua aplicação sobre as receitas das controladas (com destaque para a Rio Paraná);
- Nas receitas do mercado livre (ACL), verifica-se uma redução de 4,9%, principalmente em razão da crise hídrica e seu efeito no GSF. Na comparação com o ano anterior, esses efeitos reduziram a energia disponível nas controladas para comercialização no mercado livre em operações bilaterais de curto prazo na comparação com os montantes que foram comercializados nessa modalidade em 2020;
- Na receita de ativos financeiros, a elevação deve-se ao aumento do IPCA na comparação entre os dois anos. Vale lembrar que o IPCA é o indicador que corrige os valores relativos à outorga na controlada Rio Paraná e, também, sua aplicação sobre o saldo a receber do Ativo Financeiro da concessão;
- Aumento de R\$ 455,1 milhões, principalmente em virtude do início das operações de comercialização de energia através da controlada CTG Trading. A controlada teve suas atividades comerciais reativadas no 4º trimestre de 2020 e realizou, em 2021, seu primeiro ano completo de receita líquida. Além disso, houve a aplicação, a partir de 2021, da metodologia de marcação a mercado (MTM) na controlada CTG NE.

Receita operacional líquida (R\$ milhões)



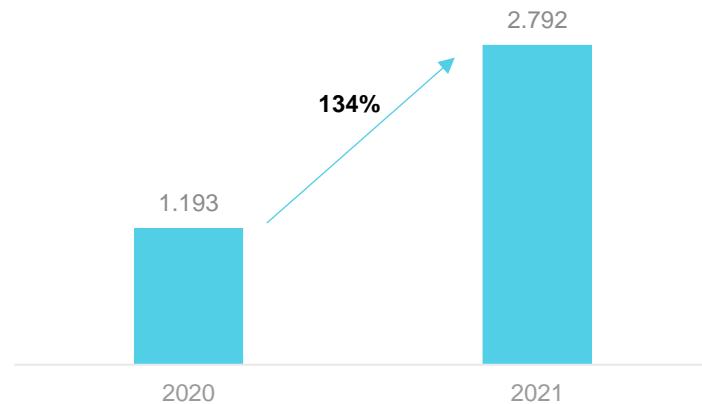
Custos e despesas operacionais

R\$ mil (exceto quando indicado)	2021	2020	Variação (%)
Pessoal	(279.555)	(256.697)	8,9
Material	(21.435)	(26.884)	-20,3
Serviços de terceiros	(144.022)	(162.945)	-11,6
Energia comprada	(1.312.387)	(558.621)	134,9
Provisão para perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	(81.479)	(32.478)	150,9
Depreciação e amortização	(696.467)	(635.630)	9,6
Encargos de uso da rede elétrica	(338.778)	(313.266)	8,1
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)	(55.261)	(73.678)	-25,0
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)	(9.893)	(13.448)	-26,4
Seguros	(18.937)	(19.162)	-1,2
Aluguéis	(4.092)	(3.743)	9,3
Provisões para riscos	(11.882)	(17.561)	-32,3
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	2.990	(1.344)	322,5
Provisão para perda na alienação de bens	1.000	-	100,0
Reversão parcial da perda estimada pela não recuperabilidade de ativos	33.366	43.483	-23,3
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	169.491	910.765	-81,4
Outros	(24.769)	(31.803)	-22,1
	(2.792.110)	(1.193.012)	134,0

Os custos e despesas operacionais apresentaram, em 2021, um aumento de R\$ 1.599,1 milhões em relação a 2020. A respeito dessa variação relevante, os principais impactos estão descritos abaixo:

- **Extensão contrato de concessão GSF** | Em 2020, foram reconhecidos R\$ 910,8 milhões relativos à estimativa de recuperação de custos de compra de energia pela evolução nas tratativas para solução das questões judiciais envolvendo o GSF. Com a homologação dos valores finais pela Aneel e pela CCEE, foi reconhecido um complemento de R\$ 169,5 milhões no ano de 2021;
- **Energia comprada** | Aumento de R\$ 758,1 milhões no custo com energia comprada: esse aumento se dá, principalmente, pela crise hídrica sem precedentes e consequente piora no cenário hidrológico (GSF), bem como o aumento no preço da energia no mercado de curto prazo (PLD) na comparação entre os dois anos;
- **Depreciação e amortização** | Elevação de R\$ 60,8 milhões basicamente devido ao início da amortização do ativo intangível, reconhecido em dezembro de 2020, proveniente da extensão da concessão prevista no Acordo GSF (contrapartida da provisão para recuperação de custos de compra de energia);
- **Reversão parcial pela não recuperabilidade de ativos** | Redução de R\$ 10,1 milhões relativos à reversão parcial da provisão pela não recuperabilidade de ativos da controlada Rio Sapucaí-Mirim reconhecida no passado. Em 2020, houve reversão de R\$ 43,5 milhões, e, em 2021, a reversão foi de R\$ 33,4 milhões;
- **Perdas com as operações de *trading*** | Aumento de R\$ 49 milhões na provisão para perdas não realizadas em operações de *trading*, principalmente pelo maior período de atividade em 2021 do que em 2020 na controlada CTG Trading, além do ingresso da CTG NE nessa modalidade no final do exercício de 2021.

Custos e despesas operacionais (R\$ milhões)



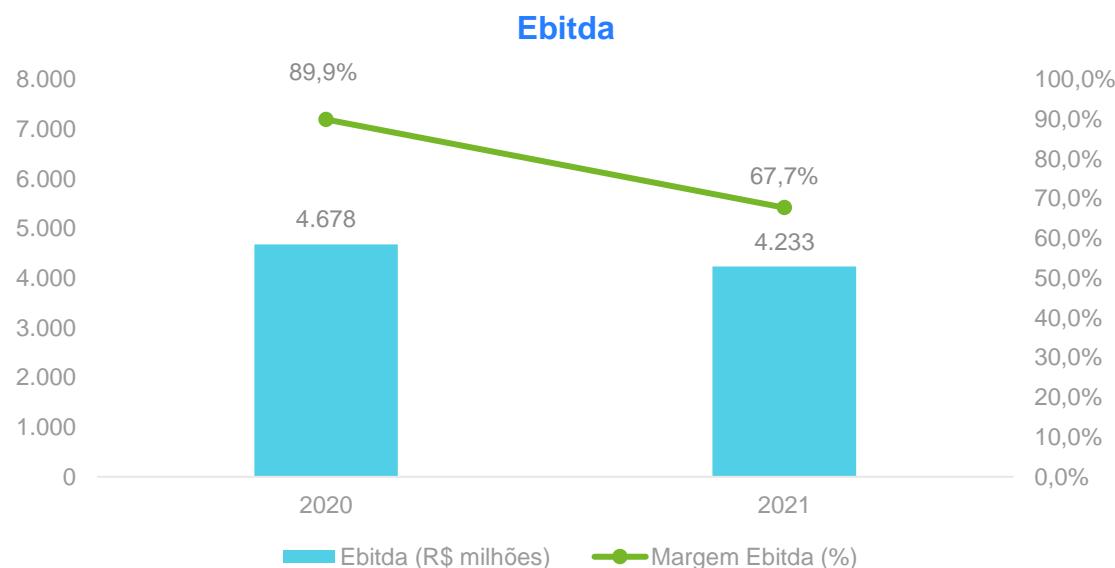
Ebitda e margem Ebitda

R\$ mil (exceto quando indicado)	2021	2020	Variação (%)
Lucro líquido do exercício	1.745.876	1.782.414	-2,0
Imposto de renda e contribuição social	712.494	729.243	-2,3
Resultado financeiro (líquido)	1.078.307	1.531.166	-29,6
Depreciação e amortização	696.467	635.630	9,6
Ebitda	4.233.144	4.678.453	-9,5
Margem Ebitda (%)	67,7%	89,9%	-22,2 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 apresentou redução de R\$ 445,4 milhões, ou 9,5%, em comparação ao exercício anterior, principalmente em razão dos impactos positivos não recorrentes do ano de 2020 mencionados anteriormente, com grande destaque para os efeitos de recuperação de compra de energia em virtude do acordo para solução das questões envolvendo o GSF e do crescimento da compra de energia em razão da crise hídrica sem precedente.

Em bases normalizadas, isto é, excluindo-se os efeitos não recorrentes de recuperação de compra de energia pela extensão de concessão (Acordo GSF) e, também, os efeitos das reversões parciais da perda estimada pela não recuperabilidade de ativos da controlada Rio Sapucaí-Mirim, o Ebitda normalizado apresentou aumento de R\$ 306 milhões ou 8,2%, refletindo um bom desempenho mesmo no cenário desafiador do ano de 2021



Resultado financeiro

R\$ mil (exceto quando indicado)	2021	2020	Variação (%)
Receitas	694.519	905.887	-23,3
Despesas	(1.772.826)	(2.437.053)	-27,3
Resultado financeiro líquido	(1.078.307)	(1.531.166)	-29,6

O resultado financeiro líquido apresentado em 2021 foi negativo em R\$ 1.078,3 milhões, representando uma melhora de R\$ 452,9 milhões em relação ao ano de 2020. Acerca dessa variação, vale destacar as principais variações, conforme abaixo:

- Redução de R\$ 798,8 milhões no resultado negativo decorrente da variação cambial líquida incidente sobre o empréstimo em dólares na controlada Rio Paraná com a CTG Luxemburgo. Esse impacto foi causado basicamente pelas amortizações do empréstimo ocorridas no exercício e pelo menor impacto da variação do real (R\$) frente ao dólar (US\$) no ano de 2021 (de R\$ 5,1967 para R\$ 5,5805 variação de 7,4%) frente ao ano de 2020 (de R\$ 4,0307 para R\$ 5,1967 variação de 28,9%);
- Queda de R\$ 88 milhões nas despesas de juros incidentes sobre o empréstimo em dólares da controlada Rio Paraná com a CTG Luxemburgo, também em razão da variação do real (R\$) frente ao dólar (US\$) e das amortizações do empréstimo ocorridas no período;
- Redução de R\$ 311,5 milhões nas despesas com variação monetária (IGP-M) referentes aos passivos ligados às liminares mantidas pelas controladas Rio Paranapanema, Rio Sapucaí-Mirim e Rio Verde, visto que o passivo da principal liminar que discutia a questão do GSF foi liquidado ainda no 1º trimestre de 2021 com a evolução das tratativas para solução do assunto. Com isso, houve redução expressiva nas despesas com a atualização desses passivos na comparação entre os dois anos;
- Receita de R\$ 93,4 milhões, líquida de PIS e COFINS, em virtude de recebimento de indenização devido à renegociação de preços e prazos de compra de energia conduzida junto à uma comercializadora que não honrou com os compromissos contratuais anteriormente firmados. Ainda como efeito dessa renegociação, foi necessária a recomposição dos volumes de compra de energia junto a outros fornecedores, principalmente no 3º trimestre de 2021;
- Aumento de R\$ 687,9 milhões na despesa de atualização monetária referente ao ajuste a valor presente do passivo relativo à provisão constituída para grandes reparos, em virtude do aumento do IPCA na comparação entre os exercícios, na controlada Rio Paraná;
- Redução R\$ 106 milhões na receita financeira de remuneração da inadimplência da CCEE para as controladas em razão da conclusão das discussões a respeito do GSF;
- R\$ 22,4 milhões de redução nas receitas de aplicações financeiras principalmente em virtude da redução do caixa médio das controladas, principalmente naquelas que efetuaram a liquidação no 1º trimestre de 2021 do passivo relevante que discutia as questões do GSF.

Endividamento

R\$ mil (exceto quando indicado)	Remuneração	Vencimento	2021	2020	Variação (%)
China Three Gorges (Luxemburg) Energy S.A.R.L	4,29% ao ano + USD	20/05/2023	3.244.771	3.625.934	-10,5
Tokyo – Mitsubishi	DI + 0,45% ao ano	29/06/2023	1.351.480	2.025.562	-33,3
BNDES	TJLP + 2,34% ao ano	16/06/2031	264.928	292.776	-9,5
BNDES	TJLP	16/06/2031	1.343	1.430	-6,1
BNDES	TJLP + 1,81% ao ano	2022	100.173	121.514	-17,6
BNDES	TJLP + 2,16% ao ano	2022	7.684	9.008	-14,7
Debêntures	IPCA + 6,07 % ao ano	16/07/2023	279.689	380.681	-26,5
Debêntures	IPCA + 7,01% ao ano	20/05/2021	-	116.899	-
Debêntures	IPCA + 5,90% ao ano	15/08/2022	128.344	231.503	-44,6
Debêntures	106,75% do DI ao ano	15/03/2023	164.786	160.385	2,7
Debêntures	IPCA + 5,50% ao ano	15/03/2025	204.950	185.333	10,6
Debêntures	DI + 1,40% ao ano	26/01/2024	185.521	-	-
Debêntures	DI + 1,65% ao ano	26/01/2026	329.905	-	-
Debêntures	DI + 1,05% ao ano	15/06/2023	248.742	239.476	3,9
Debêntures	IPCA + 6,15% ao ano	16/06/2025	298.303	260.581	14,5
Debêntures	DI + 1,20% ao ano	15/06/2024	162.795	-	-
Debêntures	IPCA + 4,63% ao ano	15/06/2031	686.573	-	-
			7.659.987	7.651.082	0,1

A dívida líquida é composta pelo endividamento deduzindo-se os recursos de caixa e equivalentes de caixa e de aplicações financeiras vinculadas.

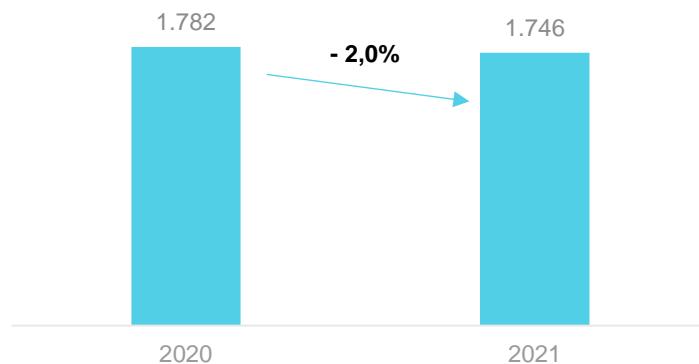
Na comparação com a posição final do ano de 2021, houve um aumento da dívida líquida, basicamente em virtude da redução do caixa mantido pelas controladas da Companhia que efetuaram a liquidação do passivo referente à liminar que discutia os efeitos do GSF no 1º trimestre de 2021.

R\$ mil (exceto quando indicado)	2021	2020	Variação (%)
Debêntures	2.689.608	1.574.858	70,8
Curto prazo	501.681	376.967	33,1
Longo prazo	2.187.927	1.197.891	82,6
Empréstimos	1.351.480	2.025.562	-33,3
Curto prazo	676.480	675.562	0,1
Longo prazo	675.000	1.350.000	-50,0
Financiamentos	374.128	424.728	-11,9
Curto prazo	136.681	51.819	163,0
Longo prazo	237.447	372.909	-36,3
Partes relacionadas	3.244.771	3.625.934	-10,5
Curto prazo	663.790	621.592	6,8
Longo prazo	2.580.981	3.004.342	-14,1
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(1.317.861)	(1.486.446)	-11,3
(-) Aplicações financeiras vinculadas	(22.833)	(22.714)	0,5
Dívida líquida	6.319.293	6.141.922	2,9

Lucro Líquido

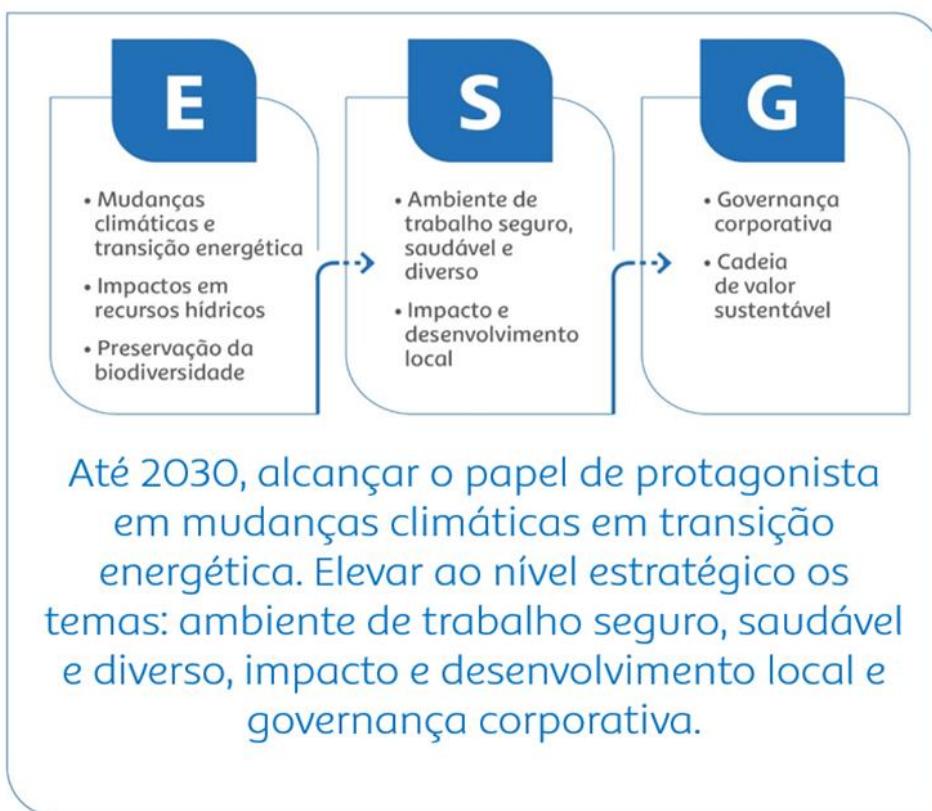
Em um ano muito desafiador pelos diversos aspectos já mencionados e todos os fatores já explanados anteriormente, a CTG Brasil apresentou um bom desempenho nos seus resultados consolidados. O lucro líquido fechou o ano em R\$ 1.745,9 milhões, representando uma queda de R\$ 36,5 milhões, ou apenas 2%, em comparação com o desempenho apresentado em 2020.

Lucro Líquido (R\$ milhões)



Sustentabilidade

Em 2021, a CTG Brasil conduziu um estudo de maturidade da sua gestão sobre aspectos de sustentabilidade empresarial que culminou na definição de uma estratégia ESG, com objetivos e metas de curto, médio e longo prazos. Entre eles, destaca-se o compromisso com a liderança no tema de mudanças climáticas e transição energética. Desde 2017, a Companhia é signatária do Pacto Global e conta com sua Política de Sustentabilidade, na qual se compromete com os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) e define três como prioritários para a Companhia: 7 – Energia acessível e limpa; 8 – Trabalho decente e crescimento econômico; e 15 – Vida terrestre.



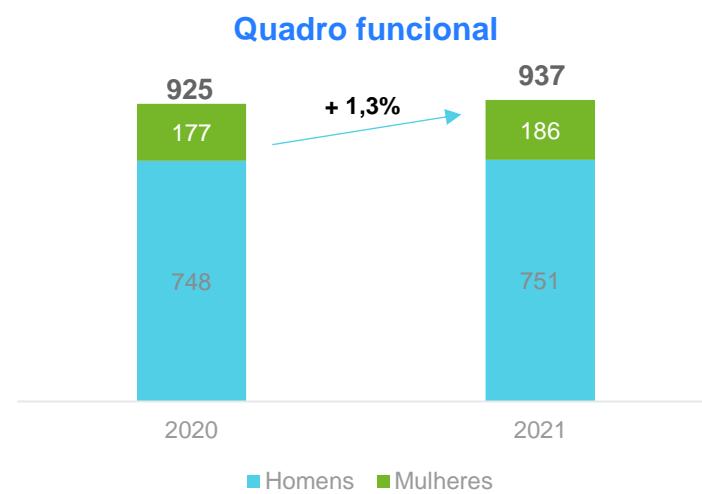
Ainda no último ano, a CTG Brasil tornou-se a primeira empresa do setor elétrico brasileiro a certificar 100% das suas operações nas normas ISO 9001 (qualidade), 14001 (meio ambiente), 45001 (saúde e segurança) e 55001 (gestão de ativos). A conquista coloca a Companhia em um patamar seletivo de excelência do seu Sistema de Gestão Integrado (SGI), atestado pela certificação nessas normas.

Principais indicadores de sustentabilidade

	2021	2020	Variação (%)
Ambiental			
Investimentos ambientais (R\$ mil)	16.771	22.863	- 26,6
Emissões diretas de GEE (escopos 1 e 2) (tCO ₂ e)	1.332,8	1.691,8	- 21,2
Área reflorestada (hectares)	186,3	156,0	+ 19,4
Social			
Número de profissionais no quadro funcional	937	925	+ 1,3
Taxa de frequência de acidentes registráveis entre profissionais da Companhia	0,45	0,00	-
Taxa de frequência de acidentes registráveis entre contratados	3,44	3,53	- 3,1
Investimento social (R\$ mil)	11.941	14.105	- 15,3%
Governança			
Número de membros do Conselho Consultivo	3	2	+ 50,0%
Manifestações recebidas no Linha Ética	48	64	- 25,0%

Pessoas

No encerramento de 2021, a CTG Brasil contava com 937 colaboradores (80% homens e 20% mulheres), além de 256 terceiros e 25 estagiários. Esse quadro funcional é 1,3% maior do que o do ano anterior, e a taxa de rotatividade da Companhia para o período foi de 9,6%.



O cuidado com as pessoas foi reforçado ao longo do ano, com um amplo trabalho de evolução da cultura de segurança, primeiro valor da CTG Brasil. No início de 2021, um grupo de trabalho interno multidisciplinar definiu 50 iniciativas para a melhoria de gestão, merecendo destaque a revisão do procedimento de avaliação da criticidade das tarefas e a reformulação do modelo de contratação e gestão de empresas terceirizadas. Na sequência, um mapeamento mais abrangente sobre a maturidade de segurança foi conduzido com o apoio de consultoria especializada, resultando na priorização de 32 ações no Plano Corporativo de Evolução da Cultura de Segurança da CTG Brasil. A implementação dessas iniciativas ocorrerá até 2023.

Em 2021, a Companhia também lançou o Programa Mais Energia, voltado ao conceito de saúde integrada com o olhar para quatro pilares: físico, mental/emocional, financeiro e social. Outro avanço foi o aprimoramento do processo de avaliação dos colaboradores para o Ciclo de Gestão de Pessoas, trazendo uma visão expandida de gestão de pessoas que engloba desempenho, avaliação de competências, sucessão e recompensa, além do viés de desenvolvimento e protagonismo de carreira. A Academia CTG Brasil ampliou o número de Trilhas de Conhecimento disponíveis ao público interno, de 86 para 103 de um ano para o outro.

Os protocolos de saúde e segurança para evitar a disseminação da Covid-19 nas operações foram mantidos, e o retorno ao trabalho presencial nos escritórios foi iniciado no fim do ano, em modelo híbrido.

Em 2021, a Companhia registrou um acidente com colaborador e seis ocorrências envolvendo contratados, sendo que em nenhum deles houve afastamento superior a 15 dias.

