



Relatório de administração e demonstrações financeiras

2024

China Three Gorges Brasil Energia S.A.
CNPJ: 19.014.221/0001-47



SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	4
MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO	5
MAPA DE OPERAÇÕES	7
GOVERNANÇA CORPORATIVA	9
ORGANOGRAMA	10
PERFORMANCE EM SUSTENTABILIDADE	12
CONJUNTURA ECONÔMICA E SETORIAL	13
CONTEXTO REGULATÓRIO	15
DESEMPENHO OPERACIONAL	17
COMERCIALIZAÇÃO	21
Principais indicadores	22
Contratos Futuros de Energia.	23
Custos e outros resultados operacionais	24
Ebitda e margem Ebitda	25
Resultado financeiro	27
Endividamento	28
Lucro líquido	29
Demonstrações financeiras	30
Balanços patrimoniais.....	30
Demonstrações do resultado.....	32
Demonstrações do resultado abrangente	33
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido	34
Demonstrações dos fluxos de caixa.....	35
Demonstrações do valor adicionado	36
Notas explicativas da Diretoria para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e de 2023	37
1. Informações gerais	37
2. Apresentação das demonstrações financeiras	46
3. Resumo das políticas contábeis materiais	48
4. Gestão de riscos do negócio	49
5. Caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras vinculadas.....	53
6. Clientes	55
7. Tributos a recuperar/recolher	56

8. Repactuação do risco hidrológico – Rio Canoas	57
9. Ativo financeiro vinculado à concessão – Rio Paraná	58
10. Dividendos e Juros sobre capital próprio a receber.....	58
11. Depósitos judiciais	59
12. Investimentos.....	60
13. Imobilizado.....	62
14. Intangível	66
15. Fornecedores.....	71
16. Encargos setoriais	72
17. Financiamentos	73
18. Debêntures	77
19. Dividendos e Juros sobre capital próprio a pagar.....	83
20. Uso do bem público (UBP) – Rio Verde e Rio Canoas.....	84
21. Partes relacionadas	85
22. Provisões para grande reparos – Rio Paraná.....	90
23. Provisões para riscos e contingências possíveis.....	91
24. Contratos futuros de energia	103
25. Planos de pensão e aposentadoria – Rio Paranapanema Energia.....	104
26. Patrimônio líquido	109
27. Receita operacional líquida	111
28. Energia elétrica vendida, comprada e encargos de uso da rede	113
29. Resultado financeiro	115
30. Apuração do imposto de renda e contribuição social e tributos diferidos	116
31. Lucro por ação.....	118
32. Informações por segmento.....	119
33. Instrumentos financeiros	121
34. Seguros.....	126
35. Transações não caixa.....	127
36. Compromissos assumidos e não reconhecidos.....	127
37. Evento subsequente	127
Membros da Governança.....	128

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas	129
Declaração da Diretoria	135
Relatório anual resumido e parecer do Comitê de auditoria, riscos e partes relacionadas estatutário.....	136

APRESENTAÇÃO

Prezados acionistas e detentores de debenturistas,

A Administração da China Three Gorges Brasil Energia S.A. (“Companhia” ou “CTG Brasil”) apresenta para sua apreciação o relatório das principais atividades realizadas ao longo do exercício de 2024, acompanhado das Demonstrações Financeiras, elaboradas em conformidade com a legislação societária brasileira.

Este relatório atende às exigências da Resolução CVM 162/22. As Demonstrações Financeiras anuais foram submetidas a uma auditoria independente conduzida pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda. (DTT). Cumpre ainda informar, em conformidade com essa mesma resolução, que a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda. e seus profissionais associados não prestaram nenhum outro serviço à Companhia que não estivesse relacionado exclusivamente a trabalhos de assecuração.

Adicionalmente, a CTG Brasil disponibiliza em seu site institucional o Relatório de Sustentabilidade, preparado de acordo com as diretrizes da *Global Reporting Initiative* (GRI) e da *Sustainability Accounting Standards Board* (SASB), abrangendo também os indicadores socioambientais definidos pela Aneel.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Prezados(as) Senhores(as),

O ano de 2024 trouxe desafios e oportunidades para o setor de energia, exigindo adaptação e resiliência. Em um cenário macroeconômico dinâmico, marcado por mudanças no mercado global, a volatilidade dos preços da energia e condições climáticas atípicas reforçaram a importância de uma estratégia bem estruturada e de uma matriz energética diversificada.

Encerramos o ano com uma geração de 26.741 GWh de energia elétrica. Embora esse volume tenha sido 12% menor que o de 2023, em razão de um período hidrológico desafiador, nossa gestão comercial permitiu mitigar impactos financeiros. Antecipamos decisões de compra e venda de energia, garantindo maior previsibilidade e exploramos janelas de oportunidade buscando rentabilizar nosso portfólio. Esse resultado reflete a qualidade de nossos quadros, que atuam com excelência para garantir a estabilidade de nossas operações e a otimização de nossos resultados

Mesmo em um cenário desafiador, aproveitamos oportunidades no mercado financeiro, captando recursos em condições favoráveis e emitindo debêntures que fortaleceram nossa liquidez e estratégia de crescimento. Com uma estrutura financeira robusta, seguimos flexíveis para novos investimentos, assegurando a criação de valor e a competitividade no setor.

Os investimentos seguiram como prioridade em 2024. Concluímos as obras do Complexo Solar de Arinos, em Minas Gerais, e avançamos na construção do Complexo Eólico Serra da Palmeira, na Paraíba, com conclusão prevista para 2025. Esses projetos, os primeiros investimentos greenfield da Companhia, reforçam nosso compromisso com a diversificação da matriz energética e a ampliação da geração renovável.

Também seguimos com a modernização das usinas de Ilha Solteira e Jupia, contratando o terceiro lote de obras. Com investimentos superiores a R\$ 3 bilhões até 2038, essa iniciativa aumenta a eficiência e a confiabilidade dos ativos, assegurando maior competitividade no longo prazo.

Com disciplina financeira e visão estratégica, seguimos investindo de forma responsável para gerar valor e equilibrar riscos. Encerramos 2024 preparados para capturar oportunidades e fortalecer nossa posição no setor, impulsionados por uma equipe altamente capacitada e excelência na gestão.

Atenciosamente,

Liyi Zhang
CEO da CTG Brasil

PERFIL DA CTG BRASIL

Fundada em 2013, a CTG Brasil nasceu como parte da estratégia global de expansão da China Three Gorges Corporation, uma das maiores líderes mundiais na geração de energia. Em 12 anos de atuação no mercado brasileiro, a Companhia se consolidou como uma das líderes em seu segmento no País, com investimentos em inovação e crescimento em longo prazo. Sua capacidade instalada controlada e proporcional é de 8,3 GW.

A CTG Brasil responde pela operação de 12 usinas hidrelétricas (UHEs) e duas pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), através da gestão de quatro empresas subsidiárias diretas e indiretas: Rio Paraná, Rio Paranapanema, Rio Canoas e Rio Verde. A Companhia também possui uma comercializadora de energia – a CTG Negócios, que em 2024 foi direcionada para escoar exclusivamente a energia gerada pelos novos empreendimentos de energia renovável – e tem participações estratégicas em três usinas hidrelétricas (Santo Antônio do Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel) e cinco grupos de parques eólicos espalhados pelo Brasil.

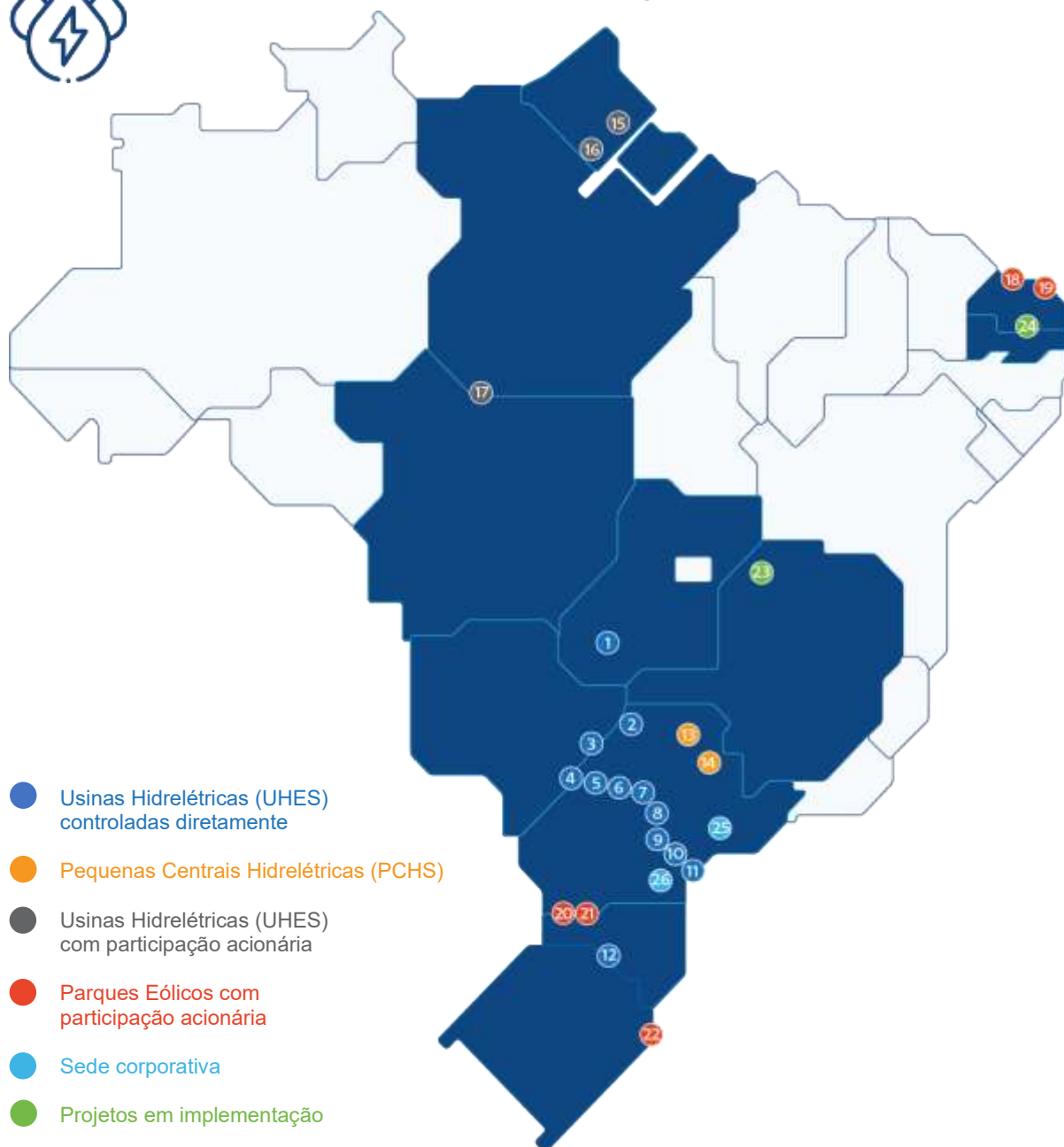
Entre esses projetos, destacam-se o Parque Eólico Elebrás Cidreira I, em Tramandaí (RS), o Parque Eólico Água Doce e o Parque Eólico Horizonte, ambos localizados em Água Doce (SC). No Rio Grande do Norte, a empresa opera os Parques Eólicos Baixa do Feijão (I, II, III e IV), além dos Parques Eólicos Aroeira, Jericó, Umbuzeiros e Aventura I.

Em dezembro 2024, a CTG Brasil concluiu a última etapa para a geração plena de energia do Complexo Solar de Arinos, no noroeste de Minas Gerais. Com isso, a unidade está apta para gerar e injetar energia 100% renovável no sistema. Para 2025, está prevista a conclusão da construção do complexo eólico Serra da Palmeira, localizado no Seridó Paraibano. Juntos, esses empreendimentos adicionarão cerca de 1 GW de capacidade para a empresa, reforçando seu compromisso com a expansão sustentável no setor energético.

A partir de uma avaliação estratégica, a CTG Brasil decidiu incorporar a CTG Trading à Rio Paranapanema Participações, que já era sua acionista. O negócio atuava no mercado de Trading Direcional, de compra e venda de energia a partir da avaliação de cenários do mercado. A reavaliação levou à manutenção da operação de trade, mas no encerramento da operação da CTG Trading.



MAPA DE OPERAÇÕES



Localização no mapa	Estado	Unidade	Capacidade instalada
1	GO	UHE Salto	116 MW
2	SP/MS	UHE Ilha Solteira	3.444 MW
3	SP/MS	UHE Jupia	1.551,2 MW
4	SP/PR	UHE Rosana	354 MW
5	SP/PR	UHE Taquaruçu	525 MW
6	SP/PR	UHE Capivara	643 MW
7	SP/PR	UHE Canoas I	82,5 MW
8	SP/PR	UHE Canoas II	72 MW
9	SP/PR	UHE Salto Grande	73,8 MW
10	SP/PR	UHE Chavantes	414 MW
11	SP	UHE Jurumirim	100,9 MW
12	SC	UHE Garibaldi	191,9 MW
13	SP	PCH Palmeiras	16,5 MW
14	SP	PCH Retiro	16 MW
15	AP	UHE Cachoeira Caldeirão	219 MW
16	PA/AP	UHE Santo Antônio do Jari	392,5 MW
17	PA	UHE São Manoel	735,84 MW
18	RN	Parques Eólicos Aroeira, Jericó, Umbuzeiros e Aventura I	126,9 MW
19	RN	Parques Eólicos Baixa do Feijão I, II, III e IV	120 MW
20	SC	Parque Eólico Água Doce	9 MW
21	SC	Parque Eólico Horizonte	4,8 MW
22	RS	Parque Eólico Tramandaí	70 MW
23	MG	Complexo solar fotovoltaico Arinos	336,7 MW
24	PB	Complexo eólico Serra da Palmeira	648 MW
25	SP	São Paulo	-
26	PR	Filial Curitiba	-

GOVERNANÇA CORPORATIVA

A CTG Brasil, subsidiária indireta da China Three Gorges International Limited (CTGI), opera por meio de sociedades por ações e limitadas, com estruturas de governança projetadas para atender aos diferentes portes e modelos de suas atividades.

A Companhia adota o mais elevado padrão de governança corporativa. Desde 2023, tem o registro de companhia aberta na Comissão de Valores Mobiliários (CVM), na categoria “A”, e implementou, de forma voluntária, um modelo de governança alinhado aos padrões do Novo Mercado da B3, o de maior nível da bolsa de valores brasileira.

O Conselho de Administração, órgão estatutário, é composto por quatro membros, dos quais dois são independentes. Sua atuação é apoiada por dois comitês estratégicos: o Comitê de Auditoria, Riscos e Partes Relacionadas (estatutário) e o Comitê de Pessoas e ESG.

No início de 2025, Gao Peng, então presidente do Conselho de Administração renunciou ao cargo. Em seu lugar, foi indicado Yang Yan, profissional que com grande conhecimento sobre a CTG Brasil, por sua atuação na área operacional. A Diretoria Executiva é composta por cinco membros.

Estrutura de governança corporativa

Conselho de Administração

Nome	Cargo
Liyi Zhang	Membro Efetivo
Jun Zhang	Membro Efetivo
Maria Carolina Ferreira Lacerda	Membro Independente
Raul Calfat	Membro Independente

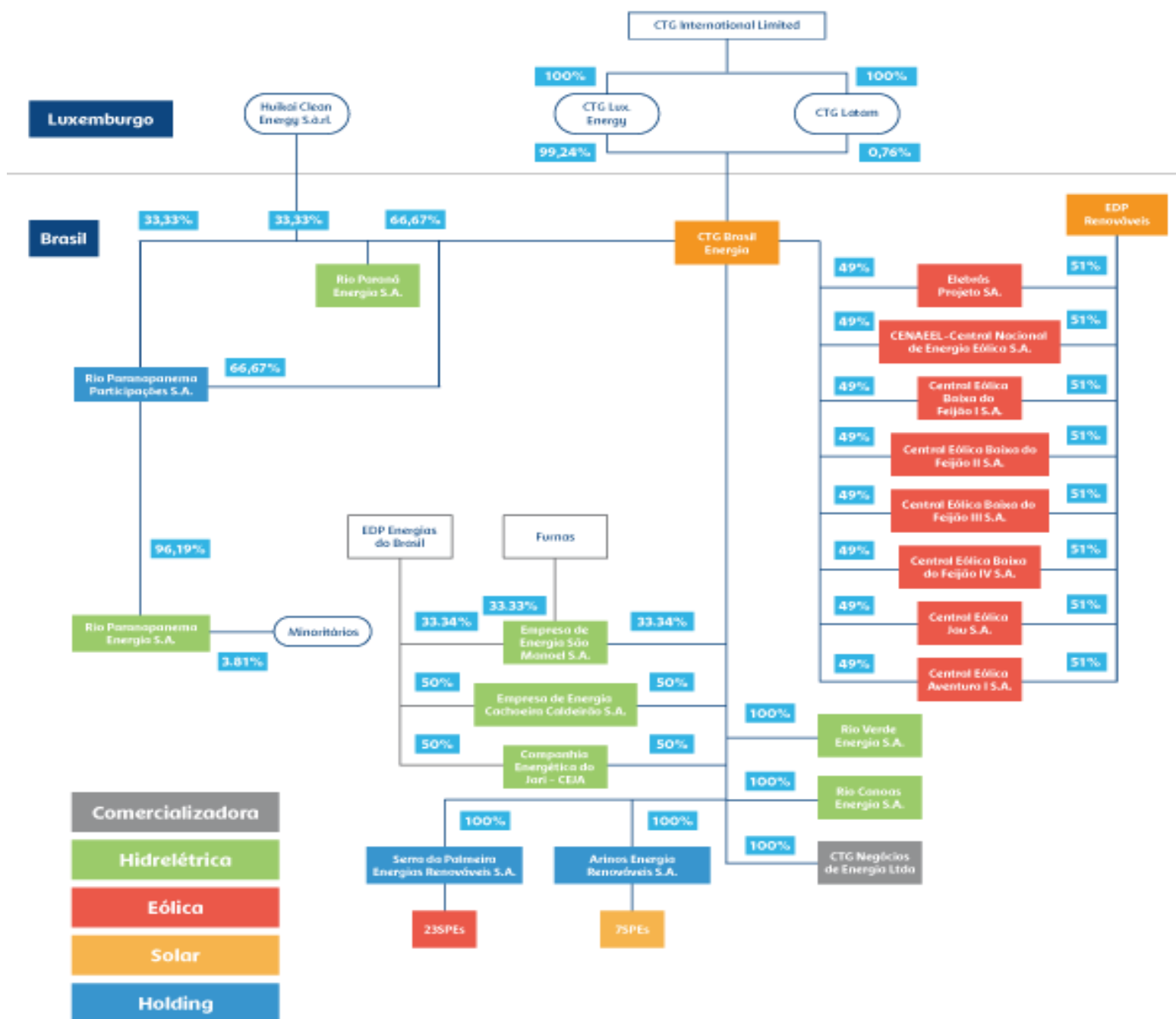
Comitê de Auditoria, Riscos e Partes Relacionadas

Nome	Cargo
Maria Carolina Ferreira Lacerda	Membro do Comitê
Raul Calfat	Membro do Comitê
Maria Helena Pettersson	Membro do Comitê
Junjie Wei	Membro do Comitê

Comitê de Pessoas e ESG

Nome	Cargo
Jun Zhang	Membro do Comitê
Raul Calfat	Membro do Comitê
Beatriz Botelho de Oliveira	Membro do Comitê

ORGANOGRAMA



COMPLIANCE E INTEGRIDADE

A CTG Brasil está comprometida com os mais altos padrões éticos, conduzindo seus negócios de forma íntegra e transparente, priorizando o fortalecimento de sua cultura e a melhoria contínua do seu Programa Corporativo de *Compliance*.

Como parte desse compromisso, a Companhia revisou a composição e responsabilidades do seu Conselho de Ética e *Compliance* em 2024, um colegiado interno que foi constituído para preservar a missão, valores e princípios estabelecidos no Código de Ética e Conduta nos Negócios da CTG Brasil. É sua atribuição apurar as possíveis violações ou não conformidades com políticas ou normas internas e a legislação aplicável.