Comunidades

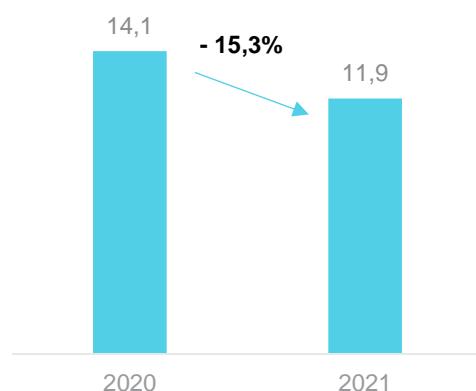
A estratégia de atuação da CTG Brasil para contribuir com o desenvolvimento das comunidades onde estão instalados seus ativos é direcionada para o fomento à geração de renda, por meio do emprego e do empreendedorismo. Esse viés de atuação social complementa a visão da Companhia de ser agente de transformação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

Em 2021, o programa Usina de Negócios materializou essa estratégia, com dois projetos-piloto e o investimento que, somado ao do ano anterior, completa R\$ 1 milhão. Em 10 municípios do entorno da UHE Jurumirim, região de influência da controlada Rio Paranapanema, o programa beneficiou diretamente cerca de 140 micro e pequenos empreendedores em gestão, finanças, marketing e comunicação, chegando a atingir mais de 400 beneficiários indiretos. Como principais resultados houve o aumento de 42% da renda dos empreendedores, 100% de satisfação com o curso e aumento de 65% dos hábitos de gestão dos participantes.

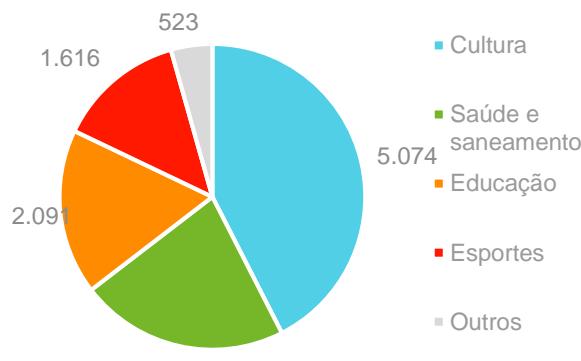
Já na região do entorno da UHE Garibaldi, três grupos produtivos foram escolhidos entre 23 inscritos, baseados em critérios como relevância local, capacidade de realização, vulnerabilidade do público-alvo e potencial de impacto do investimento. Os três grupos finalistas receberão, até o final de 2022, qualificações produtivas e de negócios, sessões de mentoria e o aporte de capital semente para melhorias produtivas e que resultem na maior geração de renda aos seus beneficiários. Ao todo, a iniciativa de grupos produtivos está beneficiando diretamente 43 famílias e 107 pessoas que têm suas atividades ligadas à produção rural de itens como mandioca, arroz, feijão, alface, beterraba, morangos e mirtilos, entre outros.

Ainda no último ano, o 2º Edital de Recursos Incentivados para o Desenvolvimento Local recebeu inscrições de 161 projetos e destinou R\$ 11,3 milhões a 19 projetos selecionados de acordo com critérios técnicos, representando 95% do investimento social total da CTG Brasil no ano.

**Investimento social
(R\$ milhões)**



**Investimento social por área
em 2021 (R\$ mil)**

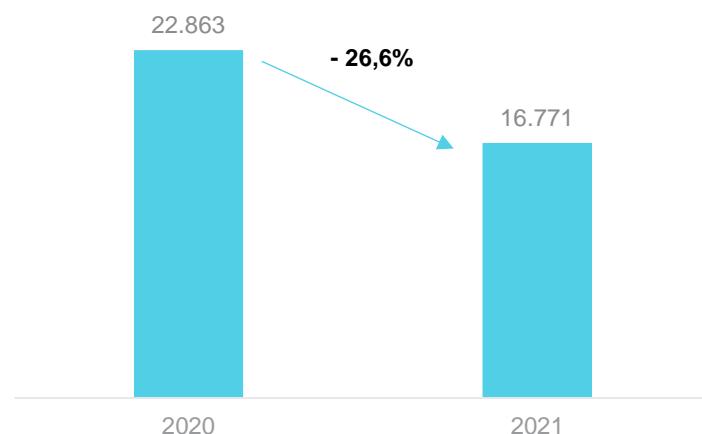


Outro destaque de 2021 foi o início da instalação da sinalização de emergência de rotas de evacuação nas Zonas de Autossalvamento (ZAS), como uma das etapas de implantação do Plano de Ação de Emergência (PAE) das barragens. Também realizamos a instalação de 221 novos instrumentos de auscultação e iniciamos o processo de automatização para as UHEs Ilha Solteira e Jupiá e iniciamos o processo de automação para as UHEs Ilha Solteira e Jupiá, além de concluir o processo de automação de cerca de 30% dos instrumentos de auscultação da UHE Salto, que possibilitará monitoramento em tempo real das condições de integridade dessas barragens. Além disso, a CTG Brasil investiu R\$ 20 milhões na recuperação do sistema de drenagem da UHE Salto, o que permitiu a reclassificação da usina pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) do nível de atenção para o normal de segurança.

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 2021, a Companhia investiu R\$ 16,8 milhões em iniciativas ambientais.

Investimentos ambientais (R\$ mil)



Pelo segundo ano consecutivo, a CTG Brasil publicou o inventário de gases de efeito estufa (GEE) consolidado de todas as suas controladas no Registro Público de Emissões do Programa Brasileiro GHG Protocol com Selo Ouro (auditado). As 1,3 mil toneladas de CO₂ equivalente geradas diretamente pela Companhia e contabilizadas nos escopos 1 e 2 do inventário – que tem ano-base 2020 – foram neutralizadas com a adesão da Companhia ao projeto REDD+ Jari-Amapá.

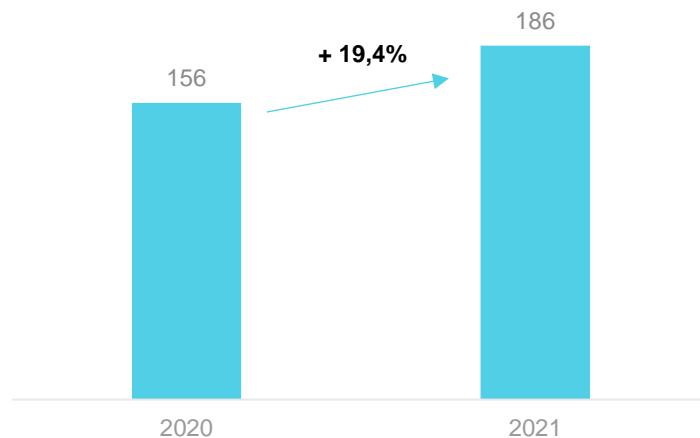
Inventário de emissões de GEE da CTG Brasil

tCO ₂ e	2021 (ano-base 2020)	2020 (ano-base 2019)
Escopo 1	1.113,3	1.610,7
Escopo 2	219,6	81,1
Escopo 3	528,2	3.123,2

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 2022, será iniciada a reforma da piscicultura mantida pela Companhia na UHE Salto Grande, modernizando os tanques e laboratórios e permitindo ampliar a diversidade de peixes criados no local.

Em 2021, a Companhia promoveu o plantio de 117 mil mudas em uma área de 186,3 hectares. Os programas que estimulam a conservação em propriedades de terras vizinhas às por meio da doação de mudas florestais nativas distribuíram 93 mil mudas no período. 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 cerca de 420 animais.

Área reflorestada (hectares)



Prêmios e reconhecimentos

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

International Innovation Awards 2021 | Três projetos da CTG Brasil foram vencedores: 'Protótipo de unidade servopneumática para regulação de velocidade de turbinas', na categoria Produto; 'Desenvolvimento local do turismo sustentável', na categoria Organização e Cultura; e 'Divulgação de informações por meio de mídias sociais', na categoria Soluções.

Ranking 100 Open Startups | A CTG Brasil foi premiada como uma das empresas líderes em inovação aberta no país ao figurar na categoria TOP 5 Energias Renováveis.

VI Prêmio de Melhores Práticas na Gestão de Departamentos Jurídicos | A CTG Brasil foi reconhecida como uma das melhores práticas desenvolvidas por Departamentos Jurídicos de 45 empresas no país com o projeto Matriz de Risco do Contencioso.

Troféu Transparéncia Anefac | A Rio Paranapanema foi reconhecida entre as empresas com as melhores demonstrações financeiras do país em termos de transparéncia. É a quarta vez que a controlada conquista esse prêmio.



Auditores 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 2021 E 2020

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

Ativo	Nota	Controladora		Consolidado	
		Reapresentado nota (2.7)	Reapresentado nota (2.7)	2021	2020
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	5	556.199	55.184	1.317.861	1.486.446
Clientes	6	-	-	597.265	1.518.947
Tributos a recuperar	7	29.979	25.400	62.216	39.981
Repactuação do risco hidrológico	8	-	-	259	259
Ativo financeiro vinculado à concessão	9	-	-	1.119.444	1.201.356
Dividendos	11	29.444	39.011	-	5.926
Juros sobre capital próprio (JSCP)	12	256.608	407.367	21.441	18.899
Partes relacionadas	29	8.155	7.927	-	-
Serviços em curso		-	-	64.087	38.959
Despesas antecipadas		2.926	2.973	14.045	15.730
Operações de trading	28	-	-	127.587	26.931
Outros créditos		1.662	411	13.043	11.538
Total do ativo circulante		884.973	538.273	3.337.248	4.364.972
Não circulante					
Realizável a longo prazo					
Aplicações financeiras vinculadas	5.3	-	-	22.833	22.714
Clientes	6	-	-	3.336	-
Tributos a recuperar	7	-	-	2.272	2.246
Tributos diferidos	35.2	-	-	150.421	156.363
Repactuação do risco hidrológico	8	-	-	5.873	6.133
Ativo financeiro vinculado à concessão	9	-	-	10.290.980	9.290.512
Depósitos judiciais	10	-	-	555.699	540.762
Despesas antecipadas		357	1.898	2.376	4.707
Operações de trading	28	-	-	99.292	7.156
Outros créditos		-	-	-	3
		357	1.898	11.133.082	10.030.596
Investimentos	13	11.444.277	11.005.149	1.757.648	1.721.767
Imobilizado	14	25.520	20.153	3.846.630	3.993.467
Intangível	15	52.886	18.102	8.535.225	8.458.784
Total do ativo não circulante		11.523.040	11.045.302	25.272.585	24.204.614
Total do ativo		12.408.013	11.583.575	28.609.833	28.569.586

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

Balanços patrimoniais

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020

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

Passivo	Nota	Controladora		Consolidado	
		2021 Reapresentado nota (2.7)	2020 Reapresentado nota (2.7)	2021	2020
Circulante					
Fornecedores	16	8.946	6.879	687.104	2.185.188
Salários, provisões e contribuições sociais		25.623	20.112	65.582	62.027
Tributos a recolher	7	27.225	26.594	327.440	419.776
Encargos setoriais	18	-	-	92.108	77.008
Indenização socioambiental	24	-	-	793	974
Uso do bem público (UBP)	23	-	-	3.276	289
Empréstimos	20	-	-	676.480	675.562
Financiamentos	21	-	-	136.681	51.819
Debêntures	22	-	-	501.681	376.967
Garantias bancárias	17	2.623	2.772	2.623	2.772
Dividendos	26	55.433	47.730	59.837	71.010
Juros sobre capital próprio (JSCP)	27	188.700	199.750	302.261	391.686
Partes relacionadas	29	-	124	666.698	624.315
Provisões para grandes reparos	19	-	-	267.280	67.135
Provisões para riscos	25	-	-	1.053	180.695
Receitas diferidas		-	-	4.045	4.373
Operações de trading	28	-	-	101.382	25.698
Outras obrigações		4.891	4.586	8.268	7.562
Total do passivo não circulante		313.441	308.547	3.904.592	5.224.856
Não circulante					
Fornecedores	16	-	-	28.129	25.005
Tributos diferidos	35.2	-	-	1.003.044	703.116
Encargos setoriais	18	-	-	43.525	54.356
Indenização socioambiental	24	-	-	17.961	15.369
Uso do bem público (UBP)	23	-	-	31.474	28.205
Empréstimos	20	-	-	675.000	1.350.000
Financiamentos	21	-	-	237.447	372.909
Debêntures	22	-	-	2.187.927	1.197.891
Garantias bancárias	17	367	2.088	367	2.088
Partes relacionadas	29	-	-	2.580.981	3.004.342
Plano de aposentadoria	30	-	-	42.188	44.091
Provisões para grandes reparos	19	-	-	1.642.613	1.389.292
Provisões para riscos	25	-	-	221.205	214.753
Receitas diferidas		-	-	5.367	2.342
Operações de trading	28	-	-	12.575	6.780
Outras obrigações		12.424	12.323	24.397	25.247
Total do passivo não circulante		12.791	14.411	8.754.200	8.435.786
Total do passivo		326.232	322.958	12.658.792	13.660.642
Patrimônio líquido					
Capital social	31	9.926.535	9.926.535	9.926.535	9.926.535
Reserva legal		183.955	125.548	183.955	125.548
Reserva de lucros		1.744.360	942.522	1.744.360	942.522
Ajuste de avaliação patrimonial		226.931	266.012	226.931	266.012
Total do patrimônio líquido		12.081.781	11.260.617	12.081.781	11.260.617
Participação não controladores		-	-	3.869.260	3.648.327
Patrimônio líquido consolidado		12.081.781	11.260.617	15.951.041	14.908.944
Total do passivo e patrimônio líquido		12.408.013	11.583.575	28.609.833	28.569.586

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

Demonstrações do resultado

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020

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

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2021 Reapresentado nota (2.7)	2020 Reapresentado nota (2.7)	2021	2020
Receita operacional líquida	32	-	-	6.250.192	5.203.535
Custos operacionais					
Pessoal		-	-	(151.758)	(138.593)
Material		-	-	(20.327)	(24.076)
Serviços de terceiros		-	-	(99.346)	(110.533)
Energia comprada	33.2	-	-	(1.312.387)	(558.621)
Provisão para perdas não realizadas em operações de trading				(81.479)	(32.478)
Depreciação e amortização		-	-	(595.114)	(524.254)
Encargos de uso da rede elétrica	33.3	-	-	(338.778)	(313.266)
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)		-	-	(55.261)	(73.678)
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)		-	-	(9.893)	(13.448)
Seguros		-	-	(18.186)	(18.435)
Aluguéis		-	-	(822)	(1.015)
Provisões para riscos		-	-	(11.959)	(17.997)
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)		-	-	2.990	(1.344)
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	1.3	-	-	169.491	910.765
Outros		-	-	(5.693)	(6.668)
		-	-	(2.528.522)	(923.641)
Resultado bruto		-	-	3.721.670	4.279.894
Outros resultados operacionais					
Pessoal		(87.137)	(75.418)	(127.797)	(118.104)
Material		(537)	(2.345)	(1.108)	(2.808)
Serviços de terceiros		(22.996)	(27.102)	(44.676)	(52.412)
Depreciação e amortização		(6.876)	(4.922)	(101.353)	(111.376)
Seguros		(296)	(269)	(751)	(727)
Aluguéis		(603)	(753)	(3.270)	(2.728)
Provisões para riscos		-	-	77	436
Compartilhamento de despesas	29.3	63.293	67.775	-	-
Reversão a provisão para alienação de bens		-	-	1.000	-
Reversão parcial da perda estimada pela não recuperabilidade de ativos		-	-	33.366	43.483
Outros		(5.161)	(13.755)	(19.076)	(25.135)
		(60.313)	(56.789)	(263.588)	(269.371)
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	13	1.247.385	1.218.617	78.595	32.300
		1.247.385	1.218.617	78.595	32.300
Resultado antes das receitas e despesas financeiras		1.187.072	1.161.828	3.536.677	4.042.823
Resultado financeiro	34				
Receitas		16.983	24.668	694.519	905.887
Despesas		(35.644)	(32.219)	(1.772.826)	(2.437.053)
		(18.661)	(7.551)	(1.078.307)	(1.531.166)
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		1.168.411	1.154.277	2.458.370	2.511.657
Imposto de renda e contribuição social	35				
Corrente		(268)	246	(409.967)	(574.903)
Diferido		-	-	(302.527)	(154.340)
		(268)	246	(712.494)	(729.243)
Lucro líquido do período		1.168.143	1.154.523	1.745.876	1.782.414
Atribuível a					
Quotistas controladores		-	-	1.168.143	1.154.523
Quotistas não controladores		-	-	577.733	627.891
		-	-	1.745.876	1.782.414
Lucro líquido básico e diluído por ação	36	0,11768	0,11631	-	-

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

Demonstrações do resultado abrangente

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020

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

	Controladora		Consolidado	
	2021	2020	2021	2020
Lucro líquido do exercício	1.168.143	1.154.523	1.745.876	1.782.414
Outros resultados abrangentes do exercício				
Projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	1.221	(16.266)	1.903	(25.832)
Imposto de renda e contribuição social sobre projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	(415)	9.495	(647)	14.881
Ganhos atuariais com plano de pensão de benefício definido	3.194	1.909	4.982	3.171
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre ganhos atuariais	(1.086)	(599)	(1.694)	(1.111)
	2.914	(5.461)	4.544	(8.891)
Resultado abrangente do exercício	1.171.057	1.149.062	1.750.420	1.773.523

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

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020

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

	Capital social	Reservas		Lucros acumulados	Ajuste de avaliação patrimonial (*)		Patrimônio líquido da controladora	Participação dos não controladores	Total do patrimônio líquido Consolidado
		Legal	Lucros (*)		Custo atribuído	Outros resultados abrangentes			
Saldo em 31 de dezembro de 2020	9.926.535	125.548	942.522	-	278.222	(12.210)	11.260.617	3.648.327	14.908.944
Resultado abrangente do exercício									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	1.168.143	-	-	1.168.143	577.733	1.745.876
Projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	-	-	-	-	-	1.221	1.221	682	1.903
Imposto de renda e contribuição social sobre projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	-	-	-	-	-	(415)	(415)	(232)	(647)
Resultado atuarial com plano de pensão de benefício definido	-	-	-	-	-	3.194	3.194	1.788	4.982
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre resultado atuarial	-	-	-	-	-	(1.086)	(1.086)	(608)	(1.694)
	-	-	-	1.168.143	-	2.914	1.171.057	579.363	1.750.420
Ajuste investimento	-	-	61	-	-	-	61	(740)	(679)
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	63.629	(63.629)	-	-	-	-
Imposto diferido sobre a realização do ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	(21.634)	21.634	-	-	-	-
Contribuições e distribuições aos acionistas									
Transferência entre reservas	-	58.407	874.298	(932.705)	-	-	-	-	-
Dividendos intermediários	-	-	(72.521)	-	-	-	(72.521)	(221.075)	(293.596)
Dividendos propostos	-	-	-	(55.433)	-	-	(55.433)	(3.117)	(58.550)
Dividendos prescritos	-	-	-	-	-	-	-	(178)	(178)
Juros sobre capital próprio	-	-	-	(222.000)	-	-	(222.000)	(133.320)	(355.320)
	-	58.407	801.777	(1.210.138)	-	-	(349.954)	(357.690)	(707.644)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	9.926.535	183.955	1.744.360	-	236.227	(9.296)	12.081.781	3.869.260	15.951.041

	Capital social	Reservas		Lucros acumulados	Ajuste de avaliação patrimonial (*)		Patrimônio líquido da controladora	Participação dos não controladores	Total do patrimônio líquido Consolidado
		Legal	Lucros (*)		Custo atribuído	Outros resultados abrangentes			
Saldo em 31 de dezembro de 2019	9.926.535	67.822	232.874	-	305.574	(5.439)	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
Resultado atuarial com plano de pensão de benefício definido	-	-	-	-	-	1.909	1.909	1.262	3.171
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre resultado atuarial	-	-	-	(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									
Transferência entre reservas	-	57.726	810.148	(867.874)	-	-	-	-	-
Ajuste entre reservas	-	-	-	(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	942.522	-	278.222	(12.210)	11.260.617	3.648.327	14.908.944

(*) Vide nota explicativa nº 31.4

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

Demonstrações dos fluxos de caixa

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020

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

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2021 Reapresentado nota (2.7)	2020 Reapresentado nota (2.7)	2021	2020
Fluxos de caixa das atividades operacionais					
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		1.168.411	1.154.277	2.458.370	2.511.657
Ajustes em:					
Depreciação e amortização		6.876	4.922	696.467	635.630
Equivalência patrimonial		(1.247.385)	(1.218.617)	(78.595)	(32.300)
Plano de pensão		1.501	-	-	-
Apropriação de juros sobre empréstimos	20.4	-	-	73.461	77.724
Apropriação de juros sobre financiamentos	21.5	-	-	27.366	31.300
Apropriação de juros sobre debêntures	22.3	-	-	89.474	65.418
Apropriação de juros sobre partes relacionadas	28.4	-	-	177.044	265.049
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	15.2	-	-	(169.557)	(910.765)
Variação monetária referente a inadimplência CCEE		-	-	(25.789)	-
Variação dos ganhos e perdas não realizados em operação de Trading		-	-	(111.313)	(1.609)
Apropriação do ajuste a valor presente (UBP)	23.2	-	-	1.015	20.962
Amortização de custos de transação sobre financiamentos	21.5	-	-	279	280
Amortização de custos de transação de debêntures	22.3	-	-	1.804	1.581
Amortização ajuste a valor presente de provisão para grandes reparos	19.2	-	-	(392.367)	(869.183)
Atualização da provisão para grandes reparos	19.2	-	-	803.317	592.222
Variação monetária do ajuste a valor presente (UBP)	23.2	-	-	6.010	(9.486)
Variação monetária de indenização socioambiental	-	-	-	2.592	2.754
Variação monetária sobre provisão para riscos	24.2	-	-	16.901	42.323
Variação monetária sobre depósitos judiciais		-	-	(18.486)	(12.227)
Variações cambiais, líquidas, sobre partes relacionadas	28.4	-	-	228.637	1.027.438
Variação monetária TUSD-g		-	-	-	2.693
Variação monetária sobre debêntures	22.3	-	-	73.602	39.462
Variação monetária referente a liminar GSF		-	-	124.447	304.150
Provisão de juros e atualização monetária de ativos financeiros	9.1.2	-	-	(1.992.571)	(1.429.643)
Perda/ (reversão) de estimativa de crédito de liquidação duvidosa (PECLD)		-	-	(2.990)	1.344
Provisão/ (reversão) para riscos		-	-	13.498	16.780
Reversão parcial de perda pela não recuperabilidade de ativos		-	-	(33.366)	(43.483)
Ganho na baixa do ativo imobilizado / intangível	1.623	15.244	9.162	11.281	
Reversão atualização financeira pagamento da mais valia		-	1.225	-	-
Variação nos ativos:					
Clientes		-	-	947.125	(854.183)
Repactuação do risco hidrológico		-	-	260	259
Despesas antecipadas		1.588	3.731	4.016	3.904
Depósito judicial		-	-	1.310	(3.747)
Aplicações financeiras vinculadas		-	-	992	11.134
Serviços em curso		-	-	(25.128)	(19.740)
Ativo financeiro vinculado à concessão		-	-	1.074.015	1.013.456
Extensão da concessão		-	-	2.283	-
Outros créditos		(2.398)	672	34.706	(38.697)
Partes relacionadas		(228)	(505)	-	-

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

Demonstrações dos fluxos de caixa

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020

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

Continuação	Nota	Controladora		Consolidado	
		2021 Reapresentado nota (2.7)	2020 Reapresentado nota (2.7)	2021	2020
Variação nos passivos					
Fornecedores		2.067	599	326.569	672.887
Encargos setoriais		-	-	4.269	21.424
Garantias bancárias a pagar		(1.870)	(4.015)	(1.870)	(4.015)
Provisões para grandes reparos		-	-	(253.269)	(244.177)
Partes relacionadas		(124)	5	(12.690)	63
Salários, provisões e contribuições sociais		5.511	2.930	3.555	6.425
Provisão para riscos		-	-	(201.472)	(9.240)
Indenização socioambiental		-	-	(181)	581
Uso do bem público (UBP)		-	-	(3.052)	(2.642)
Receita diferida		-	-	2.697	(12.410)
Capitalização de juros sobre debêntures		-	-	116.580	37.617
Impostos, taxas e contribuições		5.853	1.113	(198.763)	(259.617)
Outras obrigações		(148)	(22.258)	(2.804)	(25.163)
Caixa (aplicado nas)/ gerado pelas operações		(58.723)	(60.677)	3.797.560	2.635.471
Imposto de renda e contribuição social pagos					
Juros pagos sobre empréstimos	20.4	-	-	(2.110)	(372.242)
Juros pagos sobre financiamentos	21.5	-	-	(72.543)	(78.793)
Juros pagos sobre debêntures	22.3	-	-	(27.391)	(31.548)
Pagamento liminar GSF	1.3	-	-	(121.688)	(100.452)
Pagamentos de variação monetária sobre debêntures	22.3	-	-	(1.945.097)	-
Juros pagos sobre partes relacionadas	28.4	-	-	(102.170)	(28.691)
Juros sobre capital próprio recebidos	12	398.868	140.871	18.899	12.396
Dividendos recebidos	11	528.906	178.846	23.416	51.512
Caixa líquido (aplicado nas)/ gerado pelas atividades operacionais		869.051	256.930	1.032.397	1.844.522
Fluxos de caixa das atividades de investimentos					
Investimentos	13.1	61	-	61	-
Aplicações financeiras vinculadas	5.2	-	-	(1.111)	(9.538)
Adições no ativo imobilizado e intangível		(48.650)	(15.873)	(169.595)	(90.233)
Caixa líquido (aplicado nas)/ gerado pelas atividades de investimentos		(48.589)	(15.873)	(170.645)	(99.771)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos					
Valor recebido pela emissão de debêntures	22.3	-	-	1.345.000	-
Custo de transação pela emissão de debêntures	22.3	-	-	(24.511)	1.474
Pagamentos de empréstimos	20.4	-	-	(675.000)	(675.000)
Pagamentos de financiamentos	21.5	-	-	(50.854)	(50.853)
Pagamentos de partes relacionadas	28.4	-	-	(607.622)	(917.600)
Pagamentos de debêntures	22.3	-	-	(263.341)	(299.992)
Pagamento de juros sobre capital próprio	26	(199.750)	(531.250)	(391.410)	(793.111)
Pagamento de dividendos		(119.697)	(921.083)	(362.599)	(1.289.747)
Fluxo de caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento		(319.447)	(1.452.333)	(1.030.337)	(4.024.829)
(Redução)/ Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa		501.015	(1.211.276)	(168.585)	(2.280.078)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		55.184	1.266.460	1.486.446	3.766.524
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício		556.199	55.184	1.317.861	1.486.446
(Redução)/ Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa		501.015	(1.211.276)	(168.585)	(2.280.078)

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

Demonstrações do valor adicionado

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020

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

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2021	2020	2021	2020
Receitas					
Venda de energia e outros serviços	32	-	-	4.878.426	4.334.397
Receita de ativos financeiros		-	-	1.992.571	1.433.205
Estimativa para créditos de liquidação duvidosa		-	-	2.991	(1.344)
		-	-	6.873.988	5.766.258
Insumos adquiridos de terceiros					
Energia comprada e encargos de uso da rede		-	-	(1.820.518)	(946.779)
Provisão para perdas não realizadas em operações de trading		-	-	(81.479)	(32.478)
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)		-	-	169.491	910.765
Materiais e serviços de terceiros		39.761	(29.447)	(165.519)	(185.606)
Outros custos operacionais		(5.232)	62.112	(19.543)	(14.406)
		34.529	32.665	(1.917.568)	(268.504)
Valor adicionado bruto		34.529	32.665	4.956.420	5.497.754
Depreciação e amortização	14 e 15	(6.876)	(4.921)	(696.538)	(636.923)
Valor adicionado líquido produzido		27.653	27.744	4.259.882	4.860.831
Equivalência patrimonial	13	1.247.385	1.218.616	78.595	32.300
Outras receitas financeiras		373.335	353.316	1.063.911	1.030.533
Valor adicionado recebido em transferência		1.620.720	1.571.932	1.142.506	1.062.833
Valor adicionado total a distribuir		1.648.373	1.599.676	5.402.388	5.923.664
Distribuição do valor adicionado					
Pessoal					
Remuneração direta		42.012	33.727	146.203	126.158
Benefícios		16.675	16.667	52.247	59.474
FGTS		3.332	2.936	12.104	10.935
Provisão para gratificação (bônus)		40	1.206	377	1.164
Participação nos resultados		13.884	10.693	31.311	26.880
Encargos sociais (exceto INSS)		-	-	649	3.072
		75.943	65.229	242.891	227.683
Impostos, taxas e contribuições					
Federais		60.480	80.981	1.224.208	1.301.754
Estaduais		80	1.798	47.606	44.908
Municipais		164	345	56.994	75.562
		60.724	83.124	1.328.808	1.422.224
Remuneração de capitais de terceiros					
Aluguéis		1.034	1.296	5.035	4.597
Outras despesas financeiras		300.534	297.591	2.037.783	2.488.833
		301.568	298.887	2.042.818	2.493.430
Remuneração de capitais próprios					
Juros sobre capital próprio		222.000	234.973	222.000	234.973
Dividendos		55.433	47.730	55.433	47.730
Lucros retidos		932.705	869.733	932.705	869.733
Participação dos não-controladores nos lucros retidos		-	-	577.733	627.891
		1.210.138	1.152.436	1.787.871	1.780.327
Valor adicionado distribuído		1.648.373	1.599.676	5.402.388	5.923.664

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

Notas explicativas da Administração para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e de 2020

(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 e 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 2021, o Grupo apresentou um capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 567.344, o que representa uma melhora de 66,0% no Consolidado em comparação a 31 de dezembro de 2020. O saldo do capital circulante líquido está negativo em 2021, em virtude de:

- Pagamento referente ao acordo GSF, ocorrida no 1º trimestre de 2021;
- Constituição de Juros sobre capital próprio;
- Reclassificação do AVP de provisão para grandes reparos entre o passivo não circulante e o passivo circulante;
- Transferência do não circulante para o circulante referente ao principal da 1ª emissão de debêntures série 1.
- Transferência de não circulante para o circulante referente a dívida com a CTG (Luxembourg) em partes relacionadas.
- Transferência do não circulante para o circulante referente à parcela do principal da 8ª emissão série 1, 4ª e 7ª emissão série 2 de debêntures.

A Administração analisou toda informação disponível em seus fluxos de caixa projetados e concluiu que contará com recursos suficientes para honrar com suas obrigações, decorrente da geração de caixa resultante de suas atividades operacionais.

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:

De acordo com a REH 2.919/2021 que homologa o prazo de extensão da outorga das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) houve uma prorrogação do prazo de concessão na média de aproximadamente 37 meses.

Contrato de concessão Aneel / Resolução autorizativa Aneel	Usina	Tipo	UF	Rio	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Início da concessão	Vencimento concessão	Vencimento concessão (*)
Nº 76/1999	Jurumirim	UHE	SP	Paranapanema	101,0	44,7	22/09/1999	21/09/2029	17/04/2032
Nº 76/1999	Chavantes	UHE	SP/PR	Paranapanema	414,0	169,1	22/09/1999	21/09/2029	30/03/2032
Nº 76/1999	Salto Grande	UHE	SP/PR	Paranapanema	73,8	52,3	22/09/1999	21/09/2029	11/05/2032
Nº 76/1999	Capivara	UHE	SP/PR	Paranapanema	643,0	329,1	22/09/1999	21/09/2029	21/04/2032
Nº 76/1999	Taquaracu	UHE	SP/PR	Paranapanema	525,0	195,6	22/09/1999	21/09/2029	19/04/2032
Nº 76/1999	Rosana	UHE	SP/PR	Paranapanema	354,0	173,9	22/09/1999	21/09/2029	15/04/2032
Nº 183/1998	Canoas I	UHE	SP/PR	Paranapanema	82,5	54,2	30/07/1998	29/07/2033	29/07/2037
Nº 183/1998	Canoas II	UHE	SP/PR	Paranapanema	72,0	45,6	30/07/1998	29/07/2033	26/07/2037
Nº 549/2002	Retiro	PCH	SP	Sapucaí	16,0	8,1	10/10/2002	09/10/2032	21/11/2034
Nº 706/2002	Palmeiras	PCH	SP	Sapucaí	16,5	8,1	18/12/2002	17/12/2032	05/06/2036
Nº 03/2010	Garibaldi	UHE	SC	Canoas	191,9	86,3	14/12/2010	19/07/2046	11/01/2051
Nº 90/2002	Salto	UHE	GO	Verde	116,0	66,1	11/12/2002	07/04/2039	06/04/2046
Nº 01/2016	Jupiá	UHE	SP/MS	Paraná	1.551,2	889,2	05/01/2016	02/07/2046	17/04/2047
Nº 01/2016	Ilha Solteira	UHE	SP/MS	Paraná	3.444,0	1.731,5	05/01/2016	02/07/2046	18/04/2047
					7.600,9	3.853,8			

(*) Prazo ajustado de acordo com a REH 2.919/2021.

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

A severa crise hidrológica ocorrida entre 2012 e 2018, somada a uma mudança estrutural da matriz elétrica, com a entrada massiva de fontes intermitentes, e outros fatores exógenos à hidrologia em si, causaram a redução dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas e elevaram o despacho das usinas termoelétricas ao máximo. Isso fez com que o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) atingisse seu teto em diversos meses 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.

Após longo período de discussões, inclusive judiciais, foi editada a Lei nº 14.052/2020, que apresentou as diretrizes sobre a compensação, mediante a prorrogação dos prazos dos contratos de concessão aos titulares de usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), pela parte da exposição não correspondente ao risco hidrológico, 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.

Diante das diretrizes de governança do Grupo e das informações disponíveis, o Conselho de Administração, em reunião ocorrida em 29 de dezembro de 2020, aprovou que fossem tomadas as medidas necessárias para adesão ao acordo pelo valor referente a extensão pela repactuação do risco hidrológico que trata a lei 14.052, regulamentada pela REN 895/2020.

Para ter o direito à compensação, mediante a prorrogação dos prazos dos contratos de concessão, os agentes renunciaram à disputa judicial cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE e a qualquer alegação de direito sobre o qual se

funda a referida ação. Segundo a normatização, além da desistência da ação judicial, automaticamente, os agentes também devem quitar eventuais débitos dessas liminares junto à CCEE. Assim, o pagamento que competia ao grupo foi feito já no 1º trimestre de 2021, no montante de R\$ 1.945.428.

Ainda de acordo com a Lei nº 14.052/2020 e REN 895/2020, foram confirmados, em agosto e setembro, respectivamente pela Resolução Homologatória Aneel 2.919/2021 e Resolução Homologatória Aneel 2.932/2021, os valores divulgados em março daquele ano, referentes às usinas da Rio Paraná, Rio Paranapanema, Rio Sapucaí-Mirim, Rio Canoas e Rio Verde a serem resarcidos às usinas sob administração do Grupo, em função do acordo referentes a riscos “não hidrológicos”. Como efeito, o Grupo reconheceu complemento em seu ativo intangível de R\$ 169.491, no 3º trimestre de 2021.

Dentre os complementos homologados em agosto de 2021, tendo como base os cálculos disponibilizados pela CCEE, a controlada Rio Paraná registrou, após aprovações de acordo com a governança do Grupo, no terceiro trimestre de 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 de aproximadamente 10 meses nos contratos de concessão das usinas de Ilha Solteira e Jupiá. Para as demais controladas, foram feitos complementos às estimativas registradas ainda em 2020.

Ao deliberar sobre o recurso, a Diretoria da Aneel decidiu, por maioria, acatar parcialmente os pleitos realizados pelos agentes através da alteração dos critérios previstos na REN nº 895/2020, de maneira que os cálculos anteriormente apresentados pela CCEE em março foram alterados e, no grupo, repercutiram efeito apenas na controlada Rio Canoas, no montante de R\$ 9.963, cujos valores de ressarcimento foram confirmados em Setembro, pela Resolução Homologatória Aneel 2.932/21.

A alteração aprovada constou da Lei 14.182/2021, publicada em 13/07/2021, conversão da Medida Provisória (MPV) nº 1.031/2021, que tratou da desestatização da Eletrobras. O texto aprovado incluiu outros pleitos realizados pelos agentes no âmbito do recurso parcialmente pendente de votação na Aneel.

Em atendimento ao cronograma da Lei nº 14.052/2020, em 29 de setembro o Grupo protocolou na Aneel a documentação para a adesão ao acordo do GSF relativa às UHEs Capivara, Chavantes, Taquaruçu, Salto Grande, Jurumirim, Rosana, Garibaldi, Jupiá e Ilha Solteira e às PCHs Palmeiras e Retiro. E em 08 de outubro, a documentação relativa às UHEs Canoas I e II, cuja titularidade é compartilhada pela controlada Rio Paranapanema Energia com a CBA. A documentação relativa à UHE Salto foi protocolada em 07 de outubro. A documentação consistia em pedido de homologação, comprovação de desistência da ação judicial e renúncia de alegação de direito sobre o qual se funda a ação e Termo de compromisso elaborado pela Aneel.

Em 03 de dezembro de 2021, o Grupo protocolou recurso administrativo perante a Aneel em que se pleiteia a restituição de parte da correção do IGP-M incidente sobre os valores pagos por ocasião da quitação do passivo ligado à discussão do GSF a partir da decisão pela adesão ao “Acordo GSF” nos termos da Lei 14.120/2020. A parcela pleiteada corresponde à metodologia aplicada pela Aneel e CCEE onde foram desconsiderados no cálculo da atualização monetária os meses onde o IGP-M apresentou variação negativa (deflação). Os valores envolvidos são da ordem de R\$ 65 milhões no Consolidado.

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. Assim, a partir desta data, houve uma redução de aproximadamente 5% da garantia física da Controlada Rio Paranapanema Energia em relação à garantia física vigente em dezembro de 2017.

Em 2 de fevereiro de 2018, a Controlada 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 desta Portaria e questionar os parâmetros de garantia física. Em ambas as ações, as liminares não foram concedidas em primeira instância.

Entre os anos de 2018 e 2020, a Controlada Rio Paranapanema Energia obteve liminares para afastar a aplicabilidade da Portaria em relação às UHEs, no entanto as sentenças proferidas em 2019 foram desfavoráveis, das quais houve apelação.

Em 16 de dezembro de 2020 foi proferida decisão judicial em sede de apelação que confirmou e estabilizou o efeito da liminar da Controlada Rio Paranapanema Energia no sentido de não se aplicar os efeitos da Portaria nº 178/2017. Para mais informações, vide nota explicativa nº 16.

1.4.2. Controlada - Rio Paraná 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 entrem 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).

1.5. Marco legal do setor elétrico

Em 2017, o MME lançou as Consultas Públicas (CP) 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.

O Projeto de Lei (PL) 232/2016, que em uma de suas versões acatou os principais pontos das CPs discutidas no âmbito do MME para mudanças estruturais no SEB, 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 PL 232 por meio de outros instrumentos, solar, eólica e biomassa, o projeto deverá ser revisto e readaptado ao momento atual do setor elétrico.

Em 14 de dezembro de 2021, a Comissão Especial do PL 1917/2015, que também trata de temas relacionados à modernização do setor, aprovou o relatório do projeto. Os principais temas aprovados no texto são: abertura total do mercado em até 72 meses, separação de lastro e energia, formação de preço, garantias financeiras, novas regras para prorrogação das concessões.

Em 01 março de 2021 foi publicada a Lei 14.120 que, dentre outros temas, aprovou o fim dos subsídios na tarifa para novos empreendimentos de energia solar, eólica e de biomassa após 12 meses, contados a partir da publicação da lei. Os descontos para novos empreendimentos

hidráulicos até 30 MW serão concedidos por 5 anos adicionais. A partir desta data, os descontos serão reduzidos para 25% nos 5 anos seguintes.

1.6. COVID-19

1.6.1. Impactos causados pela pandemia e medidas adotadas pela Companhia

Diante do cenário desafiador e incerto imposto pela pandemia do Covid-19, o Grupo implantou um Comitê Executivo Multidisciplinar que estabeleceu e acompanhou o andamento de programas e ações, com os objetivos de garantir a segurança e proteção dos seus profissionais e prestadores de serviço, minimizar os impactos nas suas atividades e garantir a continuidade das suas operações em seu mais alto nível.

A partir disso, foi desenvolvido um protocolo de atendimento médico e disponibilizado um canal através da telemedicina, para acompanhamento diário da evolução do quadro de saúde, esclarecimento de dúvidas e encaminhamento, quando necessário, à unidade de atendimento hospitalar visando garantir a correto tratamento ao profissional. Em complemento a estas ações, foi implementado o processo de testagem PCR para todos os profissionais que regularmente acessam as suas unidades.

Adicionalmente, campanhas de comunicação e conscientização foram estabelecidas com o objetivo de apresentar as mais recentes informações científicas, assim como a realização de palestras virtuais com alguns dos mais renomados e reconhecidos profissionais nas áreas científicas no Brasil.

Entre outras ações práticas, intensificou as medidas de higienização e limpeza nos locais de comum acesso para reduzir o risco de contágio.

Com a evolução da vacinação no Brasil, as atividades presenciais nos escritórios do Grupo foram retomadas de forma gradual a partir de setembro, priorizando os profissionais com vacinação completa, que deverão seguir rígido protocolo sanitário definido pelo Comitê Executivo Multidisciplinar e que acessarão a estas localidades em dias alternados, para maior segurança e saúde de todos.

Esforços também foram direcionados na gestão feita pelas áreas Comercial e Financeira junto à carteira de clientes, revisitando seus níveis de contratação, de forma a evitar perdas financeiras, cujo resultado foi alcançado com sucesso até o momento. Da mesma forma, a Administração acompanhou a evolução dos contratos com seus principais fornecedores, assegurando que as obrigações contratuais seguissem sendo cumpridas.

Principalmente pela atividade do Grupo ser essencial para o funcionamento da economia e assistência à pandemia, não houve impactos relevantes no desempenho de suas operações e nem em seu fluxo de caixa. Como contribuição à sociedade, foram investidos recursos em termos de tempo de suas equipes e financeiros, na viabilização das ações de prevenção e controle da proliferação do vírus.

A retração das atividades econômicas no mercado nacional foi amenizada pela estratégia de sazonalização e gestão do balanço energético do Grupo. Já a trajetória de fortes oscilações em diversos índices no mercado financeiro demandou grande esforço da Administração para minimizar seus impactos.

Embora não tenha ocorrido nenhum grande impacto financeiro, os riscos em decorrência da pandemia permanecem incertos e, com isso, sem mensuração segura. Inclusive, existe a exposição a eventuais restrições legais e de mercado que podem ser impostas pelo Governo e demais reguladores. Assim, não é possível assegurar que não haverá impactos futuros nas operações enquanto a pandemia perdurar.

1.6.2. Determinações regulatórias

Em decorrência da pandemia e seus impactos sobre o setor elétrico, foi publicada a MPV nº 950/2020, regulamentada pelo Decreto 10.350/2020, autorizando a criação da Conta-Covid, administrada pela CCEE, com o objetivo de receber recursos para cobrir déficits ou antecipar receitas às concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica – elo do Setor extremamente prejudicado pelos rebatimentos econômicos que o estado de calamidade pública imprimiu ao país. Os critérios e procedimentos para gestão da Conta-Covid foram discutidos sob a forma de Consulta Pública no âmbito da Aneel e regulamentados pela REN 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.

Em paralelo, a Aneel homologou as regras de repasse dos recursos dos programas de P&D e EE destinados à modicidade tarifária à CDE.

De acordo com a Lei nº 14.120/2021, serão destinados à CDE os recursos não comprometidos com projetos contratados ou iniciados entre 1º de setembro de 2020 e 31 de dezembro de 2025 no limite de 70% dos valores investidos em pesquisa e desenvolvimento, com a presente obrigação a Companhia repassou o valor de R\$ 1.299 referente ao período de 01 de setembro de 2020 até 31 de janeiro de 2021 e a partir do mês de Fevereiro de 2021 deverá repassar o percentual de 30% dos recursos de P&D para CDE, conforme despacho nº 904 de 30 de março de 2021.

1.7. Crise hídrica

O Brasil enfrenta a pior crise hídrica dos últimos 91 anos e, diante desse cenário, diversos reservatórios de hidrelétricas no país estão próximos do seu nível mínimo para a geração de energia elétrica.

Os sistemas do Sudeste (onde se localizam as usinas hidrelétricas do Grupo) e Centro-Oeste, responsáveis por cerca de 70% da geração hidrelétrica do país, têm sofrido uma deterioração rápida da situação hidrológica, e atualmente operam com volume bem reduzido.

A verificação dos baixos níveis de afluência no último período, em comparação aos níveis históricos, preocupou os órgãos reguladores quanto à capacidade de atendimento da matriz energética brasileira e, por consequência, direcionou no terceiro trimestre o despacho de todo parque de usinas térmicas disponíveis.

Dentro desse contexto, os preços de energia (PLD) atingiram o teto estabelecido pela Aneel (R\$ 583,88/MWh) ao longo do período seco, além do GSF apurado em patamares muito aquém do estimado, que gerou um aumento muito além do previsto na linha de custo de compra de energia.

Em razão da crise hídrica, em 01 de junho de 2021 foi publicada a Resolução nº 77 da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), que declara situação crítica de escassez quantitativa dos recursos hídricos na Região Hidrográfica do Paraná.

Em 28 de junho, foi instituída a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), com vistas a estabelecer medidas emergenciais para otimizar o uso dos recursos hidroenergéticos.

A partir da instituição da CREG, foram aprofundados os estudos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em conjunto com a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)

e agentes concessionários, sobre a evolução das condições de operação dos reservatórios e encaminhamento para avaliação do CMSE em caso de necessidade de ajuste da programação da geração.

Diante do cenário instalado, foi criado, pela CTG, uma equipe de Crise composta pelas áreas Jurídica, Regulatória, Meio Ambiente, Engenharia da Operação e Comunicação, cujo objetivo é otimizar os recursos disponíveis para mitigar os efeitos desse momento desafiador em razão da escassez hídrica. Esse grupo segue acompanhando e participando das iniciativas, que zelam pela continuidade do negócio, como atendimento aos compromissos assumidos para manutenção da concessão, preservação da imagem do Grupo e seus administradores e divulgações aplicáveis e cumprindo as determinações regulatórias com o objetivo de conter os impactos da estiagem, bem como o impacto em suas operações e nas informações contábeis.

A situação hidrológica apresentou melhoras significativas a partir de outubro, mas os níveis de reservatório seguem críticos e a operação do sistema e as consequências desta operação sobre os resultados seguem sendo monitorados de perto pela CTG.

1.8. Redução da defluência das UHEs Jupiá e Ilha Solteira

1.8.1. Controlada Rio Paraná

A situação hidrológica na qual se encontravam as bacias hidrográficas do Sistema Interligado Nacional (SIN) no final do 1º trimestre de 2021, caracterizada como a pior do histórico de 91 anos para a bacia do Rio Paraná motivou a solicitação em 22 de março, pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), de flexibilização da vazão defluente mínima estabelecida para a UHE Jupiá, com o objetivo de contribuir para a preservação dos estoques armazenados em reservatórios de cabeceira do rio e manutenção da segurança hídrica da bacia. A previsão de condições desfavoráveis para o período seco levou a nova solicitação do ONS, em 07 de maio, para que fosse avaliada a possibilidade de a Controlada aumentar a amplitude dos testes de forma a praticar defluências inferiores a 3.200m³/s, na direção de 2.500m³/s.

Em reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) de 27 de maio, foi reconhecida a importância da implementação das flexibilizações das restrições hidráulicas de algumas usinas hidrelétricas, dentre elas, as UHEs Jupiá e Ilha Solteira.