Em 2024, a CTG Brasil revisou os critérios de classificação de riscos relacionados a terceiros, com o objetivo de aprimorá-los e assegurar uma avaliação mais clara e precisa, resultando na atualização do Procedimento de *Due Diligence*.

A Companhia também expandiu as iniciativas de capacitação para 13 das suas unidades operacionais, com visitas a usinas do Complexo Chavantes e Capivara, Ilha Solteira, Jupiá, PCHs de Retiro e Palmeira, além do complexo solar de Arinos. O objetivo foi fortalecer a disseminação do Código de Ética e Conduta nos Negócios, conscientizando sobre temas como assédio moral e sexual, além de promover a divulgação da Linha Ética. A iniciativa visa engajar os colaboradores locais na cultura de integridade e assegurar que todos conheçam os mecanismos disponíveis para reportar irregularidades. Além disso, em 2024, foi conduzido um programa de treinamento em riscos e controles internos voltado aos donos de processos e controles, reforçando a conscientização e a responsabilidade na gestão desses elementos cruciais.

Ao longo do ano, a CTG Brasil obteve a sua sétima certificação, a ISO 31.000, sobre Gestão de Riscos. Além disso, a Companhia também conta com as seguintes certificações ISO: 37.001 (Sistemas de Gestão Antissuborno), 37.301 (Sistemas de Gestão de *Compliance*), 9001 (Sistemas de Gestão da Qualidade), 14001 (Sistemas de Gestão Ambiental), 45001 (Sistemas de Gestão de Saúde e Segurança Ocupacional) e 55001 (Sistemas de Gestão de Ativos).

A CTG Brasil ainda busca reforçar o seu compromisso com o cumprimento da Lei Geral de Proteção de Dados (13.709/2018), a partir do seu Programa de Proteção de Dados Pessoais. Ele é parte do Programa de *Compliance* e conta com processos e sistemas adequados à proteção de dados pessoais.

PERFORMANCE EM SUSTENTABILIDADE

Após a integração das áreas de Sustentabilidade e ESG e de Estratégia e Relações com Investidores, diretamente vinculada ao Conselho de Administração, em 2023, a CTG Brasil segue avançando no fortalecimento de sua agenda.

Conforme a Resolução CVM nº219/2024, as companhias de capital aberto devem elaborar e divulgar relatório de informações financeiras relacionadas à sustentabilidade com base nas normas do *International Sustainability Standards Board* (ISSB) referentes ao ano-base 2026. Com esse objetivo, a CTG Brasil está conduzindo um novo processo de materialidade sob o conceito da dupla materialidade, avançando principalmente no olhar da materialidade financeira – em linha com as exigências das Normas IFRS S1 e S2.

Também faz parte dessa revisão estratégica, a avaliação sobre maturidade de compromissos ESG da Companhia, atendendo às exigências dos novos negócios, do mercado e aos compromissos com a transição para uma economia de baixo carbono.

Entre as iniciativas de 2024, destacam-se:

Desenvolvimento local – Em agosto de 2024, a CTG Brasil concluiu o programa Usina de Negócios na região do entorno da Usina Hidrelétrica Chavantes (SP), na região de Angra Doce. Realizado em parceria com o Instituto Meio, o programa buscou impulsionar o turismo local e promover o desenvolvimento econômico sustentável, beneficiando diretamente quatro municípios nos estados de São Paulo e Paraná. O investimento de R\$ 400 mil apoiou a qualificação de quatro empreendimentos selecionados com medidas que resultaram em melhorias de comunicação, infraestrutura e desenvolvimento de novos produtos turísticos, como a criação de roteiros e a introdução de caiaques, ampliando as opções de lazer da região. Ao final do período, esses empreendimentos registraram aumento médio de 63% em seu faturamento. Mais dois projetos de geração de renda estão em andamento, em Arinos (MG) e Serra da Palmeira (PB), outros dois serão iniciados entre 2025 e 2026. O programa Usina de Negócios reforça o compromisso da CTG Brasil com o empreendedorismo e a geração de renda nas comunidades onde atua, consolidando sua estratégia de investimento social e contribuindo para o crescimento sustentável da região.

Projetos sociais nas renováveis – Diagnósticos participativos realizados nas comunidades próximas aos empreendimentos renováveis orientam os investimentos em projetos sociais. O foco está em iniciativas de qualificação profissional, defesa de direitos e promoção cultural com uma extensa agenda de ações sociais em parceria com ONGs e instituições especializadas.

Investimentos sociais – Em 2024, a CTG Brasil destinou R\$ 18.381.711,29 milhões para 31 projetos sociais. Esse valor incluiu R\$ 1.446.097,29 milhões para 12 projetos sociais financiados por investimentos sociais próprios e R\$ 16.935.614 milhões para 16 projetos sociais e culturais incentivados por renúncia fiscal, pagos em 2023 e implementados em 2024. Esses projetos focaram na promoção de ações de esportes, apoio a crianças e adolescentes e assistência a grupos vulneráveis, fortalecendo a licença social para operar da CTG Brasil.

Inventário de gases de efeito estufa – A CTG Brasil segue entre as empresas de melhores práticas de gestão das emissões, com o Selo Ouro do Programa Brasileiro GHG Protocol. O reconhecimento é dado às companhias que prezam pela transparência e qualidade de seu balanço de emissões, que é auditado por terceira parte independente.

CONJUNTURA ECONÔMICA E SETORIAL

Em 2024, o Brasil experimentou uma recuperação econômica moderada, com crescimento puxado pelo setor de serviços e agronegócio. A inflação foi controlada, mas ainda acima da meta, e as taxas de juros altas impactaram o consumo e os investimentos. O ano foi marcado por uma recuperação gradual, mas os desafios fiscais e a necessidade de reformas ainda estão no centro das discussões para um crescimento sustentável no futuro.

A inflação medida pelo IPCA fechou 2024 em 4,83%, apresentando um pequeno crescimento em relação ao ano anterior. Esse resultado foi impactado pela alta nos preços de alimentos e energia, além de pressões no setor de serviços.

O Banco Central manteve uma política monetária rígida em virtude do controle inflacionário. Durante o ano, houve um ciclo de redução gradual na taxa Selic, mas no último trimestre essa tendência se inverteu novamente com acréscimo na taxa de juros em resposta às pressões inflacionárias.

O setor de energia foi um dos destaques em 2024, com investimentos em infraestrutura e energia renovável ganhando força.

Em 2024, o real brasileiro enfrentou uma desvalorização significativa, encerrando o ano com uma queda de 21,82% frente ao dólar, a maior desde 2020.

Essa desvalorização foi impulsionada por fatores internos e externos. Internamente, o aumento do risco fiscal, com o governo enfrentando dificuldades em equilibrar as contas públicas, gerou preocupações sobre a sustentabilidade fiscal, afetando a confiança dos investidores e resultando em uma maior desvalorização da moeda brasileira.

Externamente, a política monetária do Federal Reserve (Fed) dos Estados Unidos, que manteve as taxas de juros elevadas, fortaleceu o dólar globalmente, pressionando moedas emergentes como o real.

Tensões geopolíticas globais: Conflitos no Oriente Médio e outras crises globais elevaram a aversão ao risco e aumentaram a demanda por dólares.

Indicadores macroeconômicos	Triênio		
	2022	2023	2024
PIB	2,9%	2,9%	3,5%*
IPCA	5,79%	4,62%	4,83%
IGP-M	5,45%	-3,18%	6,54%
Taxa Selic	13,75%	11,75%	12,25%
Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP)	7,20%	6,55%	7,43%
Taxa de Câmbio (USD)	5,220	4,890	6,192

* O valor do PIB de 3,5% para 2024 é uma estimativa divulgada pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) em fevereiro de 2025. O fechamento oficial será divulgado apenas em março de 2025.

CONTEXTO REGULATÓRIO

A CTG Brasil se mantém ativa nos debates promovidos por entidades setoriais e reguladores visando a modernização do sistema de energia brasileiro e o fortalecimento do setor.

Em 2024, as expectativas se mantiveram com relação à atualização de mecanismos de precificação das UHEs pelos serviços prestados para manter a segurança energética do País. A flexibilidade operativa das hidrelétricas e a rapidez de resposta se tornaram ainda mais importantes para a confiabilidade do Sistema Integrado Nacional (SIN) à medida que as fontes eólicas e solar aumentam sua participação na geração.

Dependentes das condições de sol e vento para operar, essas fontes intermitentes demandam da estrutura das hidrelétricas para garantir a geração de forma contínua e com a escala necessária. A CTG Brasil entende que a importância desse papel de lastro do fornecimento permanece pouco reconhecida e tem atuado junto com pares e associações em busca da evolução da regulação.

A Companhia também tem estado atenta à agenda da renovação das concessões, uma vez que se aproximam os prazos de vencimento das concessões de várias empresas – na CTG Brasil, os primeiros ativos têm vencimento a partir de 2032 (*veja quadro a seguir*).

O debate sobre a revisão da metodologia de avaliação das garantias físicas, prevista para ocorrer em 2027, deve ganhar envergadura em 2025. Os avanços tecnológicos podem permitir cálculos individualizados por usina, o que promete uma alocação mais justa das garantias físicas em detrimento da metodologia atual baseada na avaliação consolidada de todo o parque gerador nacional, desconsiderando especificidades regionais e a realidade operacional recente.

No campo das fontes renováveis, a preocupação com a gestão de *curtailment* das fontes intermitentes (solar e eólica) – restrição de geração em momentos da semana ou do dia de excesso de oferta – também está no radar da CTG Brasil. Um potencial reflexo das mudanças na matriz energética, a gestão de *curtailment* ainda é um campo de incertezas que demanda o desenvolvimento de soluções regulatórias para equilíbrio de mercado e estímulo à demanda nesses períodos

Prazos de concessão

Controladas	Contrato de concessão Aneel / Resolução autorizativa Aneel	Usina	Tipo	Unidade Federativa (UF)	Rio	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Início da concessão / autorização	Vencimento concessão / autorização
Rio Paranapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Jurumirim	UHE	SP	Paranapanema	101,0	42,5	22/09/1999	17/04/2032
Rio Paranapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Chavantes	UHE	SP/PR	Paranapanema	414,0	168,9	22/09/1999	30/03/2032
Rio Paranapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Salto Grande	UHE	SP/PR	Paranapanema	73,8	49,7	22/09/1999	11/05/2032
Rio Paranapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Capivara	UHE	SP/PR	Paranapanema	643,0	328,6	22/09/1999	21/04/2032
Rio Paranapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Taquaruçu	UHE	SP/PR	Paranapanema	525,0	195,4	22/09/1999	19/04/2032
Rio Paranapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Rosana	UHE	SP/PR	Paranapanema	354,0	173,6	22/09/1999	15/04/2032
Rio Paranapanema Energia S.A	Nº 183/1998	Canoas I	UHE	SP/PR	Paranapanema	82,5	51,5	30/07/1998	29/07/2037
Rio Paranapanema Energia S.A	Nº 183/1998	Canoas II	UHE	SP/PR	Paranapanema	72,0	43,4	30/07/1998	26/07/2037
Rio Paranapanema Energia S.A	Nº 549/2002	Retiro	PCH	SP	Sapucaí	16,0	8,1	10/10/2002	21/11/2034
Rio Paranapanema Energia S.A	Nº 706/2002	Palmeiras	PCH	SP	Sapucaí	16,5	8,1	18/12/2002	05/02/2049
Rio Canoas Energia S.A	Nº 03/2010	Garibaldi	UHE	SC	Canoas	191,9	84,9	14/12/2010	11/01/2051
Rio Verde Energia S.A	Nº 90/2002	Salto	UHE	GO	Verde	116,0	63,2	11/12/2002	06/04/2046
Rio Paraná Energia S.A	Nº 01/2016	Jupia	UHE	SP/MS	Paraná	1.551,2	849,9	05/01/2016	17/04/2047
Rio Paraná Energia S.A	Nº 01/2016	Ilha Solteira	UHE	SP/MS	Paraná	3.444,0	1.645,0	05/01/2016	18/04/2047
Usina Fotovoltaica Arinos C 1 Ltda.	Nº 10.168/2021	Arinos 1	UFV	MG	N/A	48,1	14,8	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 2 Ltda.	Nº 10.169/2021	Arinos 2	UFV	MG	N/A	48,1	14,8	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 4 Ltda.	Nº 10.171/2021	Arinos 4	UFV	MG	N/A	48,1	14,7	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 8 Ltda.	Nº 10.175/2021	Arinos 8	UFV	MG	N/A	48,1	14,7	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 9 Ltda.	Nº 10.176/2021	Arinos 9	UFV	MG	N/A	48,1	14,8	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 10 Ltda.	Nº 10.177/2021	Arinos 10	UFV	MG	N/A	48,1	14,7	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 32 Ltda.	Nº 11.413/2022	Arinos 32	UFV	MG	N/A	48,1	15,0	01/04/2022	01/04/2057
Serra da Palmeira Energia 1 Ltda.	Nº 11.823/2022	Serra da Palmeira I	EOL	PB	N/A	36,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 2 Ltda.	Nº 11.824/2022	Serra da Palmeira II	EOL	PB	N/A	30,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 3 Ltda.	Nº 11.825/2022	Serra da Palmeira III	EOL	PB	N/A	24,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 4 Ltda.	Nº 11.826/2022	Serra da Palmeira IV	EOL	PB	N/A	30,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 5 Ltda.	Nº 11.827/2022	Serra da Palmeira V	EOL	PB	N/A	36,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 6 Ltda.	Nº 11.828/2022	Serra da Palmeira VI	EOL	PB	N/A	24,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 7 Ltda.	Nº 11.829/2022	Serra da Palmeira VII	EOL	PB	N/A	30,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 8 Ltda.	Nº 11.830/2022	Serra da Palmeira VIII	EOL	PB	N/A	24,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 9 Ltda.	Nº 11.831/2022	Serra da Palmeira IX	EOL	PB	N/A	24,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 10 Ltda.	Nº 11.832/2022	Serra da Palmeira X	EOL	PB	N/A	30,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 11 Ltda.	Nº 11.833/2022	Serra da Palmeira XI	EOL	PB	N/A	24,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 12 Ltda.	Nº 11.834/2022	Serra da Palmeira XII	EOL	PB	N/A	24,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 13 Ltda.	Nº 11.835/2022	Serra da Palmeira XIII	EOL	PB	N/A	42,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 14 Ltda.	Nº 11.836/2022	Serra da Palmeira XIV	EOL	PB	N/A	24,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 15 Ltda.	Nº 11.837/2022	Serra da Palmeira XV	EOL	PB	N/A	36,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 16 Ltda.	Nº 11.838/2022	Serra da Palmeira XVI	EOL	PB	N/A	24,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 17 Ltda.	Nº 11.839/2022	Serra da Palmeira XVII	EOL	PB	N/A	30,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 18 Ltda.	Nº 11.840/2022	Serra da Palmeira XVIII	EOL	PB	N/A	18,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 19 Ltda.	Nº 11.841/2022	Serra da Palmeira XIX	EOL	PB	N/A	30,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 20 Ltda.	Nº 11.842/2022	Serra da Palmeira XX	EOL	PB	N/A	24,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 21 Ltda.	Nº 11.843/2022	Serra da Palmeira XXI	EOL	PB	N/A	24,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 22 Ltda.	Nº 11.844/2022	Serra da Palmeira XXII	EOL	PB	N/A	24,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 23 Ltda.	Nº 11.845/2022	Serra da Palmeira XXIII	EOL	PB	N/A	36,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
						8.585,6	3.816,3		

DESEMPENHO OPERACIONAL

A CTG Brasil demonstrou sua capacidade de adaptação e resiliência ao alcançar avanços significativos em suas operações e projetos estratégicos. Apesar da queda na geração de energia, em comparação a 2023, resultado dos níveis de chuva criticamente baixos no período, a empresa consolidou importantes conquistas, como a sequência dos principais investimentos: o projeto de modernização de usinas e a construção dos novos complexos solar e eólico, além de alcançar níveis mínimos históricos nos indicadores de confiabilidade do sistema (índice de falhas) e de segurança dos trabalhadores.

As usinas do portfólio alcançaram, em 2024, um total de 26.741 GWh de geração bruta de energia elétrica, desempenho 12,53% abaixo do ano anterior. A disponibilidade do parque gerador encerrou o ano em 95,61%, mantendo-se acima do limite definido pelo órgão regulador.

Esse desempenho reflete principalmente as condições do cenário hidrológico, que registraram o menor nível desde 2021, com períodos de índices extremamente baixos em diversas bacias do Sistema Interligado Nacional.

Para gerenciar essa situação crítica, a CTG Brasil obteve autorização das agências reguladoras para operar reservatórios abaixo dos limites de defluência estabelecidos no período de maior seca. As reduções das defluências mínimas foram adotadas para a conservação hídrica e impactaram a performance de geração de energia durante o ano, resultando em uma queda considerável na produção.

Além do processo de modernização das usinas de Ilha Solteira e Jupia (leia mais a seguir), outra iniciativa de destaque é a automação de usinas na bacia do Paranapanema. Isso permite a operação por tele assistência, eliminando a necessidade de operadores em tempo integral nas usinas. O modelo deve ser adotado em Chavantes e Capivara no início de 2025, elevando para cinco os ativos que funcionam desta forma – Jurumirim, Canoas I e Canoas II foram as primeiras. Assim, essas usinas são monitoradas de forma remota fora do horário comercial a partir do Centro de Operação da Geração (COG), em Ilha Solteira. A iniciativa permite economia operacional e maior eficiência sem comprometer a segurança ou a confiabilidade da geração.

Na área de segurança de barragens, o ano foi marcado pela conclusão do Plano de Atendimento à Emergência (PAE), antes do fim do prazo regulatório. A implantação incluiu a instalação de sistemas de sirenes, sinalizações, a realização de simulados com comunidades e integração com órgãos de defesa civil. Adicionalmente, a empresa avançou na automação da instrumentação de barragens, reduzindo a necessidade de leituras manuais e aumentando a confiabilidade do monitoramento

estrutural. Em 2025, o foco será as operações de oito delas: Jurumirim, Chavantes, Canoas I, Canoas II, Capivara, Taquaruçu, Rosana e Garibaldi. Cabe ressaltar que todas as barragens sob a administração da CTG Brasil são classificadas como seguras, de baixo risco e estão em total conformidade com as diretrizes estabelecidas pela Lei de Segurança de Barragens.

A CTG Brasil conta, ainda, com o Sistema de Operação em Situação de Emergência (SOSEm), que estabelece ações operacionais e diretrizes para a emissão de alertas e comunicados às prefeituras e Defesas Civas durante a ocorrência eventos extremos, como ventos e tempestades. Durante os períodos de cheias, as comunidades recebem informações constantes sobre as vazões liberadas nas usinas por meio do Boletim Informativo de Vazões (BIV). Além disso, a empresa mantém o canal de atendimento Telecheias (0800 770 2428), disponível 24 horas por dia, todos os dias da semana.

A Companhia também alcançou índices históricos de confiabilidade e segurança, incluindo a menor taxa de falhas operacionais e nenhum acidente grave em 2024. Foram realizadas mais de 31 mil horas de treinamentos obrigatórios em segurança, relacionados às Normas Regulamentadoras (NRs). As iniciativas também envolveram formação de guardiões civis e *workshops* para empresas contratadas.

Geração de energia (GWh)

Usinas	2022	2023	2024	Variação 2023 x 2024
Rio Paraná	15636,0	18024,0	18361,0	1,9%
Rio Paranapanema	6770,3	11099,5	6842,0	-38,4%
Rio Canoas	872,9	983,5	1103,0	12,2%
Rio Verde	358,2	462,3	434,8	-5,9%
Total	23637,4	30569,3	26740,8	-12,5%

Índice de disponibilidade*

	2022	2023	2024	Limite regulatório
Rio Paraná (média)	94,99%	94,72%	94,27%	94,68%
Rio Paranapanema (média)	97,68%	98,05%	98,28%	94,67%
Rio Canoas	98,05%	97,88%	97,62%	94,76%
Rio Verde	97,94%	97,78%	97,77%	94,58%
Consolidado (média)	95,92%	95,84%	95,61%	94,72%

** 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: $ID = (1-TEIP) \cdot (1-TEIFa)$. Os valores apresentados referem-se ao mês de dezembro em cada ano.*

Avanços dos projetos *greenfield*

O ano de 2024 foi um marco para os projetos de energia renovável da CTG Brasil. Os complexos Solar Arinos e Eólico Serra da Palmeira já estão integrados no Centro de Operação da Geração (COG), localizado em Ilha Solteira, que passou por atualizações para absorver essa nova demanda. O COG integra os sistemas de comando, controle e supervisão de todo o parque de ativos da CTG Brasil e permite a operação e monitoramento em tempo real e acesso remoto.