Diante disso, em 01 de junho, foi publicada a Resolução da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) nº 77, que reconhece a situação crítica de escassez quantitativa dos recursos hídricos na Região Hidrográfica do Paraná até 30 de novembro de 2021 e subsidia a adoção de medidas temporárias para assegurar os usos múltiplos da água e buscar a segurança hídrica.

Em 11 de junho de 2021, a Portaria nº 524 foi publicada determinando início imediato da realização de testes de redução de defluência mínima praticada na UHE Jupiá, até atingir o valor de 2.300 m³/s de forma estável, a partir de 1º de julho de 2021.

Com o objetivo de proporcionar a devida governabilidade das cascatas hidráulicas, preservar o uso da água e garantir a segurança e continuidade do suprimento de energia elétrica ao longo do período seco de 2021, em 21 de junho, a ANA publicou a Resolução nº 84/2021, autorizando a operação excepcional do reservatório da hidrelétrica Ilha Solteira, mantendo um nível igual ou superior a 325,00 m entre 1º de julho e 6 de agosto. Vale destacar que o valor de 325,40 m é a cota mínima necessária para permitir a navegabilidade da Hidrovia Tietê-Paraná, conforme consta na Outorga de Direito de Recursos Hídricos nº 1.297/2019 da UHE Ilha Solteira.

Na sequência, em 28 de junho, foi publicada a MPV 1.055, instituindo a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), com vistas a estabelecer medidas emergenciais para otimizar o uso dos recursos hidroenergéticos e para o enfrentamento da

situação de escassez hídrica, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no País.

A CREG emitiu oito atas de reunião, com determinações compulsórias relativas à vazão defluente mínima da UHE Jupiá e cota mínima de operação do reservatório da UHE Ilha Solteira (e da UHE Três Irmãos), com impacto na operação da Hidrovia Tietê-Paraná, que foi paralisada oficialmente na data de 26 de agosto de 2021, quando a última embarcação realizou a travessia.

Na 8ª Ata e última Ata de 5 de novembro de 2021, a CREG estabeleceu, adicionalmente, redução de defluência da UHE Jupiá no período de abril/2022 a outubro/2022, sendo março/2022 o mês de transição para realização da redução.

Desta forma, ao longo de 2021 foram elaborados pela RPESA planos técnicos de monitoramento e mitigação ambiental a jusante da UHE Jupiá, aprovados pelo IBAMA, em conexão com as diretrizes obrigatórias estabelecidas pelos órgãos competentes referente à flexibilização (redução) da vazão defluente mínima desta usina hidrelétrica.

A CREG foi extinta em 7 de novembro, devido término do prazo de vigência da Medida Provisória nº 1.055/2021.

Assim, em 20 de dezembro de 2021, a Controlada Rio Paraná - celebrou o Protocolo de Compromisso com a concessionária ANA – Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico, tendo o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS como interveniente-anuente, com o objetivo de restabelecer as condições mínimas normais de operação da Usina Hidrelétrica de Ilha Solteira dispostas a Outorga nº 1.297/2019, com previsão de atingimento da cota de 325,40 m na data de 31 de maio de 2022, desde que atendidas as premissas constantes do referido documento, permitindo o restabelecimento das condições de navegabilidade da Hidrovia Tietê-Paraná.

1.9. Atualização da RAG ciclo 2021/2022

1.9.1. Controlada Rio Paraná

Foi publicada em 22 de julho de 2021 Resolução homologatória nº 2.902/2021 para a RAG referente ao período de julho/2021 até junho/2022, com reajuste de 9,07%, sendo que houve um acréscimo de R\$ 19,5 milhões na RAG correspondente à parcela de ajuste pela indisponibilidade Apurada ou Desempenho Apurado (Ajl) que afere o padrão de qualidade da UHE, devido aos bons índices de disponibilidade (dezembro/2020) das UHEs Ilha Solteira (94,36%) e Jupiá (91,42%), resultado da eficiente gestão das usinas.

1.10. Companhias controladas:

1.10.1. 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 Jupiá e da Usina Hidrelétrica Ilha Solteira. O valor pago pela bonificação pela Outorga (BO) dos dois lotes foi de R\$ 13.803.752.

1.10.1.1. 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 Jupiá, tais atividades operacionais constituem um serviço público e são regidas por contrato firmado entre a Controlada e o Departamento Nacional de Infraestrutura e Transportes (DNIT).

Em 2020, o DNIT abriu nova licitação para contratação de um prestador para realizar as atividades de operação e manutenção da eclusa, a Controlada não teve interesse em participar de tal processo licitatório.

Conforme ofício nº 45211/2021 emitido pelo DNIT no dia 09 de abril de 2021, a Controlada foi notificada para a paralisação da prestação de serviço do sistema de transposição de desnível da UHE Engenheiro Sousa Dias a partir de 12 de abril de 2021. A Controlada Rio Paraná Eclusas encontra-se em tratativas com o Órgão Governamental para solução de questões administrativas, visando a transferência das atividades e o encerramento do contrato que atualmente está suspenso.

A partir da solução dessas pendências e do encerramento do contrato com o DNIT, a Administração deve seguir com a incorporação da entidade jurídica pela sua Controladora Rio Paraná Energia S.A. A partir da incorporação das atividades, os ativos e passivos residuais serão tratados e/ou transferidos para sua Controladora.

1.10.2. 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 e o acordo do GSF o término da concessão passou a ser de 06 de abril de 2046.

1.10.3. 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 Abdón 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.

1.10.4. 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.

1.10.5. 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.

1.10.6. 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.

1.10.6.1. 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.

1.10.6.2. 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, quanto 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.

1.10.6.3. 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).

1.11. *Participações societárias*

1.11.1. 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.

A EDP divulgou que este ativo está disponível para venda, a CTG Brasil permanece o ativo como investimento e avaliará oportunamente seu direito de preferência pela compra.

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.

A EDP divulgou que este ativo está disponível para venda, a CTG Brasil permanece o ativo como investimento e avaliará oportunamente seu direito de preferência pela compra.

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.

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

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

A reemissão 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 3.5.

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 35)
- ii. Vida útil de ativos de longa duração e *impairment* (nota explicativa nº 14 e 15)
- iii. Provisões e passivos contingentes (nota explicativa nº 25)
- iv. Variação da curva de preço da Trading (nota explicativa nº 28)
- v. Ativo financeiro vinculado a concessão (nota explicativa nº 9)

2.6. 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 controladas; 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 2021 está descrita na nota explicativa nº 13.

2.7. Reemissão e reapresentação das cifras comparativas

A Companhia está reapresentando suas demonstrações financeiras originalmente autorizadas pelo Conselho de Administração e emitidas em 25 de fevereiro de 2022, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021, 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 2021 e 2020 (apresentadas para fins de comparação), foram ajustadas e estão sendo reapresentadas.

Os efeitos da reapresentação estão demonstrados a seguir:

Ativo	Nota	Controladora		
		2021		
		Original	Ajuste	Reapresentado
Circulante				
Total do ativo circulante		884.973	-	884.973
Não circulante				
Investimentos	13	10.406.736	1.037.541	11.444.277
Intangível	15	1.090.427	(1.037.541)	52.886
Total do ativo não circulante		11.497.163	-	11.497.163
Total do ativo		12.382.136	-	12.382.136

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

	Nota	Controladora					
		2021			2020		
		Original	Ajuste	Reapresentado	Original	Ajuste	Reapresentado
Outros resultados operacionais							
Depreciação e amortização	14 e 15	(93.803)	86.927	(6.876)	(103.606)	98.685	(4.921)
Resultado de participações societárias							
Equivalência patrimonial	13	1.334.312	(86.927)	1.247.385	1.317.301	(98.685)	1.218.616
Lucro líquido do período		1.168.143	-	1.168.143	1.154.523	-	1.154.523

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 em vigência a partir de 01 de janeiro de 2021 não geraram impactos em suas demonstrações financeiras.

Estes novos pronunciamentos estão demonstrados abaixo:

- Benefícios relacionados à Covid-19 concedidos para arrendatários em contratos de arrendamento (CPC 06/ IFRS 16).
- Contrato de seguro, modelo mais abrangente dos contratos de seguros para a contabilidade (CPC 50/ IFRS 17)

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 dessas 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 à 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.

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.

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.

Conforme mencionado na nota explicativa 1.1 sobre o CCL negativo e sobre a normalização desse indicador, o Grupo monitora constantemente seus fluxos de caixa projetados e concluiu que contará com recursos suficientes para honrar com suas obrigações, decorrentes da geração de caixa resultante de suas atividades operacionais. Além disso, em caso de qualquer eventualidade, o Grupo poderá estruturar novos financiamentos e, também, contará com suporte financeiro da sua Controladora em última instância a China Three Gorges Corporation.

Em virtude da reclassificação da dívida para curto prazo da Controlada Rio Verde Energia, 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.	Variação DI + 1,05% ao ano	-	-	141.434	125.807	-	267.241
Debêntures 1ª emissão série 2	Rio Parana Energia S.A.	Variação IPCA + 6,15% ao ano	-	-	18.467	19.082	348.088	385.637
Debêntures 2ª emissão série 1	Rio Parana Energia S.A.	Variação DI + 1,20% ao ano	-	-	23.784	19.138	203.786	246.708
Debêntures 2ª emissão série 2	Rio Parana Energia S.A.	Variação IPCA + 4,63 % ao ano	-	-	32.860	33.955	1.161.151	1.227.966
Tokyo-Mitsubishi	Rio Parana Energia S.A.	DI + 0,45% ao ano	-	34.587	753.669	704.532	-	1.492.788
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	Rio Parana Energia S.A.	4,29% + Dólar	-	-	865.927	1.078.427	1.976.656	3.921.010
BNDES	Rio Verde Energia S.A	TJLP	2.599	124.901	-	-	-	127.500
BNDES	Rio Canoas Energia S.A	TJLP	4.122	7.714	35.151	45.406	268.235	360.628
Debêntures 4ª emissão série 2	Rio Parapananema Energia S.A.	Variação IPCA + 6,07 % ao ano	-	-	157.708	155.247	-	312.955
Debêntures 7ª emissão série 2	Rio Parapananema Energia S.A.	Variação IPCA + 5,90 % ao ano	-	3.716	133.401	-	-	137.117
Debêntures 8ª emissão série 1	Rio Parapananema Energia S.A.	Variação 106,75% do DI ao ano	-	86.951	4.926	84.280	-	176.157
Debêntures 8ª emissão série 2	Rio Parapananema Energia S.A.	Variação IPCA + 5,50 % ao ano	-	10.991	-	11.476	236.492	258.959
Debêntures 9ª emissão série 1	Rio Parapananema Energia S.A.	Variação DI + 1,40% ao ano	-	7.564	11.143	20.210	188.993	227.910
Debêntures 9ª emissão série 2	Rio Parapananema Energia S.A.	Variação DI + 1,65% ao ano	-	13.864	20.370	36.755	378.468	449.457
			6.721	290.288	2.198.840	2.334.315	4.761.869	9.592.033

Conforme nota explicativa 41.2, a controlada Rio Verde, obteve anuênciia para suspender a exigência da antecipação da dívida pelo BNDES, desta forma, o cronograma de pagamento retorna para o calendário original conforme abaixo:

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.	Variação DI + 1,05% ao ano	-	-	141.434	125.807	-	267.241
Debêntures 1ª emissão série 2	Rio Parana Energia S.A.	Variação IPCA + 6,15% ao ano	-	-	18.467	19.082	348.088	385.637
Debêntures 2ª emissão série 1	Rio Parana Energia S.A.	Variação DI + 1,20% ao ano	-	-	23.784	19.138	203.786	246.708
Debêntures 2ª emissão série 2	Rio Parana Energia S.A.	Variação IPCA + 4,63 % ao ano	-	-	32.860	33.955	1.161.151	1.227.966
Tokyo-Mitsubishi	Rio Parana Energia S.A.	DI + 0,45% ao ano	-	34.587	753.669	704.532	-	1.492.788
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	Rio Parana Energia S.A.	4,29% + Dólar	-	-	865.927	1.078.427	1.976.656	3.921.010
BNDES	Rio Verde Energia S.A	TJLP	2.599	124.901	22.291	28.428	69.203	127.500
BNDES	Rio Canoas Energia S.A	TJLP	4.122	7.714	35.151	45.406	268.235	360.628
Debêntures 4ª emissão série 2	Rio Parapananema Energia S.A.	Variação IPCA + 6,07 % ao ano	-	-	157.708	155.247	-	312.955
Debêntures 7ª emissão série 2	Rio Parapananema Energia S.A.	Variação IPCA + 5,90 % ao ano	-	3.716	133.401	-	-	137.117
Debêntures 8ª emissão série 1	Rio Parapananema Energia S.A.	Variação 106,75% do DI ao ano	-	86.951	4.926	84.280	-	176.157
Debêntures 8ª emissão série 2	Rio Parapananema Energia S.A.	Variação IPCA + 5,50 % ao ano	-	10.991	-	11.476	236.492	258.959
Debêntures 9ª emissão série 1	Rio Parapananema Energia S.A.	Variação DI + 1,40% ao ano	-	7.564	11.143	20.210	188.993	227.910
Debêntures 9ª emissão série 2	Rio Parapananema Energia S.A.	Variação DI + 1,65% ao ano	-	13.864	20.370	36.755	378.468	449.457
			6.721	170.366	2.221.131	2.362.743	4.831.072	9.592.033

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, que para quase todas as controladas foram atendidas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações. Apenas para a controlada Rio Verde essas cláusulas restritivas não foram atendidas num aspecto e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, uma vez que se trata de situação atípica em razão do pagamento pontual pelo acordo do GSF. (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 às 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 2021 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	
			2021	Cenário Provável
Ativos financeiros				
Aplicações financeiras	DI	11,36%	556.131	63.154
Instrumentos financeiros	Controlada	Indexador	Variação Provável do Indexador	Consolidado
				2021
Ativos financeiros				
Aplicações financeiras	Consolidado	DI	11,36%	1.312.749
Aplicações financeiras vinculadas	Consolidado	DI	11,36%	22.833
Ativo financeiro vinculado a concessão	Rio Parana Energia S.A.	IPCA	5,47%	11.410.424
				12.746.006
				776.097
Passivos financeiros				
Debêntures 4ª emissão série 2	Rio Parapananema Energia S.A.	IPCA + 6,07% ao ano	5,47%	(279.689)
Debêntures 5ª emissão série 2	Rio Parapananema Energia S.A.	IPCA + 7,01% ao ano	5,47%	-
Debêntures 7ª emissão série 1	Rio Parapananema Energia S.A.	DI + 0,40% ao ano	5,47%	-
Debêntures 7ª emissão série 2	Rio Parapananema Energia S.A.	IPCA + 5,90% ao ano	5,47%	(128.344)
Debêntures 8ª emissão série 1	Rio Parapananema Energia S.A.	106,75% do DI ao ano	11,36%	(164.786)
Debêntures 8ª emissão série 2	Rio Parapananema Energia S.A.	IPCA + 5,50% ao ano	5,47%	(204.950)
Debêntures 9ª emissão série 1	Rio Parapananema Energia S.A.	DI + 1,40% ao ano	11,36%	(185.521)
Debêntures 9ª emissão série 2	Rio Parapananema Energia S.A.	DI + 1,65% ao ano	11,36%	(329.905)
BNDES	Rio Canoas Energia S.A.	TJLP + 2,34% ao ano	5,61%	(264.928)
BNDES	Rio Canoas Energia S.A.	TJLP	5,61%	(1.343)
Uso do bem público (UBP)	Rio Canoas Energia S.A.	IPCA	5,47%	(11.645)
BNDES	Rio Verde Energia S.A.	TJLP + 1,81% ao ano	5,61%	(100.173)
BNDES	Rio Verde Energia S.A.	TJLP + 2,16% ao ano	5,61%	(7.683)
Uso do bem público (UBP)	Rio Verde Energia S.A.	IGPM	5,94%	(23.105)
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	Rio Parana Energia S.A.	4,29% + Dolar	6,00	(3.244.771)
Provisão para grandes reparos	Rio Parana Energia S.A.	IPCA	5,47%	(1.145.936)
Provisão para grandes reparos	Rio Parana Energia S.A.	IGPM	5,94%	(763.957)
Empréstimo Tokyo Mitsubishi	Rio Parana Energia S.A.	DI + 0,45% ao ano	11,36%	(1.351.480)
Debêntures 1ª emissão série 1	Rio Parana Energia S.A.	DI + 0,45% ao ano	11,36%	(248.742)
Debêntures 1ª emissão série 2	Rio Parana Energia S.A.	IPCA + 6,15% ao ano	5,47%	(298.303)
Debêntures 2ª emissão série 1	Rio Parana Energia S.A.	DI + 1,20% ao ano	11,36%	(162.795)
Debêntures 2ª emissão série 2	Rio Parana Energia S.A.	IPCA + 4,63% ao ano	5,47%	(686.573)
				(9.604.629)
				(851.682)
Total da exposição líquida				3.141.377
				(75.585)

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	
		2021	2020	2021	2020
Empréstimos	20	-	-	1.351.480	2.025.562
Financiamentos	21	-	-	374.128	424.728
Debêntures	22	-	-	2.689.608	1.574.858
Partes relacionadas passiva China Three Gorges (Luxembourg)	29	-	-	3.244.771	3.625.934
(-) Caixa e equivalentes de caixa	5.2	(556.199)	(55.184)	(1.317.861)	(1.486.446)
(-) Aplicações financeiras vinculadas	5.3	-	-	(22.833)	(22.714)
Dívida líquida		(556.199)	(55.184)	6.319.293	6.141.922
Patrimônio líquido		12.081.781	11.260.617	15.951.041	14.908.944
Total do capital		11.525.582	11.205.433	22.270.334	21.050.866
Índice de alavancagem financeira - (%)*		-4,8	-0,5	28,4	29,2

* Dívida líquida / Total do capital

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 à 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	
	2021	2020	2021	2020
Caixas e bancos	68	57	5.112	396
Aplicações financeiras	556.131	55.127	1.312.749	1.486.050
Certificado de depósito bancário (CDB)	556.131	55.127	1.312.749	1.486.050
	556.199	55.184	1.317.861	1.486.446

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 2020	448	193	21.266	807	22.714
Aplicações	2	-	241	868	1.111
Rendimentos	14	2	693	32	741
Resgates	-	(152)	(913)	(668)	(1.733)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	464	43	21.287	1.039	22.833

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	Fitch	Controladora		Consolidado	
			2021	2020	2021	2020
AAA	AAA	AAA	29.611	-	701.283	-
-	AAA	AA	2	-	22	-
AAA	-	AAA	-	2.093	-	271.690
AAA	-	-	160.119	15.004	177.786	1.105.948
-	-	AA	-	5	-	37
AA	-	AA	-	-	-	31.709
-	AA	-	366.467	-	366.468	-
AAA	AAA	AA	-	-	95.135	-
-	-	-	-	38.082	-	99.776
			556.199	55.184	1.340.694	1.509.160

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			
	À vencer		2021	2020
	Até 90 dias	Acima de 365 dias		
Contratos ACL	262.504	-	262.504	249.836
Contratos ACR	256.204	-	256.204	238.839
Energia de curto prazo (MRE/MCP)	78.557	3.336	81.893	1.030.272
	597.265	3.336	600.601	1.518.947

A principal variação no saldo de contas a receber se deve às arrecadações da CCEE no 1º trimestre de 2021 de valores que estavam represados em razão das discussões em torno do GSF, conforme nota explicativa nº 1.3.

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 / IFRS 9 – Instrumentos Financeiros

As perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa são estabelecidas 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 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 revertidas as estimativas de perda para a controlada indireta Rio Paraná Eclusas, em função de reavaliação de expectativa de risco de contratos firmados e a quitação dos valores em aberto por parte do DNIT conforme quadro abaixo:

Saldo em 31 de dezembro de 2020	2.990
Reversão	(2.990)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	-

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/portfolio, 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 2021 e 2020, 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			
	2021		2020	
	%	R\$	%	R\$
1 - Excelente	1,1	2.880	1,0	2.497
2 - Bom	57,0	150.059	39,0	97.225
3 - Satisfatório	26,7	70.226	49,0	123.394
4 - Regular	15,2	39.339	10,0	25.192
5 - Crítico	-	-	1,0	1.528
	100,0	262.504	100,0	249.836

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

Os impostos correntes são calculados com base nas leis tributárias promulgadas, ou substancialmente promulgadas, na data do balanço. A Administração avalia, periodicamente, as posições tributárias assumidas pela Companhia e sua Controlada 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.

Os impostos correntes são apresentados líquidos, por entidade contribuinte, no passivo quando houver montantes a pagar, ou no ativo quando houver montantes a recuperar na data do balanço.

	Controladora		Consolidado					
	2021		2020		2021		2020	
	Circulante	Circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Ativo								
Saldo negativo de IRPJ e CSLL	17.252	9.574	33.606	819	16.623	819		
PIS e COFINS a recuperar	-	-	10.631	-	2.258	-		
IRRF sobre aplicação financeira	-	8.049	-	-	10.843	-		
IRRF sobre JSCP	10.484	7.585	10.484	-	7.585	-		
INSS	-	-	383	1.453	24	1.427		
ICMS a recuperar	-	-	4.343	-	2.104	-		
Outros	2.243	192	2.769	-	544	-		
	29.979	25.400	62.216	2.272	39.981	2.246		
Passivo								
IRPJ e CSLL a recolher	-	-	266.202	-	370.736	-		
PIS e COFINS a recolher	27.112	26.334	53.261	-	40.664	-		
ICMS a recolher	-	-	3.928	-	5.024	-		
Outros	113	260	4.049	-	3.352	-		
	27.225	26.594	327.440	-	419.776	-		

8. Repactuação do risco hidrológico – Rio Canoas

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 ACR.

As regras da repactuação estabeleceram 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 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\$ 14,51 perfazendo um montante de R\$ 6.132. O prazo de concessão foi estendido para 11 de janeiro de 2051 e sua apropriação será pelo prazo de venda de energia no mercado regulado.

Segue abaixo o saldo residual:

	Consolidado					
	2021			2020		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Repactuação de risco hidrológico	259	5.873	6.132	259	6.133	6.392
	259	5.873	6.132	259	6.133	6.392

Produto	Consolidado			
	2021			
	Repactuação (MW médios)	Repactuação (MWh)	Reembolso unitário (R\$)	Saldo a reembolsar
SP90	42,249	422.487	14,51	6.132

9. Ativo financeiro vinculado à concessão – Rio Paraná

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.

9.2. Composição

	Consolidado					
	2021			2020		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Principal	268.856	6.452.533	6.721.389	268.856	6.721.389	6.990.245
Juros e atualização monetária	850.588	3.838.447	4.689.035	932.500	2.569.123	3.501.623
	1.119.444	10.290.980	11.410.424	1.201.356	9.290.512	10.491.868

9.3. Movimentação

Saldo em 31 de dezembro de 2020	10.491.868
Provisão de juros e atualização monetária	1.992.571
Liquidação juros e atualização monetária	(805.159)
Liquidação principal	(268.856)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	11.410.424

10. Depósito judicial

10.1. Movimentação

	Consolidado				
	Fiscais	Ambientais	Trabalhistas	Regulatórios	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2020	496.402	6.835	-	37.525	540.762
Variações monetárias	16.533	101	1	730	17.365
Adições	624	-	65	-	689
(-) Baixas	(1.886)	(53)	(60)	-	(1.999)
Reclassificações	772	(2.091)	201	-	(1.118)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	512.445	4.792	207	38.255	555.699

Algumas das Empresas controladas do Grupo mantém 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. O valor do depósito em 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 494.783

10.3. Rio Paranapanema Energia

a) Fiscais

- i. IPTU (Município de Primeiro de Maio) – Os depósitos judiciais realizados pela Controlada, entre 2000 e 2010 decorrem da ação anulatória movida contra o Município de Primeiro de Maio, referente a débitos fiscais de Imposto Predial Territorial Urbano (IPTU) incidente sobre imóveis que correspondem parte do reservatório da Usina de Capivara. Em 31 de dezembro de 2021 os valores foram devolvidos à Controlada devido ao resultado positivo nas ações.
- ii. Débitos em disputa referente à IRRF, IRPJ e CSLL – Depósitos judiciais referentes ao Mandado de Segurança ajuizado com o objetivo de obter liminar para que seja reconhecida a quitação de valores de Imposto de Renda Retido na Fonte (IRR), IRPJ e CSLL sem a exigência de multa moratória, face à denúncia espontânea realizada. O valor do depósito em 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 10.032.
- iii. Ação Anulatória – O depósito judicial foi realizado visando suspender a exigibilidade do débito PIS, COFINS e CSLL referente aos anos calendário de 2004 a 2007. O entendimento é de que esses débitos devem ser cancelados, uma vez que a aquisição de energia de Itaipu seria isenta de PIS/COFINS. O valor depositado em 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 9.840.

b) Ambientais

Os depósitos judiciais efetuados pela Controlada nas ações anulatórias, decorrentes de autuações com pagamento de multa, movidas contra o Instituto Ambiental do Paraná (IAP) e Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama).

c) 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				
	Saldo em 2020	Dividendos a Receber	Dividendos recebidos	Reversão	Saldo em 2021
Rio Paranapanema Participações S.A.	22.928	172.847	(195.775)	-	-
Rio Canoas Energia S.A.	3.826	36.951	(34.026)	-	6.751
Rio Verde Energia S.A.	6.331	13.055	(6.331)	-	13.055
CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.	-	3.404	-	-	3.404
Rio Paraná Energia S.A.	-	275.592	(269.358)	-	6.234
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	126	-	(126)	-	-
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	82	-	(82)	-	-
CEJA - Companhia Energética do Jari	-	3.287	(3.287)	-	-
Central Eólica Jau S.A.	348	-	(348)	-	-
Elebrás Projetos S.A.	4.178	12.535	(16.713)	-	-
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	692	2.075	(2.767)	-	-
Central Eólica Aventura I S.A.	500	-	(93)	(407)	-
	39.011	519.746	(528.906)	(407)	29.444

	Consolidado				
	Saldo em 2020	Dividendos a Receber	Dividendos recebidos	Reversão	Saldo em 2021
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	126	-	(126)	-	-
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	82	-	(82)	-	-
CEJA - Companhia Energética do Jari	-	3.287	(3.287)	-	-
Central Eólica Jau S.A.	348	-	(348)	-	-
Elebrás Projetos S.A.	4.178	12.535	(16.713)	-	-
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	692	2.075	(2.767)	-	-
Central Eólica Aventura I S.A.	500	-	(93)	(407)	-
	5.926	17.897	(23.416)	(407)	-

12. Juros sobre capital próprio a receber

	Controladora			
	Saldo em 2020	JSCP a receber	JSCP recebidos	Saldo em 2021
Rio Verde Energia S.A.	8.500	-	-	8.500
Rio Paraná Energia S.A.	379.968	226.668	(379.969)	226.667
CEJA - Companhia Energética do Jari	16.037	18.492	(16.037)	18.492
Elebrás Projetos S.A.	2.862	2.949	(2.862)	2.949
	407.367	248.109	(398.868)	256.608

	Consolidado			
	Saldo em 2020	JSCP a receber	JSCP recebidos	Saldo em 2021
CEJA - Companhia Energética do Jari	16.037	18.492	(16.037)	18.492
Elebrás Projetos S.A.	2.862	2.949	(2.862)	2.949
	18.899	21.441	(18.899)	21.441

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.

13.1. Movimentação dos investimentos

	Participação acionária	Controladora							2021
		2020	Dividendos	Ajuste investimento	JSCP	Plano de pensão	Equivalência patrimonial		
Controladas									
Rio Canoas Energia S.A.	100,00%	684.956	(36.951)	-	-	-	28.425	676.430	
Rio Verde Energia S.A.	100,00%	309.261	(13.055)	-	-	-	52.522	348.728	
CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.	100,00%	7.862	(3.404)	-	-	-	17.948	22.406	
CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda.	99,99%	5.567	-	-	-	-	2.704	8.271	
Rio Parana Energia S.A.	66,67%	5.697.377	(275.592)	-	(266.669)	-	1.149.062	6.304.178	
Rio Paranapanema Participações S.A.	66,67%	1.453.891	(172.847)	61	-	2.914	5.056	1.289.075	
Coligadas									
São Manoel Energia S.A.	33,33%	630.281	-	-	-	-	(26.603)	603.678	
CEJA - Companhia Energética do Jari	50,00%	457.007	(3.287)	-	(21.755)	-	68.606	500.571	
Cachoeira Caldeirão S.A.	50,00%	289.295	-	-	-	-	(5.578)	283.717	
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	25.144	-	-	-	-	817	25.961	
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	26.016	-	-	-	-	1.298	27.314	
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	34.143	-	-	-	-	(225)	33.918	
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	25.538	-	-	-	-	448	25.986	
Central Eólica Aventura I S.A.	49,00%	42.330	407	-	-	-	2.488	45.225	
Central Eólica Jau S.A.	49,00%	109.167	-	-	-	-	5.949	115.116	
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	73.600	(12.535)	-	(3.469)	-	27.451	85.047	
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	49,00%	9.246	(2.075)	-	-	-	3.944	11.115	
Ágio		442.374	-	-	-	-	(45.313)	397.061	
Mais valia		682.094	-	-	-	-	(41.614)	640.480	
		11.005.149	(519.339)	61	(291.893)	2.914	1.247.385	11.444.277	

	Participação acionária	Consolidado					2021
		2020	Dividendos	JSCP	Equivalência patrimonial		
Coligadas							
São Manoel Energia S.A.	33,33%	630.281	-	-	(26.603)	603.678	
CEJA - Companhia Energética do Jari	50,00%	457.007	(3.287)	(21.755)	68.606	500.571	
Cachoeira Caldeirão S.A.	50,00%	289.295	-	-	(5.578)	283.717	
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	25.144	-	-	817	25.961	
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	26.016	-	-	1.298	27.314	
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	34.143	-	-	(225)	33.918	
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	25.538	-	-	448	25.986	
Central Eólica Aventura I S.A.	49,00%	42.330	407	-	2.488	45.225	
Central Eólica Jau S.A.	49,00%	109.167	-	-	5.949	115.116	
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	73.600	(12.535)	(3.469)	27.451	85.047	
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	49,00%	9.246	(2.075)	-	3.944	11.115	
		1.721.767	(17.490)	(25.224)	78.595	1.757.648	

	Participação acionária	Controladora										2020
		2019	Baixa	Dividendos	Baixa imposto de renda e contribuição social diferidos	Ajuste investimento	JSCP	Piano 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 Parana Energia S.A.	66,67%	5234.532	-	-	(30.749)	-	(253.313)	-	-	756.910	5.697.390	
Rio Parapanema Participações S.A.	66,67%	1.099.730	-	(65.895)	-	(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	
Agrí		509.615	-	-	-	-	-	-	-	(67.241)	442.374	
Mais valia		726.762	(15.244)	-	-	-	-	-	-	(31.444)	682.094	
		10.302.520	(15.244)	(177.527)	(30.749)	(129)	(285.547)	(5.461)	(1.730)	1.218.616	11.005.149	

	Participação acionária	Consolidado					2020
		2019	Dividendos	JSCP	Equivalência patrimonial		
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	

13.2. Informações financeiras das Controladas e Coligadas

	% de participação da Companhia	Ativos totais		Passivos (Circulante e Não Circulante)		Patrimônio líquido		Receitas		Resultado líquido do exercício	
		2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Controladas											
Rio Canoas Energia S.A.	100,00%	100,00%	987.220	1.018.771	310.790	333.815	676.430	684.956	158.525	127.374	28.425
Rio Verde Energia S.A.	100,00%	100,00%	532.091	691.471	183.363	382.210	348.728	309.261	218.313	199.469	52.522
CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.	100,00%	100,00%	45.587	14.643	23.181	6.781	22.406	7.862	106.788	51.177	17.948
CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda.	100,00%	100,00%	8.712	9.519	441	3.952	8.271	5.567	14.033	14.646	2.704
Rio Parana Energia S.A.	66,67%	66,67%	19.342.339	18.002.365	9.886.076	9.456.296	9.456.263	8.546.069	4.006.933	3.376.027	1.723.580
Rio Parapanema Participações S.A.	66,67%	66,67%	1.933.605	2.220.366	25	39.664	1.933.580	2.180.702	-	-	7.589
Coligadas											
São Manoel Energia S.A.	33,33%	33,33%	3.819.211	3.917.901	2.008.160	2.026.993	1.811.051	1.890.908	375.052	360.657	(79.811)
CEJA - Companhia Energética do Jari	50,00%	50,00%	1.802.672	1.735.290	801.530	821.276	1.001.142	914.014	317.843	275.301	90.183
Cachoeira Caldeirão S.A.	50,00%	50,00%	1.397.338	1.421.594	829.904	843.005	567.434	578.598	164.885	142.536	(11.156)
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	49,00%	128.910	132.618	76.324	81.304	52.586	51.314	18.512	17.099	1.667
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	49,00%	125.897	128.237	70.785	75.144	55.112	53.093	18.885	15.867	2.648
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	49,00%	147.203	151.918	77.983	82.239	69.220	69.679	17.356	15.472	(459)
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	49,00%	123.902	126.903	71.085	74.784	52.817	52.119	16.812	14.494	915
Central Eólica Aventura I S.A.	49,00%	49,00%	149.891	149.984	59.630	63.595	90.261	86.389	23.129	16.144	5.079
Central Eólica Jau S.A.	49,00%	49,00%	425.374	427.353	193.347	204.583	232.027	222.770	62.413	46.800	12.142
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	49,00%	252.990	238.854	91.049	88.651	161.941	150.203	123.311	102.073	56.022
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	49,00%	49,00%	27.629	24.834	6.858	5.965	20.771	18.869	13.828	11.896	8.049

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:

	Vida útil-econômica remanescente					
	Controladora	Rio Paraná	Rio Paranapanema Energia	Rio Canoas	Rio Verde	Rio Sapucaí Mirim
Em serviço						
Terrenos	-	-	-	30	25	-
Reservatório, barragens e adutora	-	-	11	29	24	40
Edificações, obras civis e benfeitorias	-	-	13	29	21	37
Máquinas e equipamentos	5	5	14	25	20	24
Veículos	3	5	3	3	3	5
Móveis e utensílios	5	14	8	12	9	9
Sistema de transmissão e conexão	-	-	-	28	-	-
Outros	4	4	4	-	-	-

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					
	2021			2020		Taxa média anual de depreciação	2021			Taxa média anual de depreciação	
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido			Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido		
Em serviço						0,0%	365.636	(40.276)	325.360	334.622	1,0%
Terrenos	-	-	-	-	-	0,0%	4.353.990	(2.191.080)	2.162.910	2.334.322	3,8%
Reservatório, barragens e adutora	-	-	-	-	-	2,1%	778.624	(375.027)	403.597	429.205	3,0%
Edificações, obras civis e benfeitorias	6.410	(6.359)	51	184							
Máquinas e equipamentos	4.485	(2.113)	2.372	525	10,7%	1.530.821	(631.045)	899.776	921.117	3,7%	
Veículos	2.810	(948)	1.862	1.225	19,0%	22.784	(12.026)	10.756	10.161	12,6%	
Móveis e utensílios	818	(459)	359	439	9,7%	5.351	(2.481)	2.870	2.853	5,4%	
Sistema de transmissão e conexão	-	-	-	-	0,0%	11.451	(2.830)	8.621	8.933	2,7%	
Outros	27.190	(8.682)	18.508	17.780	15,5%	40.209	(12.930)	27.279	26.676	16,6%	
	41.713	(18.561)	23.152	20.153		7.108.866	(3.267.697)	3.841.169	4.067.889		
Em curso	2.368	-	2.368	-		131.201	-	131.201	84.684		
	2.368	-	2.368	-		131.201	-	131.201	84.684		
Perda pela não recuperabilidade de ativos (CPC 01)	-	-	-	-		(125.740)	-	(125.740)	(159.106)		
	-	-	-	-		(125.740)	-	(125.740)	(159.106)		
Total do ativo imobilizado	44.081	(18.561)	25.520	20.153		7.114.327	(3.267.697)	3.846.630	3.993.467		
(-) Obrigações especiais	-	-	-	-		(1.468)	868	(600)	(711)		
	44.081	(18.561)	25.520	20.153		7.112.859	(3.266.829)	3.846.030	3.992.756		

14.2. Movimentação

	Controladora					
	Valor líquido em 2020	Adições	Baixas	Transferências	Depreciação	Valor líquido em 2021
Em serviço						
Edificações, obras civis e benfeitorias	184	-	-	-	(133)	51
Máquinas e equipamentos	525	703	(7)	1.629	(478)	2.372
Veículos	1.225	66	(180)	1.285	(534)	1.862
Móveis e utensílios	439	15	(16)	-	(79)	359
Outros	17.780	6.349	(1.420)	-	(4.201)	18.508
	20.153	7.133	(1.623)	2.914	(5.425)	23.152
Em curso	-	-	-	2.368	-	2.368
	-	-	-	2.368	-	2.368
Total do ativo imobilizado	20.153	7.133	(1.623)	5.282	(5.425)	25.520

	Consolidado						
	Valor líquido em 2020	Adições	Baixas	Transferências	Depreciação	Contingências	Valor líquido em 2021
Em serviço							
Terrenos	334.622	-	-	(7.553)	(3.588)	1.879	325.360
Reservatório, barragens e adutora	2.334.322	-	-	(3.952)	(167.460)	-	2.162.910
Edificações, obras civis e benfeitorias	429.205	-	(221)	(1.916)	(23.471)	-	403.597
Máquinas e equipamentos	921.117	904	(2.281)	35.958	(55.922)	-	899.776
Veículos	10.161	66	(644)	4.038	(2.865)	-	10.756
Móveis e utensílios	2.853	15	(48)	341	(291)	-	2.870
Sistema de transmissão e conexão	8.933	-	-	-	(312)	-	8.621
Outros	26.676	10.506	(3.224)	-	(6.679)	-	27.279
	4.067.889	11.491	(6.418)	26.916	(260.588)	1.879	3.841.169
Em curso	84.684	46.696	(4)	3.802	-	(3.977)	131.201
	84.684	46.696	(4)	3.802	-	(3.977)	131.201
Perda pela não recuperabilidade de ativos (CPC 01)	(159.106)	33.366	-	-	-	-	(125.740)
	(159.106)	33.366	-	-	-	-	(125.740)
Total do ativo imobilizado	3.993.467	91.553	(6.422)	30.718	(260.588)	(2.098)	3.846.630
(-) Obrigações especiais	(711)	-	-	-	111	-	(600)
	3.992.756	91.553	(6.422)	30.718	(260.477)	(2.098)	3.846.030

Com a implantação do novo ERP, o Grupo passou a segregar saldos anteriormente tratados exclusivamente como itens do intangível em contas por classe de ativos e atividades.

O efeito dessa segregação é apresentado nas colunas de transferência, tanto do imobilizado quanto do intangível conforme nota explicativa nº 15.2.

	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	(177.508)	-	2.334.322
Edificações, obras civis e benfeitorias	457.386	-	-	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)	-	(8.618)	-	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

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 2021.

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 2021 e de 2020 foi de R\$ 63.629 e R\$ 41.878, respectivamente.

14.5. *Análise de impairment*

Em 31 de dezembro de 2021, 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, tendo sido as referidas projeções aprovadas pela Administração em 2021, ou seja, a geração de caixa futuro projetada até o final da autorização.

As principais premissas foram utilizadas na determinação do valor em uso: receitas projetadas até o fim da autorização da operação, em conformidade com as expectativas de preço para comercialização; e projeções do GSF e de inflação baseadas em premissas 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, diante das premissas disponíveis para essa avaliação, a principal premissa que determinou a reversão parcial foi a extensão da concessão diante da conclusão da discussão em torno da liminar do GSF, como descrito na nota explicativa 1.3.

Para apuração do fluxo de caixa descontado, utilizou a taxa de desconto (*weighted average cost of capital - wacc*) pré-tax de 7,68% apurando uma reversão parcial de R\$ 33.366, tendo como novo saldo de valor não recuperável R\$ 125.740.

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:

	Vida útil-econômica remanescente						
	Controladora	Rio Paraná	Rio Paranapanema Participações	Rio Paranapanema Energia	Sapucaí Mirim	Rio Canoas	Rio Verde
Em serviço							
Infraestrutura de concessão	-	24	-	-	-	-	-
Provisão para grandes reparos	-	24	-	-	-	-	-
Repactuação - Extensão da Concessão	-	-	-	-	-	28	-
Uso do bem público (UBP)	-	-	-	11	-	46	20
Software	22	9	-	6	3	18	11
Direito de autorização (seband)	-	-	11	-	-	-	-
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	-	25	-	11	14	29	24

15.1. Composição

	Controladora				Consolidado			
	2021	2020	Taxa média anual de amortização	2021	2020	Taxa média anual de amortização		
	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido	Valor líquido	Valor líquido	Taxa média anual de amortização	
Em serviço								
Infraestrutura de concessão	-	-	-	-	0,0%	6.519.301	(2.628.455)	3.890.846
Provisão para grandes reparos	-	-	-	-	0,0%	2.869.469	(409.510)	2.459.959
Ágio	-	-	-	-	0,0%	550.230	(153.169)	397.061
Mais Valia de Direito de Concessão	-	-	-	-	0,0%	875.669	(235.189)	640.480
Repactuação - Extensão da Concessão	-	-	-	-	0,0%	24.376	(4.751)	19.625
Uso do bem público (UBP)	-	-	-	-	0,0%	131.551	(99.006)	32.545
Software	34.388	(2.558)	31.830	1.278	4,2%	101.745	(42.973)	58.772
Licença operacional (LO)	-	-	-	-	0,0%	4.235	(4.235)	-
Servidão de passagem	-	-	-	-	0,0%	265	-	265
Direito de autorização (seband)	-	-	-	-	0,0%	17.195	(7.780)	9.415
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	-	-	-	-	0,0%	1.080.256	(78.705)	1.001.551
	34.388	(2.558)	31.830	1.278		12.174.292	(3.663.773)	8.510.519
								8.396.153
Em curso	21.056	-	21.056	16.824		24.706	-	24.706
	21.056	-	21.056	16.824		24.706	-	24.706
Total do ativo intangível	55.444	(2.558)	52.886	18.102		12.198.998	(3.663.773)	8.535.225
(-) Obrigações especiais	-	-	-	-		(2.208)	2.208	-
	55.444	(2.558)	52.886	18.102		12.196.790	(3.661.565)	8.535.225
								8.458.784

15.2. Movimentação

	Controladora					Valor líquido em 2021
	Valor líquido em 2020	Adições	Transferências	Amortização		
Em serviço						
Software	1.278	81	31.922	(1.451)	31.830	
	1.278	81	31.922	(1.451)	31.830	
Em curso	16.824	41.436	(37.204)	-	21.056	
	16.824	41.436	(37.204)	-	21.056	
Total do ativo intangível	18.102	41.517	(5.282)	(1.451)	52.886	
	Consolidado					
	Valor líquido em 2020	Adições	Baixas	Transferências	Amortização	Valor líquido em 2021
Em serviço						
Infraestrutura de concessão	4.030.866	-	(31)	20.684	(160.673)	3.890.846
Provisão de grandes reparos	2.259.289	295.785	-	5.629	(100.744)	2.459.959
Ágio	442.374	-	-	-	(45.313)	397.061
Mais Valia de Direito de Concessão	682.094	-	-	-	(41.614)	640.480
Repactuação - Extensão da Concessão	20.321	-	-	-	(696)	19.625
Uso do bem público (UBP)	32.209	2.424	-	-	(2.088)	32.545
Software	7.695	81	(81)	56.374	(5.297)	58.772
Servidão de passagem	265	-	-	-	-	265
Direito de autorização (seband)	10.275	-	-	-	(860)	9.415
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	910.765	169.557	(66)	-	(78.705)	1.001.551
	8.396.153	467.847	(178)	82.687	(435.990)	8.510.519
Em curso	62.631	78.042	(2.562)	(113.405)	-	24.706
	62.631	78.042	(2.562)	(113.405)	-	24.706
Total do ativo intangível	8.458.784	545.889	(2.740)	(30.718)	(435.990)	8.535.225

Do valor total das adições de software ocorridas em curso no exercício, o montante de R\$ 34.578 se refere a licença para implementação do novo ERP.

	Controladora					Valor líquido em 2020
	Valor líquido em 2019	Adições	Transferências	Amortização		
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 2019	Adições	Baixas	Transferências	Amortização	Valor líquido em 2020
Em serviço						
Infraestrutura de concessão	4.193.329	-	(6.610)	8.412	(164.265)	4.039.866
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 de compra de energia pela extensão da concessão (acordo 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

15.3. *Itens que compõem o intangível*

15.3.1. Dos bens vinculados à 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 da extensão da concessão – 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. Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF) (Generation Scaling Factor-GSF) - Controladas Rio Paranapanema, Rio Verde, Rio Canoas, Rio Paraná e a Controlada Indireta Rio Sapucaí Mirim

Refere-se ao registro da extensão da concessão, 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 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, conforme apresentado na nota explicativa 1.2.2.

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	
	2021	2020
	Circulante	Circulante
Materiais e serviços contratados	8.946	6.879
	8.946	6.879

	Consolidado					
	2021		2020			
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Suprimento de energia elétrica	556.981	-	556.981	2.057.323	-	2.057.323
Materiais e serviços contratados	66.833	-	66.833	66.722	-	66.722
Encargos de uso da rede elétrica	63.290	28.129	91.419	61.143	25.005	86.148
Tust	63.014	-	63.014	59.188	-	59.188
Tusd-g	258	28.129	28.387	1.936	25.005	26.941
Encargos de conexão	18	-	18	19	-	19
	687.104	28.129	715.233	2.185.188	25.005	2.210.193

Na rubrica de suprimento de energia elétrica está registrado o efeito de R\$ 476.482 (R\$ 293.170 em dezembro de 2020) na Rio Paranapanema Energia referente a liminar de garantia física.

Em março de 2021, foi realizado o pagamento no montante de R\$ 1.945.428 no Consolidado, referente ao valor apresentado pela CCEE relativo às liminares sobre o GSF concedidas à Apine.

Com o pagamento referente aos valores da liminar sobre o GSF, restaram os registros referentes à liminar da garantia física, que segue ativa, gerando apurações mensais além da remuneração do saldo com base no IGPM.

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 33.3).

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 Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (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 2021 é de R\$ 104.773 (R\$ 100.335 em 31 de dezembro de 2020). O passivo é apresentado líquido dos depósitos judiciais e seu saldo em 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 28.129 (R\$ 25.005 em 31 de dezembro de 2020).

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 às instituições bancárias, vinculadas aos contratos de empréstimos obtidos pelas empresas não controladas do grupo que estão em fase pré-operacional.