Complexo Solar Fotovoltaico Arinos – Minas Gerais

Em dezembro de 2024 foi concluída a última etapa necessária para a operação do complexo de usinas, cumprindo o cronograma planejado. O comissionamento do projeto já vinha ocorrendo, de forma gradual desde o mês de junho.

As usinas estão 100% aptas a gerar energia após cumprirem as etapas de energização, comissionamento, conexão com o sistema de transmissão e testes de confiabilidade e validação de eficiência, qualidade e segurança.

Com investimento total estimado de R\$ 2,1 bilhões e capacidade instalada de 412 MWp (340 MWac), representa o primeiro projeto *greenfield* construído pela CTG Brasil. A conclusão do complexo, composto por múltiplas usinas solares, e 741,7 mil módulos solares, consolida a presença da Companhia no segmento de energia solar, contribuindo para a diversificação da matriz energética da empresa.

Complexo Eólico Serra da Palmeira – Seridó Paraibano

Ingressando em sua fase final de construção, com início em 2024, a obra contou com avanços relevantes ao longo do ano. Até dezembro, 41 dos 108 aerogeradores haviam sido montados, com o primeiro instalado em julho. As turbinas, que alcançam 120 metros de altura, representam um marco tecnológico e operacional para o projeto. Também foram abertos de 200 km de acessos internos, essenciais para o transporte de componentes como pás eólicas, e construídos 75 km de linhas de transmissão, ligando o parque eólico à subestação de Campina Grande, integrada ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Entre desafios enfrentados e superados, mudanças nas alíquotas de importação de equipamentos poderiam impactar os contratos previamente firmados em cerca de R\$ 250 milhões. Diante disso, a CTG Brasil renegociou os prazos com os fornecedores e antecipou as compras de todos os aerogeradores para assegurar alíquota para 0% até o fim de 2024.

Modernização das Usinas

O processo de modernização das usinas Jupiá e Ilha Solteira, um dos maiores projetos de revitalização do setor energético brasileiro, possui um investimento inicial de R\$ 3 bilhões. Em 2024, foi concluída a reforma e modernização de duas unidades, totalizando 12 unidades no segundo lote, sendo seis localizadas em Jupiá e seis em Ilha Solteira. As ações de renovação do segundo lote contemplaram a instalação, substituição e montagem das unidades geradoras (turbinas, geradores e sistemas auxiliares), além da etapa de testes.

Também em 2024 foram assinados os processos de contratação dos fornecedores do terceiro lote, que irá contemplar mais 6 unidades. Ao fim desse lote teremos modernizados 18 das 34 unidades geradoras.

Além de melhorar a confiabilidade e a eficiência das usinas, construídas na década de 70, a modernização também introduziu tecnologias avançadas que melhoraram a durabilidade e a eficiência dos equipamentos.

O projeto elevará as Usinas a um novo nível de desempenho a longo prazo, destacando-se por sua maior disponibilidade, confiabilidade, alto grau de automação, redução nos custos de manutenção e aprimoramento da segurança para pessoas e equipamentos, entre outros benefícios. Essas melhorias posicionam as usinas para operar com excelência e produtividade nas próximas décadas.

Também em 2024, a Usina de Jupiá teve homologado pela Aneel uma atualização da garantia física, que passou de 844,9 para 849,9 MW médios, conforme Despacho Aneel 2.780.

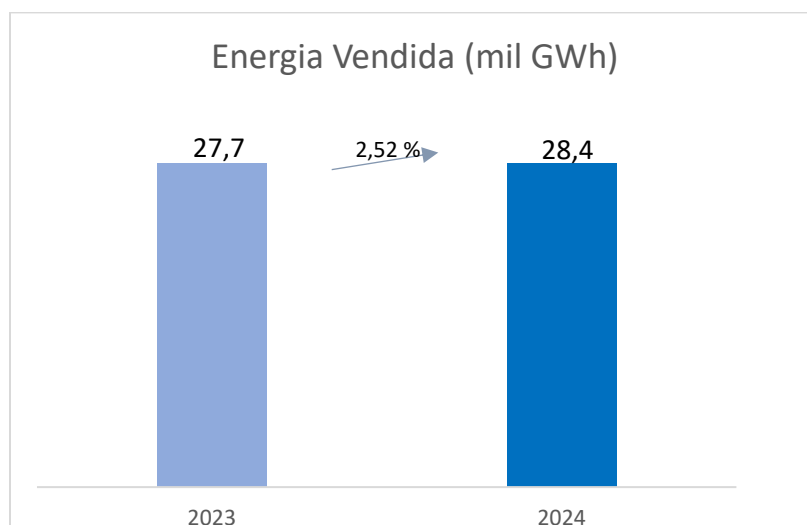
COMERCIALIZAÇÃO

O ano de 2024 foi bastante desafiador para o mercado de comercialização de energia. Vivenciamos sucessivas ondas de calor com picos expressivos de demanda por energia, aliadas a um cenário hidrológico de escassez, em geral bastante adverso até o início do período úmido, o que se traduziu em uma grande volatilidade de preços tanto no curto como no longo prazo por todo o ano.

Entretanto, com uma gestão eficiente, foi possível antever movimentos de mercado e atuar nas melhores oportunidades para as realizações das compras e vendas de energia, especialmente em contratos de mais longo prazo agregando valor significativo ao portfólio da Companhia.

Recertificada em 2024 pela ISO 9001, por seu Sistema de Gestão da Qualidade, a área dedicada à comercialização de energia encerrou o ano tendo negociado 14.288,4 GWh (52,2%) no Mercado Regulado (ACR) e 14.160,4 GWh (49,8%) no Mercado Livre (ACL), no total 28.448,8 GWh em contratos.

A Companhia também demonstrou estar preparada para as novas tendências do mercado, com a habilitação da CTG Negócios como agente varejista na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), agora consolidada como comercializadora exclusiva para a venda de energia gerada por novos empreendimentos de geração renovável, fortalecendo sua posição no setor de energia sustentável.



DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Nessa sessão do documento, são apresentados os principais eventos do exercício base desta demonstração financeira, em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Principais indicadores

	Consolidado		
	2024	2023	Varição
Indicadores econômicos			
Receita operacional bruta	4.749.893	5.103.792	-6,9%
Receita de ativos financeiros	1.713.864	1.596.837	7,3%
(-) Deduções à receita operacional	(627.476)	(658.132)	-4,7%
Receita operacional líquida	5.836.281	6.042.497	-3,4%
Contratos futuros de energia	(18.216)	(104.238)	-82,5%
(-) Custos e outros resultados operacionais	(2.119.029)	(2.378.154)	-10,9%
Resultado de participação societárias	141.530	103.206	37,1%
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	3.840.566	3.663.311	4,8%
Ebitda	4.514.054	4.329.285	4,3%
Margem Ebitda - %	77,3%	71,6%	5,7 p.p.
Resultado financeiro	(822.609)	(128.201)	541,7%
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	3.017.957	3.535.110	-14,6%
Lucro líquido do exercício	2.275.981	2.657.292	-14,3%
Margem líquida - %	39,0%	44,0%	-5,0 p.p.
Quantidade de ações	992.653	992.653	0,0%
Lucro líquido básico e diluído por ação (Controladora)	1,51122	1,82966	-17,4%

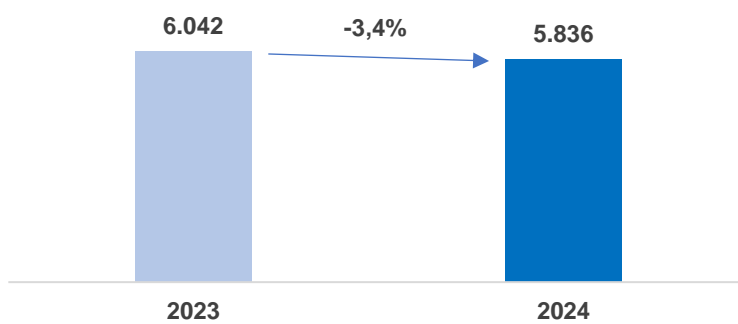
Ebitda - Earnings before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization

A receita operacional líquida consolidada foi de R\$ 5.836,3 milhões no ano de 2024, representando uma redução de R\$ 206,2 milhões ou - 3,4% em relação ao ano de 2023. Sobre essa variação vale destacar as seguintes variações na receita bruta:

- Redução de R\$ 336,6 milhões na receita bruta do ambiente de comercialização livre (ACL), em função de redução nos volumes e, principalmente, devido à redução nos preços médios praticados para novos contratos bilaterais de suprimento de energia, em função das condições de mercado, na controlada Rio Parapanema;
- Redução de R\$ 104,6 milhões na receita bruta de comercialização, principalmente em razão do menor preço médio praticado na comparação entre os dois exercícios, bem como em razão do encerramento das atividades da controlada CTG Trading no mês de outubro/24;
- Redução de R\$ 39,2 milhões na receita bruta dos mecanismos de realocação de energia (MRE), uma vez que, dadas as condições desfavoráveis do cenário hidrológico, houve redução na geração de energia das Usinas do Grupo;

- Elevação de R\$ 117 milhões na receita de ativos financeiros, principalmente pela variação positiva medida no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) na comparação entre os períodos. O IPCA é o indexador que atualiza a linha de receita de ativos financeiros na controlada Rio Paraná;
- Crescimento R\$ 40,1 milhões da receita no ambiente de contratação regulada (ACR), basicamente em virtude da aplicação dos reajustes anuais pelo IPCA, nos contratos regulados mantidos nas controladas Rio Paraná e Rio Canoas;
- Aumento de R\$ 86,4 milhões na receita bruta do Mercado de Curto Prazo (MCP), pelo maior preço médio de energia de curto prazo (PLD), além do maior volume de energia liquidado na comparação entre os períodos.

Receita operacional líquida (R\$ milhões)



Contratos Futuros de Energia.