	Controladora e consolidado					
	2021			2020		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Fianças bancárias	2.623	367	2.990	2.772	2.088	4.860
	2.623	367	2.990	2.772	2.088	4.860

18. Encargos setoriais

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

18.1. Composição

	Consolidado					
	2021			2020		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
CFURH	18.806	-	18.806	28.219	-	28.219
P&D	69.279	43.525	112.804	43.564	54.356	97.920
TFSEE	3.313	-	3.313	5.225	-	5.225
CDE	710	-	710	-	-	-
	92.108	43.525	135.633	77.008	54.356	131.364

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 – Rio Paraná

Com base em estimativas de engenheiros e administração foi provisionado o valor total que se espera despender 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, consequentemente, 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					
	2021			2020		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Provisão para grandes reparos	302.027	3.970.004	4.272.031	323.205	3.102.993	3.426.198
(-) Ajuste a valor presente	(34.747)	(2.327.391)	(2.362.138)	(256.070)	(1.713.701)	(1.969.771)
	267.280	1.642.613	1.909.893	67.135	1.389.292	1.456.427

19.2. Movimentação

	Provisão para grandes reparos	Ajuste a valor presente	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2020	3.426.198	(1.969.771)	1.456.427
Realização de provisão	(253.269)	-	(253.269)
Juros capitalizados sobre debêntures	295.785	-	295.785
Atualização	803.317	-	803.317
Amortização - Ajuste a valor presente	-	(392.367)	(392.367)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	4.272.031	(2.362.138)	1.909.893

A Controlada aumentou a provisão de grandes reparos, proveniente da capitalização de juros das debêntures relativas a 2^a emissão, série 2, conforme previsto e destacado na nota explicativa nº 22.4.2.

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 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 Rio Paraná Energia 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% a.a. para 13,165% a.a. A partir de 28 de junho de 2019, a remuneração passou de 13,165% a.a. para DI + 0,45%. Assim, o vencimento passou 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 final	Consolidado				
				2021				
				Circulante		Não circulante		
				Principal	Juros	Total	Principal	Total
Rio Parana Energia S.A.	Tokyo-Mitsubishi	DI + 0,45% ao ano	29/06/2023	675.000	1.480	676.480	675.000	675.000
				675.000	1.480	676.480	675.000	675.000

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

20.3. Vencimento

Vencimento a longo prazo	2023	Total
Tokyo-Mitsubishi	675.000	675.000

20.4. Movimentação

Saldo em 31 de dezembro de 2020	2.025.562
Apropriação de juros	73.461
Pagamento de principal	(675.000)
Pagamento de juros	(72.543)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	1.351.480

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 2021 e 2020, a Rio Paraná atendeu os referidos índices financeiros conforme demonstrado abaixo:

Índice financeiro	Limites	2021	2020
Dívida líquida / Ebitda	Maior que 1,0 e menor que 4,5	1,6	2,1

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 estes contratos a Controlada possui cláusulas restritivas (“Covenants”) normalmente aplicáveis a estes tipos de operações, relacionados ao 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.

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 estes contratos 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.

21.3. Composição

Controladas	Instituição financeira	Remuneração	Vencimento final	Consolidado				
				2021			Não circulante	
				Principal	Juros	Total	Principal	Total
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,34% ao ano	16/06/2031	27.797	868	28.665	236.263	236.263
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP	16/06/2031	156	3	159	1.184	1.184
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 1,81% ao ano	2022	99.862	311	100.173	-	-
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,16% ao ano	2022	7.661	23	7.684	-	-
				135.476	1.205	136.681	237.447	237.447

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

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	2023	2024	2025	A partir de 2026	Total
TJLP + 2,34% ao ano	27.801	27.801	27.801	152.860	236.263
TJLP	151	151	151	731	1.184
TJLP + 1,81% ao ano	21.075	21.075	21.075	15.557	78.782
TJLP + 2,16% ao ano	1.562	1.562	1.562	1.418	6.104
	50.589	50.589	50.589	170.566	322.333

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 2020	292.776	1.430	121.514	9.008	424.728
Apropriação de juros	19.468	65	7.271	562	27.366
Amortização de custos de transação	-	-	279	-	279
Pagamento de principal	(27.849)	(89)	(21.594)	(1.322)	(50.854)
Pagamento de juros	(19.467)	(63)	(7.297)	(564)	(27.391)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	264.928	1.343	100.173	7.684	374.128

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		Destinado à execução de obras civis e aos demais itens gerais financeiráveis
Sub-créditos "B":	15.000		Destinado à aquisição de máquinas e equipamentos FINAME
Sub-créditos "C":	100.000	TJLP + 2,34% a.a.	Destinados a implantação do sistema de transmissão de interesse restrito
Sub-créditos "D":	3.700		
Sub-créditos "E":	1.830	TJLP	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.	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.	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
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:

- Penhor dos direitos emergentes da Concessão;
- Penhor dos direitos creditórios sobre o PPA firmado com a Votener;
- 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 2021 e 2020, a Controlada atendeu os referidos índices financeiros e, portanto, cumpriu com os referidos *covenants*, conforme abaixo:

	2021	2020
A) Geração de caixa da atividade	95.431	103.564
B) Serviço da dívida	47.467	49.896
C) Índice de cobertura do serviço da dívida = (A)/(B) igual ou superior a 1,30	2,01	2,08

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.

Em 31 de dezembro de 2021 a Controlada não atendeu o valor mínimo do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD).

Para o cálculo do referido “covenant” de cobertura de dívida, a fórmula estabelecida em contrato, considera a variação entre os anos de algumas contas do ativo e passivo circulante.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2021, verifica-se uma variação totalmente atípica entre os anos de 2021 e 2020 no passivo circulante em razão da liquidação do passivo relativo à liminar do GSF ocorrida em virtude da conclusão do acordo que solucionou as questões judiciais envolvendo o GSF no setor conforme nota explicativa nº 1.3.

Esse pagamento relevante reduz o passivo circulante na fórmula, mas não tem efeito correspondente no ativo circulante para fins do cálculo desse indicador (a fórmula não considera a variação do caixa entre os anos).

Com isso, temos esse comportamento atípico e não recorrente que leva o índice para 0,14 contra um mínimo de 1,20.

Excluindo-se o efeito dessa liquidação mencionada acima de R\$ 199.432 (valor referente a Controlada Rio Verde Energia), o indicador normalizado ficaria em 2,31 no ano de 2021, bem acima do patamar mínimo exigido.

Dado esse cenário, a Controlada está em tratativas junto ao BNDES visando a confirmação de atendimento do ICSD, uma vez que todo histórico e projeção futura desse indicador não reflete nenhuma dificuldade financeira da Controlada em relação à sua dívida junto à Instituição Financeira.

	2021	2020
A) Geração de caixa da atividade	4.461	168.457
B) Serviço da dívida	30.778	32.505
C) Índice de cobertura do serviço da dívida = (A)/(B) igual ou superior a 1,20	0,14	5,18

22. Debêntures

As debêntures são reconhecidas, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos incorridos na transação e são, subsequentemente, demonstradas 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 eles 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 final	Consolidado				
					2021				
					Principal	Juros, variação monetária e (custos de transação)	Total	Principal	Variação monetária e (custos de transação)
Rio Parapanema Energia S.A.	4 ^a	2	IPCA + 6,07% ao ano	16/07/2023	83.325	59.484	142.809	83.350	53.530
Rio Parapanema Energia S.A.	7 ^a	2	IPCA + 5,90% ao ano	15/08/2022	100.000	28.344	128.344	-	-
Rio Parapanema Energia S.A.	8 ^a	1	106,75% do DI ao ano	15/03/2023	80.000	4.848	84.848	80.000	(62)
Rio Parapanema Energia S.A.	8 ^a	2	IPCA + 5,50% ao ano	15/03/2025	-	8.456	8.456	160.000	36.494
Rio Parapanema Energia S.A.	9 ^a	1	DI + 1,40% ao ano	26/01/2024	-	5.833	5.833	180.000	(312)
Rio Parapanema Energia S.A.	9 ^a	2	DI + 1,65% ao ano	26/01/2026	-	10.950	10.950	320.000	(1.045)
Rio Parana Energia S.A.	1 ^a	1	DI + 1,05% ao ano	15/06/2023	120.000	8.854	128.854	120.000	(112)
Rio Parana Energia S.A.	1 ^a	2	IPCA + 6,15% ao ano	16/06/2025	-	8.556	8.556	240.000	49.747
Rio Parana Energia S.A.	2 ^a	1	DI + 1,20% ao ano	15/06/2024	-	(31.646)	(31.646)	195.000	(559)
Rio Parana Energia S.A.	2 ^a	2	IPCA + 4,63% ao ano	15/06/2031	-	14.677	14.677	650.000	21.896
					383.325	118.356	501.681	2.028.350	159.577
									2.187.927

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

22.2. Vencimento

Consolidado									
Controladas		Vencimento a longo prazo		2023	2024	2025	2026	A partir de 2027	Total
Rio Parapanema Energia S.A.	Debêntures 4 ^a emissão série 2		136.880	-	-	-	-	-	136.880
Rio Parapanema Energia S.A.	Debêntures 8 ^a emissão série 1		79.938	-	-	-	-	-	79.938
Rio Parapanema Energia S.A.	Debêntures 8 ^a emissão série 2		178	98.566	97.750	-	-	-	196.494
Rio Parapanema Energia S.A.	Debêntures 9 ^a emissão série 1		310	179.378	-	-	-	-	179.688
Rio Parapanema Energia S.A.	Debêntures 9 ^a emissão série 2		327	327	158.301	160.000	-	-	318.955
Rio Parana Energia S.A.	Debêntures 1 ^a emissão série 1		119.888	-	-	-	-	-	119.888
Rio Parana Energia S.A.	Debêntures 1 ^a emissão série 2		1.131	167.075	121.541	-	-	-	289.747
Rio Parana Energia S.A.	Debêntures 2 ^a emissão série 1		373	194.068	-	-	-	-	194.441
Rio Parana Energia S.A.	Debêntures 2 ^a emissão série 2		2.081	2.081	2.081	2.081	663.572	663.572	671.896
			341.106	641.495	379.673	162.081	663.572		2.187.927

22.3. Movimentação

	Consolidado												Total	
	Rio Paranapanema Energia S.A.						Rio Parana Energia S.A.							
	4 ^a Emissão	5 ^a Emissão	7 ^a Emissão	8 ^a Emissão	9 ^a emissão	Série 2	1 ^a Emissão	2 ^a Emissão	Série 1	Série 2	Série 1	Série 2		
Saldo em 31 de dezembro de 2020	380.681	116.899	231.503	160.385	185.333	-	180.000	320.000	-	-	195.000	650.000	1.574.858	
Capturação de debêntures	-	-	-	-	-	-	(938)	(1.650)	-	-	(1.118)	(20.805)	(24.511)	
Custos de transação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	217	-	1.804	
Amortização de custos de transação	78	119	373	250	178	314	275	-	-	-	-	-	1.206	
Capitalização de custos de transação	-	-	-	-	-	-	-	-	200	660	-	346	-	
Apropriação de juros	19.268	3.296	11.391	5.728	13.990	9.933	18.404	-	-	-	7.464	-	89.474	
Capitalização de juros	-	-	-	-	-	-	-	13.134	17.785	-	-	17.452	48.371	
Apropriação de variação monetária	32.514	3.848	18.694	-	18.546	-	-	-	-	-	-	-	73.602	
Capitalização de variação monetária	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27.423	-	39.580	67.003	
Pagamento de debêntures	(83.325)	(80.016)	(100.000)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(263.341)	
Pagamento de juros	(23.467)	(8.102)	(13.551)	(1.577)	(13.097)	(3.788)	(7.124)	(4.068)	(8.146)	(38.768)	-	-	(121.688)	
Pagamento de variação monetária	(46.060)	(36.044)	(20.066)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(102.170)	
Saldo em 31 de dezembro de 2021	279.689	-	128.344	164.786	204.950	185.521	329.905	248.742	298.303	162.795	686.573	2.689.608	-	

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:

- Índice entre divisão da Dívida Líquida pelo Ebitda que deverá ser igual ou inferior a 3,20;
- Índice entre divisão do Ebitda pelo Resultado Financeiro que deverá ser igual ou superior a 2,0;
- 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 7^a e 8^a 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 2021 e 2020, a Controlada atendeu os referidos índices financeiros e, cumprindo assim, os referidos *covenants*, conforme abaixo:

Índice financeiro	Limites	2021	2020
Ebitda / Resultado financeiro	Igual ou superior a 2,0	2,07	4,15
Dívida líquida / Ebitda	Igual ou inferior a 3,2	2,26	(0,02)
Dívida total / (Dívida total + Capital social)	Igual ou inferior a 0,7	0,61	0,56

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, Oitava e Nona emissões, os quais vêm sendo atendidas pela Controlada Rio Paranapanema Energia, dos quais destacamos os mais relevantes:

- 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 4^a e 5^a debêntures e R\$ 32 milhões para a 7^a e 8^a debêntures e R\$ 70 milhões;
- 4^a/5^a/9^a debêntures - Transferência de controle acionário direto ou indireto da Controlada Rio Paranapanema Energia, 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 Rio Paranapanema Energia em dois níveis em relação a classificação de risco vigente na data da emissão;

- iii. 7^a/8^a/9^a debêntures - Transferência de controle acionário direto da Controlada Rio Paranapanema Energia, 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 Rio Paranapanema Energia, a classificação de risco da Controlada Rio Paranapanema Energia 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 Rio Paranapanema Energia, exceto se cumpridas exigências dos itens a, b e c desta mesma cláusula das escrituras de emissão de debêntures, para a 7^a, 8^a e 9^a 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>.

22.4.1.3. Captação da 9^a emissão de debentures

Em 28 de janeiro de 2021 a Rio Paranapanema Energia captou R\$ 500.000 (quinhentos milhões de reais) no mercado na forma de dívida, por meio da 9^a. emissão pública de debêntures simples, não conversíveis em ações, emitidas sob a forma nominativa, escritural, da espécie quirografária, no mercado local as quais foram distribuídas com esforços restritos, nos termos da Instrução CVM nº 476/2009, destinadas exclusivamente a investidores profissionais.

As liberações efetivas dos recursos oriundos das séries 1 e 2 ocorreram em 28 de janeiro de 2021 e não houve incidência de juros e variação monetária incorridos entre a data da emissão das debêntures e a liberação efetiva dos recursos. A emissão foi realizada em duas séries, sendo a série 1 composta de 180.000 (cento e oitenta mil) debêntures no valor nominal de R\$ 1.000 (mil reais) cada, com prazo de vencimento em três anos e a série 2 composta de 320.000 (trezentos e vinte mil) debêntures, no valor nominal de R\$ 1.000 (mil reais) cada, com prazo de vencimento em cinco anos, totalizando assim 500.000 (quinhentos e vinte mil) debêntures.

A oferta foi emitida com base nas deliberações:

- i. da Reunião de Diretoria da Rio Paranapanema Energia realizada em 22 de dezembro de 2020;
- ii. da Reunião do Conselho de Administração da Rio Paranapanema Energia realizada em 22 de dezembro de 2020;
- iii. no parecer favorável do Conselho Fiscal da Rio Paranapanema Energia em 22 de dezembro de 2020 e;
- iv. e re-ratificada em reunião do Conselho de Administração realizada em 26 de janeiro de 2021 (em conjunto com as "RCAs da Rio Paranapanema").

Os recursos líquidos obtidos pela Rio Paranapanema Energia com a Emissão serão utilizados integralmente para pagamento:

- i. principal da primeira parcela de amortização das debêntures da 4^a emissão da Rio Paranapanema Energia;
- ii. liquidação das debêntures da 5^a emissão;
- iii. principal da primeira parcela de amortização das debêntures da série 2 da 7^a. emissão.
- iv. reforço de capital de giro da Rio Paranapanema Energia.

Os custos de transação incorridos na captação estão contabilizados como redução do valor justo inicialmente reconhecido e foram considerados para determinar a taxa efetiva dos juros, em consonância com o CPC 08 – Custos de transações e prêmios na emissão de títulos e valores mobiliários.

As cláusulas restritivas (“covenants”) previstas na escritura da quinta emissão das debêntures são similares às constantes nas escrituras de quarta, quinta e sexta emissões com exceção para redução de capital permitida que deverá ser igual ou menor a 0,90 (noventa centésimos).

Para a 9^a emissão de debêntures incidirão juros remuneratórios correspondentes a 100% da taxa DI acrescida de uma sobretaxa, de 1,40% para a série 1 e de 1,65% para a série 2.

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	2021	2020
Ebitda / Resultado financeiro ajustado	Igual ou superior a 2,0	12,76	7,82
Dívida líquida / Ebitda	Igual ou inferior a 3,2	0,89	0,98
Dívida total / (Dívida total + Capital social)	Igual ou inferior a 0,9	0,29	0,28

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 da 1^a emissão e R\$ 100 milhões na 2^a emissão;
- 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”.

22.4.2.3. Captação da 2^a emissão de debêntures

Em 15 de junho de 2021 a Rio Paraná Energia captou R\$ 845.000 (oitocentos e quarenta e cinco milhões de reais) no mercado na forma de dívida, por meio da 2^a. emissão pública de debêntures simples, não conversíveis em ações, emitidas sob a forma nominativa, escritural, da espécie quirografária, no mercado local as quais foram distribuídas com esforços restritos, nos termos da Instrução CVM nº 476/2009, destinadas exclusivamente a investidores profissionais.

As liberações efetivas dos recursos oriundos das séries 1 e 2 ocorreram em 22 de junho de 2021 e não houve incidência de juros e variação monetária relevantes incorridos entre a data da emissão das debêntures e a liberação efetiva dos recursos. A emissão foi realizada em duas séries, sendo a série 1.000 composta de 195.000 (cento e noventa e cinco mil) debêntures no valor nominal de R\$ 1.000 (mil reais) cada, com prazo de vencimento em três anos e a série 2 composta de 650.000 (seiscentos e cinquenta mil) debêntures, no valor nominal de R\$ 1.000 (mil reais) cada, com prazo de vencimento em dez anos, totalizando assim 845.000 (oitocentos e quarenta e cinco mil) debêntures.

A oferta foi emitida com base nas deliberações:

- i. da Reunião do Conselho de Administração da Rio Paraná Energia realizada em 29 de abril de 2021 e;
- ii. e re-ratificada em reunião do Conselho de Administração realizada em 25 de maio de 2021 (em conjunto com as “RCAs da Rio Paraná Energia”).

Os recursos líquidos obtidos pela Rio Paraná Energia com a Emissão serão utilizados conforme abaixo:

- i. A totalidade dos recursos obtidos com a série 1 será destinada a reforço do capital de giro;
- ii. A totalidade dos recursos obtidos com a série 2 será destinada para investimento, pagamento futuro ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas aos projetos de grandes reparos (modernização) das usinas hidrelétricas denominadas Jupiá e Ilha Solteira, vide nota explicativa nº 19.2;

Os custos de transação incorridos na captação estão contabilizados como redução do valor justo inicialmente reconhecido e foram considerados para determinar a taxa efetiva dos juros, em consonância com o CPC 08 – Custos de transações e prêmios na emissão de títulos e valores mobiliários.

As cláusulas restritivas (“covenants”) previstas na escritura da 2^a emissão das debêntures são similares às constantes nas escrituras de 1^a emissão.

Os juros remuneratórios da 2^a emissão de debêntures da série 1 correspondem a 100% da taxa DI acrescida de uma sobretaxa de 1,20% ao ano, para a série 2 os juros serão atualizados pela variação do IPCA acrescidos de juros de 4,63% ao ano.

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					
	2021			2020		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Valor nominal	3.444	88.539	91.983	3.169	62.077	65.246
(-) Ajuste a valor presente	(168)	(57.065)	(57.233)	(2.880)	(33.872)	(36.752)
	3.276	31.474	34.750	289	28.205	28.494

23.2. Movimentação

	Principal	Apropriação do ajuste a valor presente	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2020	65.246	(36.752)	28.494
Apropriação do ajuste a valor presente	-	1.015	1.015
Pagamento	(3.052)	-	(3.052)
Atualização do uso do bem público	6.010	-	6.010
Extensão da Concessão	23.779	(21.496)	2.283
Saldo em 31 de dezembro de 2021	91.983	(57.233)	34.750

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 pela variação do DI e são despendidos conforme deliberação da FATMA e do 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					
	2021			2020		
	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)	793	-	793	974	-	974
Cibacap	-	17.680	17.680	-	15.088	15.088
	793	17.961	18.754	974	15.369	16.343

24.2. Movimentação

	Cibacap	TAC	SNUC	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2020	15.088	1.061	194	16.343
Variação monetária	2.592	-	6	2.598
Realização de provisão	-	-	(187)	(187)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	17.680	1.061	13	18.754

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.

Desde o início de 2019 está em vigor o IFRIC 23/ICPC 22 – Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro, que dispõe os requisitos de reconhecimento e mensuração do CPC 32 – Tributos sobre o Lucro, quando há incerteza sobre a aceitação dos tratamentos de impostos sobre o lucro pela autoridade tributária.

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 reflete 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			
	Provisões	Depósitos judiciais	2021	2020
			Provisões líquidas	Provisões líquidas
Trabalhistas	9.769	(1.765)	8.004	6.789
Fiscais	20.437	(204)	20.233	18.790
Cíveis	25.983	(4.659)	21.324	23.253
Desapropriações de terras	15.740	(2.802)	12.938	14.813
Indenizações de benfeitorias	10.243	(1.857)	8.386	8.440
Ambientais	11.725	(2.223)	9.502	10.473
Regulatórias	163.195	-	163.195	336.143
	231.109	(8.851)	222.258	395.448

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 2020	6.789	18.790	14.813	8.440	10.473	336.143	395.448
Provisões para riscos							
Provisões / (reversões)	88	347	-	(1.235)	75	14.105	13.380
Provisões(*)			(6.885)				(6.885)
Variações monetárias	1.319	335	-	1.863	1.005	12.379	16.901
Variações monetárias (*)	-	-	2.076	-	-	-	2.076
Reclassificações (i)	-	-	(102)	-	-	-	(102)
Acordos / pagamentos	(5)	-	-	(515)	-	(199.432)	(199.952)
Acordos / pagamentos (*)	-	-	78	-	-	-	78
	1.402	682	(4.833)	113	1.080	(172.948)	(174.504)
Depósitos judiciais							
Variações monetárias (*)	-	-	(55)	-	-	-	(55)
Variações monetárias (Adições)	14	(11)	-	(285)	40	-	(242)
(Adições)	-	-	-	(105)	-	-	(105)
(Adições) (*)	-	-	(222)	-	-	-	(222)
Baixas	-	-	-	223	-	-	223
Baixas (*)	-	-	3.211	-	-	-	3.211
Acordos / pagamentos (*)	-	-	23	-	-	-	23
Reclassificações (i)	(201)	772	1	-	(2.091)	-	(1.519)
	(187)	761	2.958	(167)	(2.051)	-	1.314
Saldo em 31 de dezembro de 2021	8.004	20.233	12.938	8.386	9.502	163.195	222.258

	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 2021, as principais provisões relativas aos riscos trabalhistas com expectativas de perda provável são referentes às ações movidas por ex-empregados e

terceirizados, envolvendo pagamento de verbas rescisórias, horas extras, periculosidade, equiparação salarial, entre outros pedidos.

As constituições referem-se a novas ações e reavaliações por parte dos assessores jurídicos da Controlada Rio Paranapanema Energia 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, o que acarretou a redução das provisões.

b) Fiscais

Em 31 de dezembro de 2021, as principais provisões relativas aos riscos fiscais com expectativas de perda provável são referentes:

- 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. Decisão de primeira instância parcialmente favorável à Controlada Rio Paranapanema Energia. O valor atualizado para 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 3.073 (R\$ 3.037 em 31 de dezembro de 2020);
- 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 R\$ 13.657 (R\$ 13.450 em 31 de dezembro de 2020);

c) Ambientais

Em 31 de dezembro de 2021, as principais provisões relativas aos riscos ambientais com expectativas de perda provável são referentes:

- i. Trata-se de Ação Civil Pública movida pelo Município de Santo Inácio contra a Controlada Rio Paranapanema Energia 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 2021 de R\$ 7.702 (R\$ 6.959 em 31 de dezembro de 2020);
- ii. Trata-se de Ações Anulatórias ajuizadas para declarar nulo os autos de infração nº 246.946-D e nº 246.947-D lavrados pelo Ibama em face da UHE Canoas I e II, o valor atualizado para 31 de dezembro de 2021 é R\$ 1.840 (R\$ 1.810 em 31 de dezembro de 2020);
- iii. Provisão para indenização por danos materiais e morais de ações ajuizadas por supostos pescadores profissionais, o valor atualizado para 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 1.131 (R\$ 979 em 31 de dezembro de 2020).

25.5. Rio Sapucai Mirim Energia Ltda.

a) Trabalhista

Em 31 de dezembro de 2021, as contingências trabalhistas da Controlada Sapucai Mirim Ltda líquidas foram zeradas (R\$ 47 em 31 de dezembro de 2020). A variação decorre do encerramento dos processos em razão de uma campanha de acordo realizada pela Sociedade visando uma composição amigável entre as partes, que culminou no encerramento de todos os casos que tinham valores contingenciados.

b) Cíveis

Em 31 de dezembro de 2021, a principal provisão relativa ao risco cível com expectativa de perda provável é relativo a Controlada Sapucai Mirim Energia Ltda

A variação observada na Ação de Desapropriação ajuizada em face de Millernad Badran em que se discute a desapropriação e valorização do imóvel para a construção do reservatório da UHE Retiro. A decisão de primeira instância foi favorável à Sociedade determinando que a indenização a ser paga fosse calculada tomando por base os valores referentes à terra rural. Em sede de recurso ao Tribunal de Justiça de São Paulo reverteu a decisão e considerou que o cálculo deve ser elaborado considerando a propriedade como.

25.6. Rio Verde Energia S.A.

a) Cíveis

Em 31 de dezembro de 2021, as contingências cíveis líquidas somam R\$ 1.812, e referem-se à desapropriação e indenizações referentes às áreas para construção do reservatório.

b) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2021, as baixas no exercício decorrem do encerramento das ações trabalhista ajuizadas por ex-empregados por meio do pagamento das condenações ou realização de acordo.

c) Regulatórias

Em 10 de julho de 2015, de acordo com o descrito na nota explicativa nº 1.4, a Controlada Rio Verde energia 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. Com a homologação, pela ANEEL, dos valores pagos a título de GSF, a Rio Verde protocolou o pedido de desistência da ação. Aguarda-se os trâmites finais para encerramento do processo judicial

25.7. Rio Canoas Energia S.A.

a) Cíveis

Em 31 de dezembro de 2021, as contingências cíveis líquidas somam R\$ 13.981, 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 Rio Canoas energia 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 Rio Canoas Energia visando uma composição amigável entre as partes.

25.8. Contingências possíveis

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

	Controladora		Consolidado	
	2021	2020	2021	2020
Ambientais	-	-	1.258.273	1.100.254
Fiscais	10.766	10.382	684.491	698.800
Cíveis	-	159.757	43.536	188.352
Regulatórias	-	-	134.099	139.734
Trabalhistas	48	4.980	17.731	21.126
	10.814	175.119	2.138.130	2.148.266

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

25.8.1. Controladora

a) Cíveis

Em 31 de dezembro de 2021, a contingência cível de R\$ 159.757, e referente 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, passou para a categoria de remoto, devido a decisão favorável à Controladora.

25.8.2. Controladas

25.8.2.1 - Rio Paraná Energia S.A.

a) Ambientais

Em 31 de dezembro de 2021, 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 Rio Paraná energia, 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; (iv) cumprimento de Programas Ambientais. Abaixo, seguem detalhes dos principais processos ambientais:

- i. 523 Ações Civis Públicas – movidas pelo Ministério Público Federal de Jales/SP em face da CESP e dos ocupantes irregulares, requerendo para a condenação:
 - recuperação da Área de Preservação Permanente – (“APP”);
 - a demolição de edificações/ocupações irregulares (caso obrigação não seja cumprida pelos ocupantes);
 - 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 Rio Paraná energia 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.

- i. 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 Jupiá 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 primeira instância o processo foi julgado em desfavor da Confederação, tendo sido revertida a decisão em segunda instância, para que seja reiniciada a produção de provas. Desta decisão, a Rio Paraná interpôs Recurso Especial no STJ. Aguarda-se julgamento, pelo STJ, de recursos das partes sobre prescrição e distribuição do ônus da prova. O valor atualizado é de R\$ 1.239.292.

- ii. A Rio Paraná recebeu em 2021 2 Autos de Infração lavrados pelo IMASUL e IBAMA, respectivamente, totalizando de R\$ 5.835, por supostos impactos ambientais decorrente de suposta mortandade de peixes relativo a baixos níveis do reservatório da UHE Jupiá, e suposto uso de substância (dicloro isocianurato de sódio – MD-60) em desacordo com autorização ambiental. Em ambos os casos, foram apresentadas as Defesas Administrativas, aguardando-se julgamento pelos órgãos ambientais.
- iii. A Rio Paraná também recebeu em 2021 uma Ação Civil Pública ajuizada pelo MPF de Três Lagoas/MS (“Ação Peixamento”), em que se discute o cumprimento da condicionante específica ambiental 2.1 da LO 1251/2014, em razão do suposto elevado decréscimo na soltura de variadas espécies de alevinos nos reservatórios das UHE's Jupiá e Ilha Solteira. O Processo encontra-se suspenso a pedido das partes. O valor atualizado é de R\$ 5.305.

b) Fiscais

- i. 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 Rio Paraná 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 a 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 pela Administração, fundamentada pelos advogados da Controlada Rio Paraná, como possível e o valor total envolvido neste caso considerando dezembro de 2021 é de R\$ 493.783.

c) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2021, as contingências trabalhistas com expectativa de perda possível estão avaliadas no montante de R\$ 11.044. As variações na rubrica de contingências trabalhistas são decorrentes do arquivamento de ações trabalhistas no período.

25.8.2.2. - Rio Paranapanema Energia S.A

a) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2021, as contingências trabalhistas com expectativa de perda possível estão avaliadas no montante de R\$ 5.468 (R\$ 4.496 em 31 de dezembro de 2020) na Controlada Rio Paranapanema Energia R\$ 5.468 (R\$ 4.496 em 31 de dezembro de 2020) nas Controladas Rio Paranapanema energia e Rio Sapucaí Mirim energia.

A variação na rubrica de contingências trabalhistas é decorrente de novas ações trabalhistas ajuizadas por empregados terceirizados e ex-empregados da Controlada Rio Paranapanema Energia.

b) Fiscais

Em 31 de dezembro de 2021, as principais contingências fiscais com expectativa de perda possível são:

- i. Mandado de Segurança nº 0025355-84.2004.4.03.6100, que visa a concessão de liminar para ser reconhecido o direito da Controlada Rio Paranapanema Energia de 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\$ 10.032 (R\$ 9.828 em 31 de dezembro de 2020);
- 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 Rio Paranapanema Energia apresentou manifestações de inconformidade e/ou recurso voluntário as quais aguardam julgamento. Valor classificado como possível de R\$ 56.300 (R\$ 57.221 em 31 de dezembro de 2020). A redução do valor decorre do encerramento de processos administrativos que ao final foram favoráveis à Controlada Rio Paranapanema Energia determinando a compensação e/ou restituição.;
- iii. Autos de Infração que discutem para cobrança de CSLL, IRPJ e Lucro Inflacionários referentes aos anos calendário de 2005 a 2010 respectivamente. Em todos os casos foram apresentados Recursos Voluntários que estão pendentes de julgamento pelo Conselho de Contribuintes. Os valores atualizados para 31 de dezembro de 2021, totalizam R\$ 64.062 (R\$ 57.817 em 31 de dezembro de 2020).

O montante de R\$11.435 está pulverizado em vários outros processos (R\$ 12.448 em 31 de dezembro de 2020).

c) Ambientais

Em 31 de dezembro de 2021 as principais contingências ambientais com expectativa de perda possível são:

- i. Autos de Infração lavrados pelo Instituto Ambiental do Paraná (IAT), pelo IBAMA e pela CETESB, relativos a supostas infrações ambientais ocorridas nas Usinas Chavantes, Salto Grande, Canoas I, Canoas II, Taquaruçu e Capivara, além de Ações Anulatórias. A Controlada Rio Paranapanema Energia apresentou recursos administrativos e ajuizou ações visando declarar a nulidade das multas. Os valores em 31 de dezembro de 2021 são de R\$ 31.100 (R\$ 36.514 em 31 de dezembro de 2020).
- ii. Ações Civis Públicas movidas pelo Ministério Público Estadual de Andirá em face da Controlada Rio Paranapanema Energia relativas à ocupação irregular em área de APP (localizadas nos reservatórios das UHE's Canoas I e II), regularização de área de Loteamentos e recuperação ambiental, totalizando o valor envolvido para 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 10.061.

d) Regulatórias

Em 31 de dezembro de 2021, as contingências regulatórias com expectativa de perda possível somam um total de R\$ 134.099, sendo que as principais contingências são referentes a:

- i. Por conta da recusa da Controlada Rio Paranapanema energia 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 Rio Paranapanema Energia (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 Rio Paranapanema Energia 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 Rio Paranapanema energia 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 Rio Paranapanema energia interpôs recurso de apelação, o qual ainda está pendente de julgamento. A classificação é de perda possível, e o valor é de R\$ 38.255 (R\$ 37.525 em 31 de dezembro de 2020);

- 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 Rio Paranapanema energia pode ser impactada por eventual decisão favorável à distribuidora e o valor atualizado em 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 47.843 (R\$ 55.501 em 31 de dezembro de 2020);

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 Rio Paranapanema energia pode ser impactada por eventuais decisões favoráveis às distribuidoras. O valor atualizado em 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 19.742 (R\$ 17.828 em 31 de dezembro de 2020);

25.8.2.3. - Rio Verde Energia S.A

a) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2021, não há previsão de contingência trabalhista com expectativa de perda possível. As variações nas constituições se referem ao encerramento via acordo, pagamento de condenação e decisões favoráveis em casos ajuizados por ex-empregados e empregados terceirizados.

b) Fiscais

Em 31 de dezembro de 2021, as contingências fiscais com expectativa de perda possível estão avaliadas no montante de R\$ 6.528. 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 (PIS/COFINS, 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 Rio Verde Energia apresentou manifestações de inconformidade e/ou recurso voluntário as quais aguardam julgamento.

25.8.2.4. - Rio Canoas Energia S.A

a) Cíveis

As contingências cíveis com expectativa de perda possível no montante de R\$ 3.827 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 Rio Canoas Energia, não há necessidade de provisionamento de valores. As baixas do exercício referem-se a encerramentos de ações no curso normal dos processos.

25.8.2.5.- CTG Brasil Negócios de Energia Ltda

a) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2021, as contingências trabalhistas líquidas somam R\$ 534, a variação no saldo em relação a 2020 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.

25.8.2.6.- CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda

a) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2021, as contingências trabalhistas com expectativa de perda possível estão avaliadas no montante de R\$ 637.

A variação na rubrica de contingências trabalhistas é decorrente de novas ações trabalhistas ajuizadas por empregados terceiros e ex-empregados da Controlada CTG Brasil Serviços Administrativos.

26. Dividendos a pagar

A distribuição de dividendos é feita para os quotistas do Grupo e reconhecida como um passivo em suas demonstrações financeiras ao final do exercício.

	Controladora			
	Saldo em 2020	Dividendos intermediários / propostos	Dividendos pagos	Saldo em 2021
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	47.366	126.977	(119.333)	55.010
China Three Gorges Latam Holding S.A.R.L.	364	424	(365)	423
	47.730	127.401	(119.698)	55.433

	Consolidado				
	Saldo em 2020	Dividendos intermediários / propostos	Dividendos pagos	Prescrições (*)	Saldo em 2021
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	47.366	126.977	(119.333)	-	55.010
China Three Gorges Latam Holding S.A.R.L.	364	424	(365)	-	423
Huikai Clean Energy S.A.R.L	11.461	224.204	(232.548)	-	3.117
Acionistas minoritários	11.819	-	(10.354)	(178)	1.287
	71.010	351.605	(362.600)	(178)	59.837

(*) 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 quotistas do Grupo e reconhecida como um passivo em suas demonstrações financeiras ao final do exercício.

	Controladora			
	Saldo em 2020	JSCP a pagar	JSCP pagos	Saldo em 2021
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	198.224	187.258	(198.224)	187.258
China Three Gorges Latam Holding S.A.R.L.	1.526	1.442	(1.526)	1.442
	199.750	188.700	(199.750)	188.700

	Consolidado				
	Saldo em 2020	JSCP a pagar	JSCP pagos	Prescrições (*)	Saldo em 2021
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	198.224	187.258	(198.224)	-	187.258
China Three Gorges Latam Holding S.A.R.L.	1.526	1.442	(1.526)	-	1.442
Huikai Clean Energy S.A.R.L.	189.982	113.332	(189.981)	-	113.333
Acionistas não controladores	1.954	-	(1.679)	(47)	228
	391.686	302.032	(391.410)	(47)	302.261

(*) Os juros sobre capital próprio 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.

28. Contratos futuros de energia

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.

	Consolidado					
	2021			2020		
	Ativo	Passivo	Resultado líquido	Ativo	Passivo	Resultado líquido
Circulante	127.587	101.382	26.205	26.931	25.698	1.233
Não circulante	99.292	12.575	86.717	7.156	6.780	376
	226.879	113.957	112.922	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 2020	1.609
Ganho reconhecido no exercício	192.792
Perda reconhecido no exercício	(81.479)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	112.922

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 2021. 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	61.722	89.323	112.922	136.524	160.125

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 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.

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	
	2021	2020	2021	2020
Benefícios de curto prazo para administradores	10.392	10.032	18.931	13.940
Benefícios pós-emprego	272	282	650	427
Conselho fiscal	-		1.134	1.112
	10.664	10.314	20.715	15.479

29.2. Composição

A Controladora 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.

O Grupo possui contrato de prestação de serviços administrativos junto à CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda, e anuído pela Aneel conforme Despacho nº 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. A partir de 01 de novembro de 2021 os serviços prestados pela CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda passaram a integrar o contrato de compartilhamento de despesas, junto a CTG BR, conforme Despacho Aneel nº 3620/2021. Com esse aditivo, a partir de dezembro de 2021, a CTG BR assumiu as atividades antes prestadas pela CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda.

A Controladora possuía um contrato de mútuo com a sua controlada indireta Rio Paraná Eclusas S.A, conforme contrato assinado no dia 23 de novembro de 2018. O contrato foi liquidado em 2021.

	Controladora		
	2021		2020
	Ativo	Ativo	Passivo
Rio Canoas Energia S.A.	426	334	-
Rio Verde Energia S.A.	241	185	-
CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda.	-	-	124
Rio Parana Energia S.A.	5.466	4.067	-
Rio Parana Eclusas S.A.	-	1.879	-
Rio Parapananema Energia S.A.	1.936	1.462	-
Rio Sapucaí-Mirim Energia Ltda.	86	-	-
	8.155	7.927	124

	Consolidado					
	2021			2020		
	Passivo			Passivo		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
São Manoel Energia S.A.	2.908	-	2.908	2.724	-	2.724
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L	663.790	2.580.981	3.244.771	621.592	3.004.342	3.625.934
	666.698	2.580.981	3.247.679	624.316	3.004.342	3.628.658

29.3. Resultado

	Controladora							
	2021				2020			
	Compartilhamento de despesas	Prestação de serviços	Múltuo	Total	Compartilhamento de despesas	Prestação de serviços	Múltuo	Total
China Three Gorges Brasil Energia Ltda.	-	-	-	-	-	-	-	-
Rio Canoas Energia S.A.	3.470	-	-	3.470	3.741	-	-	3.741
Rio Verde Energia S.A.	1.926	-	-	1.926	2.068	-	-	2.068
CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda.	-	(1.448)	-	(1.448)	-	(1.511)	-	(1.511)
Rio Parana Energia S.A.	42.547	-	-	42.547	45.580	-	-	45.580
Rio Parana Eclusas S.A.	-	-	66	66	-	-	98	98
Rio Parapananema Energia S.A.	15.264	-	-	15.264	16.386	-	-	16.386
Rio Sapucaí-Mirim Energia Ltda.	86	-	-	86	-	-	-	-
	63.293	(1.448)	66	61.911	67.775	(1.511)	98	66.362

	Consolidado			
	2021		2020	
	Compra de energia	Compra de energia	Compra de energia	Compra de energia
São Manoel Energia S.A.	(36.559)		(37.515)	
	(36.559)		(37.515)	

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

Em 22 de agosto de 2016, a Rio Paraná 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 2021 em dólar foi de R\$ 5,5805, 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 2020	3.625.934
Pagamento de principal	(607.622)
Pagamento de juros	(166.347)
Apropriação de juros	177.044
Variação cambial	228.637
Imposto de renda	(12.875)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	3.244.771

No dia 20 de maio de 2021, a Controlada Rio Paraná realizou o pagamento de juros e principal do empréstimo de partes relacionadas com a empresa China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.

30. Planos de pensão e aposentadoria – Rio Paranapanema Energia

30.1. *Benefícios a empregados*

30.1.1. Obrigações de aposentadoria

A Controlada Rio Paranapanema Energia 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 do crédito unitário projetado 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 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 descontos 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 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.

30.2. Contribuição definida

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

No plano de contribuição definida, a Controlada Rio Paranapanema Energia faz contribuições mensais contratuais para o plano de previdência privada conforme opção do colaborador para esse benefício. A Controlada Rio Paranapanema Energia 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\$ 167 (R\$ 155 em 31 de dezembro de 2020).

30.3. Benefício definido

A Controlada Rio Paranapanema Energia 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 Controlada Rio Paranapanema Energia. 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 Controlada Rio Paranapanema Energia 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 Vivest (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	
	2021	2020
Obrigação de benefício definido	(429.589)	(415.243)
Valor justo do ativo do plano	387.401	371.152
Passivo reconhecido no balanço patrimonial	(42.188)	(44.091)

No exercício de 2021, a Rio Paranapanema Energia contabilizou uma redução em seu passivo de longo prazo no valor de R\$ 1.903 (R\$ 25.626 em 31 de dezembro de 2020) em contrapartida ao patrimônio líquido (outros resultados abrangentes), conforme estabelecido pelo CPC 33 (R1)/IAS 19 – Benefícios a empregados.

A redução do passivo se deu, sobretudo, em decorrência da mudança da taxa de retorno que saiu de 4,07% para 5,26%.

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

	Consolidado	
	2021	2020
Valor líquido do passivo de benefício definido no final do ano anterior	(44.091)	(18.465)
Custo da obrigação de benefício definido incluído no resultado da empresa	(6.093)	(4.182)
Contribuições da empresa realizadas no exercício	1.112	947
Redimensionamento da obrigação de benefício definido incluído em outros resultados abrangentes ("OCI")	6.884	(22.391)
Valor líquido do passivo de benefício definido no final do ano	(42.188)	(44.091)

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

	Consolidado	
	2021	2020
Obrigação de benefício definido no final do ano anterior	415.243	374.896
Custo do serviço corrente	3.951	3.781
Custo do serviço	2.991	2.944
Contribuição de participante	960	837
Custo dos juros	29.008	25.886
Benefícios pagos pelo plano no exercício	(24.005)	(16.948)
Redimensionamento da obrigação	5.392	27.628
Obrigação de benefício definido no final do ano	429.589	415.243

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

	Consolidado	
	2021	2020
Valor justo do ativo do plano no final do ano anterior	371.152	356.431
Rendimento real dos ativos	38.182	29.885
Juros sobre o valor justo do ativo do plano	25.906	24.648
Rendimento do valor justo do ativo do plano	12.276	5.237
Contribuições no exercício	2.072	1.784
Benefícios pagos pelo plano no exercício	(24.005)	(16.948)
Valor justo dos ativos no final do exercício	387.401	371.152

30.3.5. Despesa anual reconhecida no resultado do exercício

	Consolidado	
	2021	2020
Custo do serviço corrente	2.991	2.944
Custo dos juros sobre a obrigação de benefício definido	29.008	25.886
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	(25.906)	(24.648)
Total	6.093	4.182

30.3.6. Remensurações atuariais reconhecidas em outros resultados abrangentes

	Consolidado	
	2021	2020
Saldo no início do exercício		
Efeito da alteração de premissas financeiras	(60.765)	(37.703)
Efeito da alteração de premissas demográficas	(232)	-
Efeito da experiência do plano	66.389	65.299
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	(12.276)	(5.237)
Saldo no final do exercício	(6.884)	22.359

30.3.7. Premissas utilizadas nas avaliações atuariais

30.3.7.1. Hipóteses econômicas

	Consolidado	
	2021	2020
Taxa nominal de desconto (*)	9,47% ao ano	7,19% ao ano
Taxa de retorno esperado dos ativos	9,47% ao ano	7,19% ao ano
Taxa nominal de crescimento salarial	6,60% ao ano	5,58% ao ano
Crescimento dos benefícios da previdência social e dos limites	4,00% ao ano	3,00% ao ano
Taxa de inflação estimada no longo prazo	4,00% ao ano	3,00% ao ano
Fator de capacidade		
Salários	100,00%	100,00%
Benefícios	100,00%	100,00%

(*) Utilização de taxas nominais.

30.3.7.2. Hipóteses demográficas

	Consolidado	
	2021	2020
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%
Tábuas de entrada em invalidez	Light Fraca	Light Fraca
Mortalidade de inválidos	AT - 1949 Masculina	AT - 1949 Masculina
Composição familiar	Funcessp 2014	Funcessp 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	0,42% a.a.	0,84% a.a.
Rotatividade	Experiência Funcessp suavizada em 50%	Experiência Funcessp suavizada em 50%

30.3.8. Dados dos participantes

	Consolidado	
	2021	2020
Numero de Participantes		
Ativos	210	210
Aposentados	189	187
Inválidos	14	14
Pensionistas	25	22

30.3.9. Análise de sensibilidade das premissas atuariais

Com a finalidade de verificar o impacto nas obrigações atuariais, que em 31 de dezembro de 2021 foi de R\$ 429.589, a Rio Paranapanema Energia 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 Obrigaçāo de Benefício Definido	(44.903)	(60.187)
Total da Obrigaçāo de Benefício Definido	384.686	369.402
Duration da obrigação (em anos)	10,85	12,68

30.3.10. Estimativa da despesa de benefício definido para o exercício de 2021

Custo do serviço corrente	2.220
Custo dos juros	39.411
Rendimento esperado dos ativos do plano	(35.555)
Custo da obrigação de benefício definido	6.076

30.3.11. Outras informações sobre as obrigações atuariais

O valor esperado de contribuições da Controlada Rio Paranapanema Energia para o exercício de 2021 é de R\$ 1.722 (R\$ 939 em 31 de dezembro de 2020).

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

1 ano	28.261
Entre 2 e 5 anos	125.464
Entre 5 e 10 anos	195.302

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 2021, 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 2021 e 2020		
	Quotas	%
Quotistas		
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	9.850.713	99,24
China Three Gorges Latam Holding 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.

31.4. *Custo atribuído*

O imobilizado é mensurado pelo seu custo histórico, menos depreciação acumulada. Esse custo foi ajustado para refletir o custo atribuído de determinados itens do ativo imobilizado na data de transição para IFRS/CPCs, sendo a contrapartida registrada no patrimônio líquido, outros resultados abrangentes. Em 2021, visando uma melhor apresentação das demonstrações financeiras, a Administração reclassificou o valor de R\$ 91.536 para a rubrica de custo atribuído, dentro do próprio grupo de Ajuste de Avaliação Patrimonial, incluindo os saldos comparativos.