O efeito favorável de R\$ 86 milhões se deu pela reversão do saldo da rubrica de marcação a mercado (MTM) aplicável às comercializadoras. Essa reversão é resultado do encerramento das atividades da controlada CTG Trading seguida da incorporação dessa controlada pela Parapanema Participações na data base de novembro/24.

Além disso, houve a mudança no perfil de atuação da controlada CTG NE. Com a entrada em operação dos projetos renováveis do Grupo, a sociedade passou a atuar como representante das geradoras renováveis junto à CCEE e, como consequência, deixando de ser aplicável a metodologia do MTM.

Custos e outros resultados operacionais

	Consolidado		
	2024	2023	Varição
Pessoal	(301.463)	(315.904)	-4,6%
Material	(17.613)	(17.513)	0,6%
Serviços de terceiros	(139.920)	(145.867)	-4,1%
Energia comprada	(573.473)	(562.691)	1,9%
Depreciação e amortização	(673.488)	(665.974)	1,1%
Encargos de uso da rede elétrica	(436.706)	(418.667)	4,3%
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)	(87.418)	(111.401)	-21,5%
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)	(12.320)	(12.307)	0,1%
Seguros	(22.195)	(22.440)	-1,1%
Aluguéis	(4.764)	(2.783)	71,2%
Reversões / (constituições) de provisões para riscos	33.119	(58.908)	156,2%
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	(2.728)	(6.469)	-57,8%
Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos	156.093	-	100,0%
Outros	(36.153)	(37.230)	-2,9%
	(2.119.029)	(2.378.154)	-10,9%

Os custos e outros resultados operacionais apresentaram uma redução de aproximadamente R\$ 259,1 milhões, quando comparado com o exercício anterior. A respeito dessa variação, vale destacar:

- Evento positivo pontual e não recorrente de R\$ 156,1 milhões, referentes à reversão de provisão para perdas pela não recuperabilidade de ativos. Essa provisão foi constituída na antiga subsidiária indireta Sapucaí-Mirim e, após a incorporação dessa entidade, bem como pela melhor expectativa de resultados consolidados da controlada Rio Paranapanema, houve reavaliação e reversão da referida provisão;
- Na rubrica de provisões para riscos, efeito favorável de R\$ 92 milhões, para qual cabe destaque para os eventos pontuais e não recorrentes de 2023 relativos ao reconhecimento de:
 - Provisão para provável futuro desembolso a partir de andamento da ação regulatória que trata sobre o Despacho Aneel nº 288/2002 na controlada Rio Paranapanema no valor de R\$ 48,6 milhões;
 - Risco de desembolso sobre obrigação contratual na controlada Rio Canoas no valor de R\$ 20,6 milhões;

Além disso, em 2024, destacam-se alguns efeitos positivos relativos à reversões em virtude de desfechos favoráveis:

- R\$ 25,1 milhões referentes à baixa do saldo de contingência regulatória que tratava da discussão de Programa de Integração Social (PIS)/Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) relativos ao ano de 2016 com o encerramento das discussões com a ANEEL / CCEE na controlada Rio Paraná;
- R\$ 10,4 milhões referentes à adesão ao Programa de Redução de Litigiosidade Fiscal (PRLF) na controlada Rio Parapanema;
- Redução de R\$ 24 milhões nos custos com compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH), basicamente em razão da menor geração das Usinas do grupo na comparação entre os exercícios (26.178 GWh em 2024 x 29.838 GWh em 2023);
- Aumento de R\$ 18 milhões nos custos com encargos regulatórios pelo uso da rede Elétrica, principalmente em decorrência do reajuste das Tarifas dos Encargos de Transmissão (TUST).



Ebitda e margem Ebitda

	Consolidado		
	2024	2023	Varição
Lucro líquido do exercício	2.275.981	2.657.292	-14,3%
Imposto de renda e contribuição social	741.976	877.818	-15,5%
Resultado financeiro (líquido)	822.609	128.201	541,7%
Depreciação e amortização	673.488	665.974	1,1%
Ebitda	4.514.054	4.329.285	4,3%
<i>Margem Ebitda</i>	<i>77,3%</i>	<i>71,6%</i>	<i>5,7 p.p.</i>

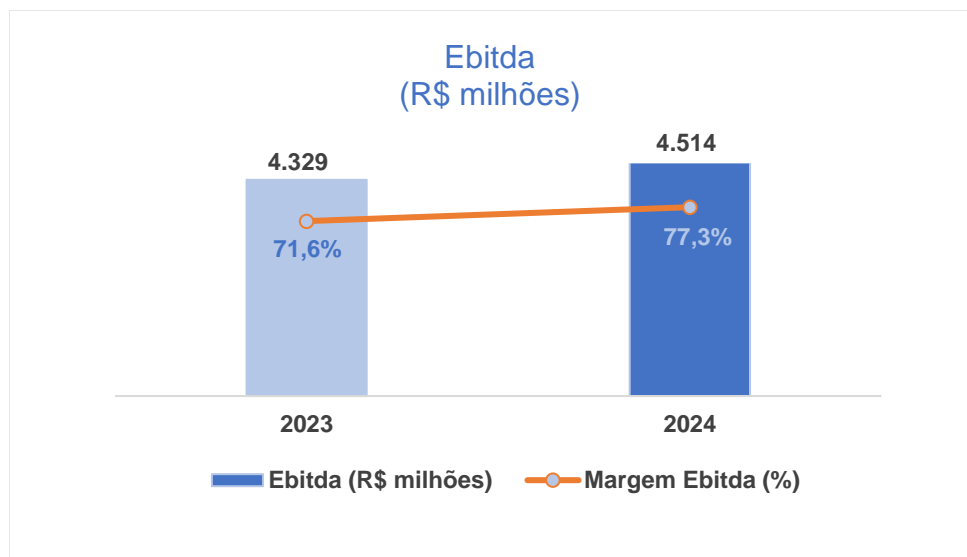
O Ebitda é uma medição não contábil que toma como base as disposições da Instrução CVM nº 156/2022. É calculado com o lucro líquido acrescido do resultado financeiro líquido, imposto de renda e contribuição social, depreciação e amortização.

A Diretoria do Grupo 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 medido em 2024 acumulou R\$ 4.514,1 milhões o que representa um aumento de R\$ 184,8 milhões ou 4,3% quando comparado ao Ebitda apurado no ano de 2023.

Acerca dessa variação, vale destacar os efeitos positivos não recorrentes na linha de custos/despesas relativos à reversão da provisão para não recuperabilidade de ativos e à rubrica de provisões para riscos.



Resultado financeiro

	Consolidado		
	2024	2023	Variação
Receitas			
Rendimento de aplicações financeiras	228.127	257.721	-11,5%
Variações monetárias	76.224	110.575	-31,1%
Variação cambial ativa	74.029	399.722	-81,5%
Instrumentos financeiros derivativos - NDF	120.559	-	100,0%
(-) PIS e COFINS	(78.475)	(77.676)	1,0%
Outros	1.445	364	297,0%
	421.909	690.706	-38,9%
Despesas			
Juros	(304.231)	(378.351)	-19,6%
Variações monetárias	(52.168)	(58.627)	-11,0%
Variação cambial passiva	(601.666)	(248.054)	142,6%
Atualização / AVP de provisão de grandes reparos	(274.235)	(117.056)	134,3%
Outros	(12.218)	(16.819)	-27,4%
	(1.244.518)	(818.907)	52,0%
Resultado financeiro líquido	(822.609)	(128.201)	541,7%

AVP – Ajuste a Valor Presente

O resultado financeiro líquido apresentado em 2023 foi negativo em R\$ 822,6 milhões, representando uma piora de R\$ 694,4 milhões em relação ao ano de 2023. Acerca dessa variação negativa, vale destacar:

- Impacto líquido desfavorável de R\$ 464,1 milhões no resultado decorrente do reconhecimento contábil da variação cambial incidente sobre o empréstimo entre partes relacionadas mantido pela Rio Paraná junto à CTG Luxemburgo. Esse impacto foi causado basicamente pela desvalorização do real (R\$) frente ao dólar (US\$) no ano de 2024. Em 2024, houve desvalorização de -20,9% (de R\$ 4,8972 para R\$ 6,1923) enquanto em 2023 a moeda brasileira tinha valorizado 6,3% (de R\$ 5,2177 para R\$ 4,8972). Não houve amortizações de parcelas desse empréstimo em 2024, dessa forma essa variação cambial não se materializou no caixa da controlada Rio Paraná;
- Impacto desfavorável de R\$ 215,2 milhões no resultado decorrente do reconhecimento contábil da variação cambial incidente sobre os empréstimos entre partes relacionadas mantidos pela Controladora junto à CTG Luxemburgo, parcialmente compensado pelo efeito positivo de R\$ 120,6 milhões do instrumento de hedge (NDF) contratado para proteção da exposição de um dos dois empréstimos contratados no ano;
- Aumento de R\$ 157,2 milhões na despesa de atualização monetária referente ao passivo relativo à provisão constituída para grandes reparos. Esse aumento se justifica pela variação na projeção futura esperada para os índices de inflação IPCA e IGPM que são os indicadores que atualizam esse passivo na controlada Rio Paraná;

- Elevação de R\$ 34 milhões relativo à despesa de juros sobre o empréstimo entre partes relacionadas mantido pela Controladora junto à CTG Luxemburgo;
- Piora de R\$ 32,3 milhões no efeito líquido da atualização monetária referente à liminar mantida pela Controlada Rio Paranapanema Energia que discute a redução de garantia física. Essa queda deu-se basicamente em razão da deflação medida no Índice Geral de Preços a Mercado (IGP-M) em 2023, bem como, pelas recontabilizações efetuadas pela CCEE durante o ano na controlada Rio Paranapanema
- Redução de R\$ 63,3 milhões na variação monetária e juros incidentes sobre as debêntures, pela estratégia implementada na controlada Rio Paranapanema que contou com uma nova captação de debêntures e com o pré-pagamento de uma emissão anterior de custo superior e, também, pelas amortizações e liquidações na controlada Rio Paraná. Além disso, houve redução nos índices (CDI e IPCA) na comparação entre os exercícios;
- Redução de R\$ 44 milhões nas despesas com juros relativos ao empréstimo mantido pela controlada Rio Paraná junto ao Banco Mitsubishi. Essa dívida foi liquidada no mês junho de 2023;
- Redução de R\$ 10,7 milhões nas despesas com variação monetária sobre as provisões de riscos em razão dos desfechos favoráveis nas discussões em 2024.