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 no Ambiente de Contratação Regulada- ACL

Contratos negociados no ambiente de contratação livre, onde a comercialização de energia elétrica ocorre por meio de livre negociação de preços e condições entre as partes, por meio de contratos bilaterais. Podem ser contratos de curto e longo prazo acordo com a estratégia interna do Grupo.

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.

32.1.3. Receita de geração no Ambiente de Contratação Regulada- ACR

O valor da Receita Anual de Geração (RAG) pelo regime de cotas está previsto no contrato de concessão, que é recebida/auferida pela disponibilização das instalações da infraestrutura. Não depende da sua utilização pelos usuários do sistema nem está sujeita ao MRE.

A RAG é composta pelas seguintes partes:

GAG (Gestão de Ativos de Geração): parcela associada ao custo da gestão dos ativos de geração, incluído os investimentos em melhorias a serem executadas ao longo da concessão

Reembolsos da TUST, TUSD, encargos de conexão, compensação financeira, taxa de fiscalização e P&D: são custos proporcionais a RAG, que estão sendo apresentados de forma líquida.

32.1.4. Receita de ativos financeiros

Os ativos financeiros de concessão representam o valor presente dos fluxos de caixa futuros, equivalente ao reembolso de 65% do valor pago pelo direito de concessão.

Esses ativos são remunerados mensalmente pela taxa interna de retorno e pela variação do IPCA.

32.1.5. 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.

32.1.6. 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.

32.1.7. 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 Paranapanema Energia e Rio Sapucaí Mirim Energia Ltda será realizada até 2025 e 2021, respectivamente.

Os valores de diferimento a apropriar em resultados futuros estão registrados 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).

32.1.8. Operação de trading

As operações de compra e venda de energia são transacionadas em mercado ativo no ambiente de contratação livre (ACL) e, para fins de mensuração contábil, atendem a definição de instrumentos financeiros ao valor justo. As operações de contratos futuros foram realizadas pela Controlada até 2026 e foram reconhecidas pelo seu valor justo na data de fechamento de cada operação. A Controlada reconhece a receita apenas quando da entrega da energia ao cliente pelo valor justo da contraprestação. Adicionalmente, são reconhecidos como receita/despesa os ganhos/perdas 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	
	2021	2020
Receita operacional bruta		
Contratos ACL	2.471.453	2.597.815
Contratos ACR	1.404.276	1.329.543
Comercialização de energia	477.049	21.961
Ganhos não realizados em operações de trading	192.792	34.087
Mercado de curto prazo (MCP)	324.782	324.605
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	7.170	24.643
	4.877.522	4.332.654
Receita de ativos financeiros		
Juros e atualização monetária	1.992.571	1.433.205
	1.992.571	1.433.205
Outras receitas		
Prestação de serviços	456	1.344
Outras receitas	448	399
	904	1.743
Total receita operacional bruta	6.870.997	5.767.602
Deduções à receita operacional		
PIS e COFINS	(546.960)	(495.295)
ICMS	(47.130)	(42.224)
Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)	(25.845)	(25.602)
ISS	(870)	(946)
	(620.805)	(564.067)
Receita operacional líquida	6.250.192	5.203.535

Em divulgações anteriores, em relação a controlada Rio Paraná, a receita de contratos de ACR e os reembolsos eram divulgados separadamente. A partir de 2021, a divulgação passa a ser feita pelo valor líquido para representar somente as receitas operacionais de energia, excluindo os reembolsos. Essa mudança visa uma melhor apresentação das demonstrações financeiras.

33. Energia elétrica vendida, comprada e encargos de uso da rede

33.1. Energia elétrica vendida

	Consolidado			
	2021		2020	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos ACL	13.697.862	2.471.453	14.311.729	2.597.815
Contratos ACR	16.104.867	1.404.276	15.795.066	1.329.543
Comercialização de energia	2.246.308	477.049	307.149	21.961
Mercado de curto prazo (MCP)	564.798	324.782	1.022.479	324.605
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	644.351	7.170	2.002.501	24.643
	33.258.186	4.684.730	33.438.924	4.298.567

33.2. Energia elétrica comprada

	Consolidado			
	2021		2020	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos bilaterais	3.809.633	1.100.910	2.588.576	510.838
Mercado de curto prazo (MCP)	928.228	309.625	220.883	57.131
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	2.468.517	33.159	2.510.874	48.182
(-) Crédito de PIS	-	(23.422)	-	(10.262)
(-) Crédito de COFINS	-	(107.885)	-	(47.268)
	7.206.378	1.312.387	5.320.333	558.621

33.3. Encargos de uso da rede elétrica

	Consolidado	
	2021	2020
Tust	349.170	307.620
Tusd	27.213	22.540
Encargos de conexão	441	468
(-) Crédito de PIS	(6.787)	(3.097)
(-) Crédito de COFINS	(31.259)	(14.265)
	338.778	313.266

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	
	2021	2020	2021	2020
Receitas				
Aplicações financeiras	15.585	24.171	65.719	88.118
Variações monetárias	790	-	45.786	149.043
Depósitos judiciais	-	-	18.935	15.060
Atualização do uso do bem público (UBP)	-	-	-	2.170
Atualização monetária de impostos a recuperar	790	-	790	-
Inadimplência CCEE	-	-	25.789	-
Atualização monetária referente a liminares CCEE	-	-	-	131.808
Outras	-	-	272	5
Variação cambial ativa	-	-	487.961	664.959
Compensação financeira	-	-	93.382	-
Juros sobre partes relacionadas	66	98	-	-
Ajuste a valor presente (UBP)	-	-	146	591
Outras receitas financeiras	542	399	1.525	3.176
	16.983	24.668	694.519	905.887
Despesas				
Juros	(3)	(5)	(367.776)	(441.814)
Juros sobre debêntures	-	-	(89.474)	(65.418)
Juros sobre empréstimos	-	-	(73.461)	(77.724)
Juros sobre financiamentos	-	-	(27.366)	(31.300)
Juros sobre partes relacionadas	-	-	(177.044)	(265.049)
Juros outros	(3)	(5)	(431)	(2.323)
Variação cambial passiva	-	-	(716.598)	(1.692.397)
Variações monetárias	-	1.252	(234.563)	(534.461)
Atualização do uso do bem público (UBP)	-	-	(10.657)	(11.002)
Atualização monetária referente a liminares CCEE	-	-	(124.447)	(435.958)
Provisões para riscos	-	-	(16.901)	(42.323)
Debêntures	-	-	(73.602)	(39.462)
Outras	-	1.252	(8.956)	(5.716)
PIS e COFINS sobre JSCP	(27.000)	(26.415)	(27.000)	(26.415)
Despesas plano de pensão	-	-	(3.043)	(4.182)
Ajuste a valor presente (UBP)	-	-	3.625	(3.236)
Ajuste a valor presente de provisão para grandes reparos	-	-	(410.950)	276.961
Outras despesas financeiras	(8.641)	(7.051)	(16.521)	(11.509)
	(35.644)	(32.219)	(1.772.826)	(2.437.053)
	(18.661)	(7.551)	(1.078.307)	(1.531.166)

Como mencionado anteriormente, o país enfrentou em 2021 uma crise hídrica sem precedentes, que reduziu o despacho da ONS para as geradoras hidrelétricas e aumentou o despacho das usinas térmicas que por sua vez provocaram elevação no preço da energia no curto prazo (PLD).

Dentro desse contexto, o Grupo efetuou diversas compras de energia durante o ano, visando mitigar parte dos impactos negativos do cenário hidrológico. Uma dessas contrapartes solicitou ao Grupo uma renegociação acerca dos compromissos contratados de entrega de energia comprada para o período. A partir dessa solicitação, houve renegociação de volumes, preços e prazos originalmente contratados e, em contrapartida a esse não cumprimento contratual, o Grupo recebeu uma compensação financeira no valor de R\$ 102.900 (no quadro acima líquido de Pis/Cofins).

Ainda acerca dessa renegociação, se considerados todos os anos de contrato com essa contraparte, o resultado a valor presente foi benéfico para o Grupo e evitou uma perda muito maior caso a contraparte efetivamente não honrasse o compromisso original.

Vale ressaltar que tivemos somente esse caso de renegociação e que, caso o Grupo não tivesse implementado ações mitigatórias dessa natureza, poderia ter tido um impacto negativo de maior proporção efetuando as compras de energia junto à CCEE no MCP. Adicionalmente, a Administração revisitou os processos de Risco de Portfólio e de Crédito, no sentido de torná-los ainda mais robustos.

35. Apuração do imposto de renda e contribuição social e Tributos diferidos

35.1. *Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido*

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					
	2021			2020		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Resultado antes do IRPJ e CSLL		1.238.305			1.154.277	
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
IRPJ e CSLL a alíquota pela legislação	(309.576)	(111.447)	(421.023)	(288.569)	(103.885)	(392.454)
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva						
Equivalência patrimonial de controladas	333.578	120.088	453.666	329.325	118.557	447.882
Juros sobre capital próprio	-	-	-	(12.642)	(4.551)	(17.193)
Prejuízo Fiscal e Base de Cálculo Negativa	320	115	435	176	64	240
Mais-valia	(21.731)	(7.823)	(29.554)	(24.671)	(8.882)	(33.553)
Participações nos Lucros e Resultado (PLR)	(682)	(245)	(927)	90	33	123
Arrendamento - IFRS 16	(894)	(322)	(1.216)	(489)	(176)	(665)
Incentivos fiscais	107	-	107	151	-	151
Outras adições permanentes, líquidas	(1.122)	(634)	(1.756)	(3.609)	(1.308)	(4.917)
IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	-	(268)	(268)	(238)	(148)	(386)
IRPJ e CSLL correntes	-	268	268	238	148	386
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	-	268	268	238	148	386
Ajustes correntes - exercícios anteriores	-	-	-	(462)	(170)	(632)
Total IRPJ e CSLL com efeito no resultado	-	268	268	(224)	(22)	(246)
Alíquota efetiva	0,00%	-0,02%	-0,02%	0,02%	0,01%	0,03%

	Consolidado					
	2021			2020		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Resultado antes do IRPJ e CSLL		2.458.370			2.511.657	
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
IRPJ e CSLL a alíquota pela legislação	(614.593)	(221.253)	(835.846)	(627.914)	(226.049)	(853.963)
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva						
Amortização encargo credor inflacionário	2.260	(73)	2.187	2.260	(430)	1.830
Equivalência patrimonial de controladas	9.871	3.555	13.426	20.460	2.834	23.294
Amortização agio da Duke sudeste	16	5	21	18	4.464	4.482
Provisão liminar GSF	(333)	(120)	(453)	-	-	-
Juros sobre capital próprio	100.000	36.000	136.000	85.364	25.961	111.325
Prejuízo Fiscal e Base de Cálculo Negativa	(1.406)	(510)	(1.916)	3.103	5.888	8.991
Doações Incentivadas	11.140	-	11.140	13.411	-	13.411
Mais-valia	(21.731)	(7.823)	(29.554)	(24.672)	(8.883)	(33.555)
Participações nos Lucros e Resultado (PLR)	(682)	(245)	(927)	90	33	123
Arrendamento - IFRS 16	(894)	(322)	(1.216)	(489)	(176)	(665)
Diferença por tributação de lucro presumido em controladas	(540)	(315)	(855)	(575)	(331)	(906)
Incentivos fiscais	147	-	147	1.944		1.944
Outras adições permanentes, líquidas	(3.191)	(1.457)	(4.648)	(15.325)	(5.157)	(20.482)
IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	(519.936)	(192.558)	(712.494)	(542.325)	(201.846)	(744.171)
IRPJ e CSLL correntes	298.152	111.827	409.979	418.546	157.285	575.831
IRPJ e CSLL diferidos	221.784	80.731	302.515	123.779	44.561	168.340
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	519.936	192.558	712.494	542.325	201.846	744.171
Ajustes correntes - exercícios anteriores	-	-	-	(763)	(165)	(928)
Ajustes diferidos - exercícios anteriores	-	-	-	(10.280)	(3.720)	(14.000)
Total IRPJ e CSLL com efeito no resultado	519.936	192.558	712.494	531.282	197.961	729.243
Alíquota efetiva	21,15%	7,83%	28,98%	21,59%	8,04%	29,63%

35.2. Tributos diferidos

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:

	Consolidado					
	2021			2020		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Ativo de imposto diferido						
Diferenças temporárias						
Efeitos da outorga	2.907	1.046	3.953	1.126	405	1.531
Participação nos lucros e resultados	2.160	777	2.937	2.349	846	3.195
Provisões para riscos	18.517	6.667	25.184	49.339	17.762	67.101
Ajuste a valor presente (UBP)	3.637	1.309	4.946	4.085	1.471	5.556
Liminar GSF/Garantia física	31.936	11.497	43.433	425.984	153.354	579.338
Benefício fiscal	8.212	2.956	11.168	9.753	3.511	13.264
Receita diferida	2.334	840	3.174	1.623	584	2.207
Prejuízo fiscal e Base de cálculo negativa	419.708	150.208	569.916	12.664	4.559	17.223
Provisões para grandes reparos	148.110	53.320	201.430	24.162	8.698	32.860
Amortização de direito de uso	267	96	363	244	88	332
Ajuste atuarial plano de pensão	6.736	2.425	9.161	7.212	2.596	9.808
Variação cambial	232.088	83.552	315.640	211.943	76.299	288.242
Valores recebidos a maior RTE	69	25	94	66	24	90
Outras provisões	9.074	3.267	12.341	11.034	3.972	15.006
Total bruto	885.755	317.985	1.203.740	761.584	274.169	1.035.753
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	(774.499)	(278.820)	(1.053.319)	(646.610)	(232.780)	(879.390)
Total	111.256	39.165	150.421	114.974	41.389	156.363
Passivo de imposto diferido						
Diferenças temporárias						
Efeitos da outorga	(1.052.806)	(379.010)	(1.431.815)	(747.580)	(269.129)	(1.016.709)
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	(276.196)	(99.430)	(375.626)	(213.102)	(76.717)	(289.819)
Ajuste a valor presente (UBP)	(3.914)	(1.409)	(5.323)	-	-	-
Ajuste a valor presente - Intangível	(7.258)	(2.613)	(9.871)	(10.762)	(3.875)	(14.637)
Ajuste de avaliação patrimonial	(124.680)	(44.885)	(169.565)	(148.112)	(53.320)	(201.432)
Imobilizado - IPC 10 - Custo atribuído	(21.174)	(7.623)	(28.797)	(22.046)	(7.936)	(29.982)
Juros sobre depósito vinculado	(19.491)	(7.017)	(26.508)	(15.492)	(5.577)	(21.069)
Mais-valia - investimento em controlada	(6.513)	(2.345)	(8.858)	(6.513)	(2.345)	(8.858)
Total bruto	(1.512.032)	(544.332)	(2.056.363)	(1.163.607)	(418.899)	(1.582.506)
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	774.499	278.820	1.053.319	646.610	232.780	879.390
Total	(737.533)	(265.512)	(1.003.044)	(516.997)	(186.119)	(703.116)
Imposto diferido líquido	(626.277)	(226.347)	(852.623)	(402.023)	(144.730)	(546.753)

O aumento na linha de efeitos da outorga no grupo de passivos diferidos é proveniente do efeito fiscal do reajuste da RAG corrigido pelo IPCA, conforme nota explicativa 1.9.

Conta	2022	2023	2024	2025	2026	A partir de 2027	Total
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(736.130)	(829.063)	(954.564)	(1.190.121)	(1.424.367)	4.281.623	(852.623)

Nas controladas Rio Paranapanema e Rio Verde, no 1º trimestre de 2021 ocorreu a realização do diferido constituído para a liminar do GSF e em decorrência da relevância dos valores, a empresa apurou prejuízo fiscal de IRPJ e base negativa de CSLL no exercício. Tal realização, afetou consideravelmente as linhas de contingências, liminar do GSF e Prejuízo fiscal e Base de cálculo negativa.

Houve reconhecimento e atualização dos valores de extensão da concessão nas empresas Rio canoas/Rio Verde/Rio Paraná, afetando consideravelmente a provisão para grandes reparos.

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	
	2021	2020
Numerador		
Lucro líquido do período atribuído aos quotistas		
Quotistas controladores	1.168.143	1.154.523
	1.168.143	1.154.523
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	0,11768	0,11631

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\$ 542 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 Financeiro, sendo a emissão das NFs de venda de energia considerada como a realização desse Ativo Financeiro;
- ✓ Depreciação e Amortização (R\$ 211 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\$ 412 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\$ 244 milhões): imposto deferido 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	2021							
	Geração	Variação %	Comercialização	Variação %	Administração outros	Variação %	Consolidado ajustado	Variação %
Receita operacional líquida	5.010.657	100,0%	683.587	100,0%	14.418	100,0%	5.708.662	100,0%
Ebitda ajustado	3.277.294	65,4%	10.643	1,6%	(54.010)	-374,6%	3.233.927	56,6%
Lucro líquido ajustado antes da variação cambial	1.469.083	29,3%	41.623	6,1%	(89.546)	-621,1%	1.421.160	24,9%
Lucro líquido ajustado	1.318.183	26,3%	41.623	6,1%	(89.546)	-621,1%	1.270.260	22,3%
Depreciação e amortização	(811.847)	-	-	-	(95.396)	-	(907.243)	-
Receita financeira	623.880	-	52.399	-	18.306	-	694.585	-
Despesa financeira	(1.325.440)	-	(2)	-	(35.747)	-	(1.361.189)	-
Imposto de renda e contribuição social	(445.704)	-	(21.417)	-	(1.294)	-	(466.415)	-

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)	-

	2021	2020
Lucro líquido societário	1.745.876	1.782.414
Ajustes de GAAP líquidos de impostos na controlada Rio Paraná em virtude da aplicação ICPC-01	475.616	608.165
Lucro líquido ajustado	1.270.260	1.174.249
Ebitda societário ICVM 527/2012	4.233.144	4.678.453
Ajustes GAAP (Societário vs Regulatório) na controlada Rio Paraná em virtude da aplicação ICPC-01	920.622	417.829
Resultado de equivalência patrimonial das investidas	78.595	32.300
Ebitda ajustado	3.233.927	4.228.324

	2021	2020
Lucro líquido societário	1.745.876	1.782.414
Imposto de renda e contribuição social	712.494	729.243
Resultado financeiro (líquido)	1.078.307	1.531.166
Depreciação e amortização	696.467	635.630
Ebitda societário ICVM 527/2012	4.233.144	4.678.453

	2021	2020
Receita líquida societária	6.250.192	5.203.535
Ajustes de GAAP líquidos de impostos na controlada Rio Paraná em virtude da aplicação ICPC-01	541.530	36.858
Receita líquida ajustada	5.708.662	5.166.677

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, conforme nota explicativa nº 37.3.

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 é 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 é 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			
			2021		2020	
			Valor contábil	Valor a mercado	Valor contábil	Valor a mercado
Ativos financeiros						
Caixas e bancos	Custo amortizado	Nível 1	5.112	5.112	396	396
Aplicações financeiras	Valor Justo por meio do resultado	Nível 1	1.312.749	1.312.749	1.486.050	1.486.050
Aplicações financeiras vinculadas	Valor Justo por meio do resultado	Nível 1	22.833	22.833	22.714	22.714
Clientes	Custo amortizado	Nível 2	600.601	600.601	1.518.947	1.518.947
Dividendos	Custo amortizado	Nível 2	-	-	5.926	5.926
Juros sobre capital próprio (JSCP)	Custo amortizado	Nível 2	21.441	21.441	18.899	18.899
Ativo financeiro vinculado à concessão	Custo amortizado	Nível 2	11.410.424	11.410.424	10.491.868	10.491.868
Depósitos judiciais	Custo amortizado	Nível 2	555.699	555.699	540.762	540.762
Operações de trading	Valor Justo por meio do resultado	Nível 2	226.879	226.879	34.087	34.087
			14.155.738	14.155.738	14.119.649	14.119.649
Passivos financeiros						
Fornecedores	Custo amortizado	Nível 2	715.233	715.233	2.210.193	2.210.193
Encargos setoriais	Custo amortizado	Nível 2	135.633	135.633	131.364	131.364
Partes relacionadas	Custo amortizado	Nível 2	3.247.679	3.247.679	3.628.657	3.628.657
Provisões para grandes reparos	Custo amortizado	Nível 2	1.909.893	1.909.893	1.456.427	1.456.427
Empréstimos	Custo amortizado	Nível 2	1.351.480	1.351.480	2.025.562	2.025.562
Financiamentos	Custo amortizado	Nível 2	374.128	374.128	424.728	424.728
Debêntures	Custo amortizado	Nível 2	2.689.608	2.728.961	1.574.858	1.641.985
Uso do bem público (UBP)	Custo amortizado	Nível 2	34.750	34.750	28.494	28.494
Juros sobre capital próprio (JSCP)	Custo amortizado	Nível 2	302.261	302.261	391.686	391.686
Dividendos	Custo amortizado	Nível 2	59.838	59.838	71.010	71.010
Operações de trading	Valor Justo por meio do resultado	Nível 2	113.957	113.957	32.478	32.478
			10.934.460	10.973.813	11.975.457	12.042.584

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 suas e de suas controladas. As principais coberturas, conforme apólices de seguros são:

Apólices	Vigência	Limite máximo de indenização em R\$ milhares (*)
Risco operacional	04/08/2021 a 04/08/2022	1.000.000
Lucro cessante	04/08/2021 a 04/08/2022	701.032
Responsabilidade civil	04/08/2021 a 04/08/2022	150.000
Responsabilidade civil ambiental	04/08/2021 a 04/08/2023	110.000
Responsabilidade civil para diretores e executivos	08/12/2021 a 08/12/2022	150.000
Risco cibernético	08/09/2021 a 08/09/2022	20.000

(*) Não auditados pelos auditores independentes

40. Transação não caixa

	Consolidado	
	2021	2020
Dividendos propostos e JSCP	-	330.624
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	93.728	96.859
Imposto diferido sobre a realização dos ajustes de avaliação patrimonial	(31.866)	(32.932)
Resultado atuarial com plano de pensão de benefício definido	4.982	3.267
Imposto diferido sobre plano de pensão	(1.694)	(1.111)
Efeito não financeiro sobre o pagamento da liminar GSF	690.331	-
Projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	1.903	25.626
Imposto de renda e contribuição social sobre projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	(647)	(14.988)
Recurso parcial de debêntures	295.785	-
Extensão da concessão	21.516	-

41. Compromissos

41.1. *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 2047;

O Grupo possui contratos nos ambientes de contratação livre até

- 2044, com contratos bilaterais.

Para eventuais sobras de energia os contratos são negociados pontualmente.

- 2026, realiza marcação a mercado dos contratos futuros de compra de energia

42. Eventos subsequentes

42.1. Aquisição projetos renováveis

Em 2022, a CTG Brasil firmou contratos para a construção de dois parques eólicos Serra das Palmeiras e Dom Inocêncio Sul, localizados respectivamente nos estados da Paraíba e da Bahia, com capacidades instaladas previstas de 756 MW e 600 MW.

Além disso, aguarda a finalização de liberações junto à órgãos reguladores para o encerramento do processo de compra do complexo solar (Arinos), previsto para o primeiro semestre de 2022. Esse complexo solar será instalado em Minas Gerais, com capacidade de 400 MWpico.

Juntos, esses projetos adicionarão 1,7 GW de potência ao parque gerador do Grupo

42.2. Dispensa de cumprimento da obrigação de atendimento ao Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD)

Em 13 de abril de 2022, a Controlada Rio Verde, obteve junto ao BNDES a dispensa de cumprimento da obrigação de atendimento ao mínimo de ICSD relativo ao exercício de 2021.

42.3. 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

42.4. 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.

42.5. 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.

42.6. 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