Endividamento

	Consolidado		Variação
	2024	2023	
Financiamentos	227.754	277.524	-17,9%
Curto prazo	51.612	52.460	-1,6%
Longo prazo	176.142	225.064	-21,7%
Debêntures	2.829.033	2.822.804	0,2%
Curto prazo	320.269	683.828	-53,2%
Longo prazo	2.508.764	2.138.976	17,3%
Partes relacionadas	3.237.048	1.127.712	187,0%
Curto prazo	3.237.048	381.345	748,9%
Longo prazo	-	746.367	-100,0%
(-) Instrumentos financeiros derivativos - NDF	(122.768)	-	100,0%
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(2.742.164)	(1.698.042)	61,5%
(-) Aplicações financeiras vinculadas	(26.859)	(24.566)	9,3%
Dívida líquida	3.402.044	2.505.432	35,8%

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

Ao final de 2024, a dívida líquida apresentou aumento de 35,8% ou R\$ 896,6 milhões na comparação com a posição final de 2023. Esse incremento se deu principalmente em razão do reconhecimento dos efeitos contábeis da variação cambial incidentes sobre os saldos dos empréstimos com partes relacionadas mantidos pela Controladora e pela Controlada Rio Paraná.

Entidade	Dividas	Remuneração	Vencimento	Consolidado		Variação
				2024	2023	
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.	2,95% ao ano + CNH	13/01/2025	871.333	-	100,0%
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.	2,95% ao ano + CNH	09/09/2025	849.829	-	100,0%
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	Debêntures 1ª emissão série única	DI + 0,43% ao ano	15/12/2029	301.579	-	100,0%
Rio Paraná Energia S.A.	Debêntures 1ª emissão série 2	IPCA + 6,15% ao ano	16/06/2025	169.933	326.810	-48,0%
Rio Paraná Energia S.A.	Debêntures 2ª emissão série 1	DI + 1,20% ao ano	15/06/2024	-	195.698	-100,0%
Rio Paraná Energia S.A.	Debêntures 2ª emissão série 2	IPCA + 4,63% ao ano	15/06/2031	789.585	745.671	5,9%
Rio Paraná Energia S.A.	Debêntures 3ª emissão série única	DI + 1,29% ao ano	27/06/2027	799.328	798.687	0,1%
Rio Paraná Energia S.A.	China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.	4,29% ao ano + USD	20/11/2025	1.515.886	1.127.712	34,4%
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 1,81% ao ano	15/09/2026	37.731	58.934	-36,0%
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,16% ao ano	15/09/2026	3.062	4.635	-33,9%
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,34% ao ano	16/06/2031	186.052	212.833	-12,6%
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP	16/06/2031	909	1.122	-19,0%
Rio Paranapanema Energia S.A.	Debêntures 8ª emissão série 2	IPCA + 5,50% ao ano	15/03/2025	119.344	227.239	-47,5%
Rio Paranapanema Energia S.A.	Debêntures 9ª emissão série 1	DI + 1,40% ao ano	26/01/2024	-	190.441	-100,0%
Rio Paranapanema Energia S.A.	Debêntures 9ª emissão série 2	DI + 1,65% ao ano	26/01/2026	-	338.258	-100,0%
Rio Paranapanema Energia S.A.	Debêntures 10ª emissão série 1	DI + 0,60% ao ano	22/07/2029	314.149	-	100,0%
Rio Paranapanema Energia S.A.	Debêntures 10ª emissão série 2	DI + 0,70% ao ano	22/07/2031	335.115	-	100,0%
				6.293.835	4.228.040	48,9%

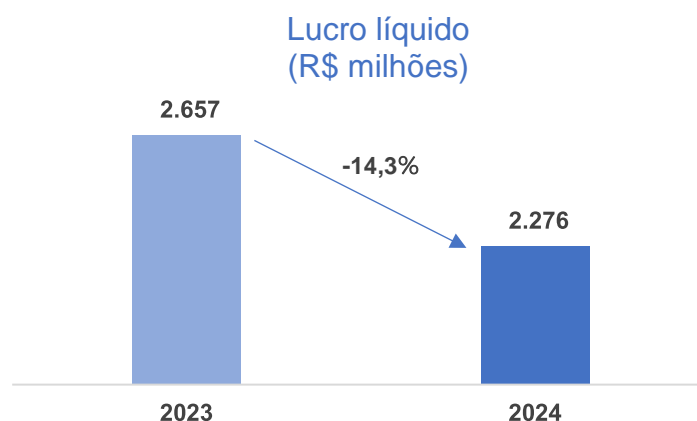
USD – Dólar / CNH – Chinese Yuan Renminbi Offshore / TJLP - Taxa de juros de longo prazo / IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo / DI - Depósito interbancário / BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social

Lucro líquido

Em virtude dos fatores detalhados anteriormente, o lucro líquido em 2024 foi de R\$ 2.276 milhões, o que representa uma redução de R\$ 381,3 milhões ou -16,3% na comparação com o exercício de 2023.

Acerca dessa variação, vale destacar o impacto negativo de R\$ 558,7 milhões referente ao reconhecimento contábil dos efeitos da variação cambial sobre os empréstimos com partes relacionadas mantidos pela Controladora e pela Controlada Rio Paraná com a CTG Luxemburgo. Além disso, vale destacar também o efeito positivo pontual e não recorrente de R\$ 156,1 relativo à reversão da provisão pela não recuperabilidade de ativos.

Em bases normalizadas, isto é, não considerando os efeitos relevantes e não recorrentes mencionados acima, o lucro líquido Consolidado da CTG Brasil encerrou o ano de 2024 com R\$ 2.528 milhões, o que representa um aumento de 0,9% ou R\$ 21,3 milhões na comparação normalizada com o exercício de 2023.



Demonstrações financeiras

Balanços patrimoniais

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024 E 2023

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

Ativo	Nota	Controladora		Consolidado	
		2024	2023	2024	2023
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	5.1	266.444	452.102	2.742.164	1.698.042
Clientes	6	-	-	604.811	689.232
Tributos a recuperar	7	65.923	49.689	73.581	60.927
Repactuação do risco hidrológico	8	-	-	259	259
Ativo financeiro vinculado à concessão	9	-	-	1.292.618	1.232.556
Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)	10	1.261.203	575.347	25.647	34.643
Partes relacionadas	21	-	12.531	-	1.045
Serviços em curso		-	-	46.686	64.619
Contratos futuros de energia	24	-	-	-	136.786
Instrumentos financeiros derivativos	33.7	122.768	-	122.768	-
Outros créditos		5.348	6.833	64.584	59.994
Total do ativo circulante		1.721.686	1.096.502	4.973.118	3.978.103
Não circulante					
Realizável a longo prazo					
Aplicações financeiras vinculadas	5.2	-	-	26.859	24.566
Tributos a recuperar	7	-	-	2.409	2.409
Tributos diferidos	30.2	-	146	151.807	204.242
Repactuação do risco hidrológico	8	-	-	5.096	5.355
Ativo financeiro vinculado à concessão	9	-	-	11.359.155	11.013.212
Depósitos judiciais	11	14	45	707.607	660.204
Contratos futuros de energia	24	-	-	-	66.311
Outros créditos		3.036	613	4.016	1.877
		3.050	804	12.256.949	11.978.176
Investimentos	12	16.594.323	14.254.276	1.691.435	1.649.809
Imobilizado	13	10.072	15.514	6.875.711	4.403.967
Intangível	14	262.562	324.265	7.725.348	8.103.372
Total do ativo não circulante		16.870.007	14.594.859	28.549.443	26.135.324
Total do ativo		18.591.693	15.691.361	33.522.561	30.113.427

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Balanços patrimoniais

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024 E 2023

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

Passivo	Nota	Controladora		Consolidado	
		2024	2023	2024	2023
Circulante					
Fornecedores	15	6.948	10.874	777.634	565.914
Salários, provisões e contribuições sociais		34.240	33.365	82.347	80.758
Tributos a recolher	7	58.414	55.918	557.823	448.570
Encargos setoriais	16	-	-	89.553	116.711
Indenização socioambiental		-	-	1.021	978
Financiamentos	17	-	-	51.612	52.460
Debêntures	18	1.579	-	320.269	683.828
Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)	19	2.517.033	2.141.883	3.080.474	2.394.393
Uso do bem público (UBP)	20	-	-	3.687	3.584
Partes relacionadas	21	1.721.162	-	3.241.447	385.534
Provisões para grandes reparos	22	-	-	329.646	338.931
Provisões para riscos	23	-	-	-	19.883
Contratos futuros de energia	24	-	-	-	73.469
Outras obrigações		7.821	9.515	11.940	14.202
Total do passivo circulante		4.347.197	2.251.555	8.547.453	5.179.215
Não circulante					
Fornecedores	15	-	7.343	77.368	74.604
Tributos diferidos	30.2	751	-	1.604.339	1.598.554
Encargos setoriais	16	-	-	44.392	35.761
Indenização socioambiental		-	-	19.462	18.317
Financiamentos	17	-	-	176.142	225.064
Debêntures	18	300.000	-	2.508.764	2.138.976
Uso do bem público (UBP)	20	-	-	34.101	32.466
Partes relacionadas	21	-	-	-	746.367
Provisões para grandes reparos	22	-	-	1.598.770	1.545.160
Provisões para riscos	23	5.896	99	97.610	104.788
Contratos futuros de energia	24	-	-	-	111.412
Plano de aposentadoria	25	-	-	-	4.490
Outras obrigações		4.483	6.250	12.774	16.426
Total do passivo não circulante		311.130	13.692	6.173.722	6.652.385
Total do passivo		4.658.327	2.265.247	14.721.175	11.831.600
Patrimônio líquido	26				
Capital social		11.670.895	11.670.895	11.670.895	11.670.895
Reserva legal		427.301	352.296	427.301	352.296
Reserva de lucros		1.704.672	1.235.674	1.704.672	1.235.674
Ajuste de avaliação patrimonial		130.498	167.249	130.498	167.249
Total do patrimônio líquido		13.933.366	13.426.114	13.933.366	13.426.114
Participação dos não controladores		-	-	4.868.020	4.855.713
Total do patrimônio líquido Consolidado		13.933.366	13.426.114	18.801.386	18.281.827
Total do passivo e patrimônio líquido		18.591.693	15.691.361	33.522.561	30.113.427

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações do resultado

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024 E 2023

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

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2024	2023	2024	2023
Receita operacional líquida	27.1	-	-	5.836.281	6.042.497
Contratos futuros de energia	24.3	-	-	(18.216)	(104.238)
Custos operacionais					
Pessoal		-	-	(173.878)	(174.060)
Material		-	-	(16.172)	(16.206)
Serviços de terceiros		-	-	(81.649)	(78.839)
Energia comprada	28.2	-	-	(573.473)	(562.691)
Depreciação e amortização	13.2 e 14.2	-	-	(587.714)	(581.236)
Encargos de uso da rede elétrica	28.3	-	-	(436.706)	(418.667)
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)		-	-	(87.418)	(111.401)
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)		-	-	(12.320)	(12.307)
Seguros		-	-	(21.557)	(21.649)
Aluguéis		-	-	(1.081)	(590)
Reversões / (constituições) de provisões para riscos	23.2	-	-	5.780	(61.270)
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	6.3	-	-	(2.728)	(6.469)
Outros		-	-	(9.113)	(25.805)
		-	-	(1.998.029)	(2.071.190)
Resultado bruto		-	-	3.820.036	3.867.069
Outros resultados operacionais					
Pessoal		(103.879)	(118.334)	(127.585)	(141.844)
Material		(758)	(555)	(1.441)	(1.307)
Serviços de terceiros		(35.258)	(40.102)	(58.271)	(67.028)
Depreciação e amortização	13.2 e 14.2	(16.118)	(15.255)	(85.774)	(84.738)
Seguros		(457)	(535)	(638)	(791)
Aluguéis		(3.078)	(1.645)	(3.683)	(2.193)
(Constituições) / reversões de provisões para riscos	23.2	(5.991)	(115)	27.339	2.362
Compartilhamento de despesas	21.3	75.787	87.271	-	-
Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos	13.5	-	-	156.093	-
Outros		(7.455)	(9.594)	(27.040)	(11.425)
		(97.207)	(98.864)	(121.000)	(306.964)
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	12.2	1.755.787	1.897.425	141.530	103.206
		1.755.787	1.897.425	141.530	103.206
Resultado antes das receitas e despesas financeiras		1.658.580	1.798.561	3.840.566	3.663.311
Resultado financeiro	29				
Receitas		122.936	27.265	421.909	690.706
Despesas		(281.515)	(7.763)	(1.244.518)	(818.907)
		(158.579)	19.502	(822.609)	(128.201)
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		1.500.001	1.818.063	3.017.957	3.535.110
Imposto de renda e contribuição social	30				
Corrente		263	(1.850)	(686.236)	(600.811)
Diferido		(146)	-	(55.740)	(277.007)
		117	(1.850)	(741.976)	(877.818)
Lucro líquido do exercício		1.500.118	1.816.213	2.275.981	2.657.292
Atribuível a					
Acionistas controladores		1.500.118	1.816.213	1.500.118	1.816.213
Acionistas não controladores		-	-	775.863	841.079
		1.500.118	1.816.213	2.275.981	2.657.292
Lucro líquido básico e diluído por ação	31	1,51122	1,82966	-	-

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações do resultado abrangente

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024 E 2023

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

	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
Lucro líquido do exercício	1.500.118	1.816.213	2.275.981	2.657.292
Outros resultados abrangentes do exercício				
Itens que não serão reclassificados para o resultado				
Projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	2.879	4.244	4.490	6.618
Imposto de renda e contribuição social sobre projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	(979)	(1.443)	(1.526)	(2.250)
Resultado atuarial com plano de pensão de benefício definido	383	403	597	628
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre resultado atuarial	(130)	(137)	(204)	(214)
	2.153	3.067	3.357	4.782
Itens a serem posteriormente reclassificados para o resultado				
Hedge de fluxo de caixa	2.209	-	2.209	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre Hedge de fluxo de caixa	(751)	-	(751)	-
	1.458	-	1.458	-
Total do resultado abrangente do exercício	1.503.729	1.819.280	2.280.796	2.662.074

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024 E 2023

(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
		Capital	Legal	Lucros		Custo atribuído	Outros resultados abrangentes			
Saldo em 31 de dezembro de 2023	11.670.895	-	352.296	1.235.674	-	158.259	8.990	13.426.114	4.855.713	18.281.827
Resultado abrangente do exercício										
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	1.500.118	-	-	1.500.118	775.863	2.275.981
Hedge de fluxo de caixa	-	-	-	-	-	-	2.209	2.209	-	2.209
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre Hedge de fluxo de caixa	-	-	-	-	-	-	(751)	(751)	-	(751)
Projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	-	-	-	-	-	-	2.879	2.879	1.611	4.490
Imposto de renda e contribuição social sobre projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	-	-	-	-	-	-	(979)	(979)	(547)	(1.526)
Resultado atuarial com plano de pensão de benefício definido	-	-	-	-	-	-	383	383	214	597
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre resultado atuarial	-	-	-	-	-	-	(130)	(130)	(74)	(204)
	-	-	-	-	1.500.118	-	3.611	1.503.729	777.067	2.280.796
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	-	61.154	(61.154)	-	-	-	-
Imposto diferido sobre a realização do ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	-	(20.792)	20.792	-	-	-	-
	-	-	-	-	40.362	(40.362)	-	-	-	-
Contribuições e distribuições aos acionistas										
Reserva legal	-	-	75.005	-	(75.005)	-	-	-	-	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	468.975	(468.975)	-	-	-	-	-
Dividendos intermediários	-	-	-	-	(520.500)	-	-	(520.500)	(160.679)	(681.179)
Dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	-	-	(319.392)	(319.392)
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	(476.000)	-	-	(476.000)	(284.702)	(760.702)
Juros sobre capital próprio prescritos	-	-	-	23	-	-	-	23	13	36
	-	-	75.005	468.998	(1.540.480)	-	-	(996.477)	(764.760)	(1.761.237)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	11.670.895	-	427.301	1.704.672	-	117.897	12.601	13.933.366	4.868.020	18.801.386

	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 2022	11.670.895	261.485	3.003	-	195.437	5.923	12.136.743	4.325.805	16.462.548
Resultado abrangente do exercício									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	1.816.213	-	-	1.816.213	841.079	2.657.292
Projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	-	-	-	-	-	4.244	4.244	2.374	6.618
Imposto de renda e contribuição social sobre projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	-	-	-	-	-	(1.443)	(1.443)	(807)	(2.250)
Resultado atuarial com plano de pensão de benefício definido	-	-	-	-	-	403	403	225	628
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre resultado atuarial	-	-	-	-	-	(137)	(137)	(77)	(214)
	-	-	-	1.816.213	-	3.067	1.819.280	842.794	2.662.074
Ajuste investimento	-	-	-	-	-	-	-	(65)	(65)
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	56.332	(56.332)	-	-	-	-
Imposto diferido sobre a realização do ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	(19.154)	19.154	-	-	-	-
	-	-	-	37.178	(37.178)	-	-	(65)	(65)
Contribuições e distribuições aos acionistas									
Constituição de reserva legal	-	90.811	-	(90.811)	-	-	-	-	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	1.232.580	(1.232.580)	-	-	-	-	-
Dividendos intermediários	-	-	-	-	-	-	-	(23.331)	(23.331)
Dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	-	(33.686)	(33.686)
Dividendos prescritos	-	-	62	-	-	-	62	35	97
Juros sobre capital próprio	-	-	-	(530.000)	-	-	(530.000)	(255.855)	(785.855)
Juros sobre capital próprio prescritos	-	-	29	-	-	-	29	16	45
	-	90.811	1.232.671	(1.853.391)	-	-	(529.909)	(312.821)	(842.730)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	11.670.895	352.296	1.235.674	-	158.259	8.990	13.426.114	4.855.713	18.281.827

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações dos fluxos de caixa

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024 E 2023

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

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2024	2023	2024	2023
Fluxos de caixa das atividades operacionais					
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		1.500.001	1.818.063	3.017.957	3.535.110
Ajustes em:					
Equivalência patrimonial	12.2	(1.755.787)	(1.897.425)	(141.530)	(103.206)
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	6.3	-	-	2.728	6.469
Depreciação e amortização	13.2 e 14.2	16.118	15.255	673.488	665.974
Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos	13.5	-	-	(156.093)	-
Resultado na baixa do ativo imobilizado / intangível	13.2 e 14.2	282	189	1.011	527
Juros e variação monetária de ativos financeiros	9.3	-	-	(1.713.864)	(1.596.837)
Apropriação de juros sobre empréstimos		-	-	-	44.008
Juros, variação monetária e amortização de custos sobre financiamentos	17.6	-	-	22.717	27.549
Juros, variação monetária e amortização de custos sobre debêntures	18.4	1.579	-	182.869	246.439
AVP e variação monetária sobre UBP	20.3	-	-	5.482	3.254
Juros e variação cambial sobre partes relacionadas	21.4	249.181	-	637.355	(71.563)
Atualização e amortização AVP sobre provisão de grandes reparos	22.3	-	-	274.235	117.056
Variação monetária sobre depósitos judiciais		5	(11)	(52.353)	(63.273)
Constituições / (reversões) e variações monetárias sobre provisão para riscos	23.2	5.992	131	(26.887)	75.827
Instrumentos financeiros derivativos - NDF	33.7	(120.559)	-	(120.559)	-
Contratos futuros de energia	24.3	-	-	18.216	104.238
Variação monetária referente a liminar CCEE		-	-	(5.487)	(37.785)
Outras variações		(3.381)	(2.484)	12.870	14.664
Variação nos ativos e passivos					
Clientes		-	-	84.261	(49.442)
Ativo financeiro vinculado à concessão	9.3	-	-	1.307.859	1.261.159
Partes relacionadas		12.531	(2.696)	1.255	(197)
Serviços em curso		-	-	(12.398)	(19.159)
Depósito judicial	11.2	30	(25)	176	(159)
Fornecedores		(11.269)	3.079	209.862	57
Salários, provisões e contribuições sociais		875	1.165	1.589	2.481
Encargos setoriais		-	-	7.307	25.913
Capitalização de debêntures	18.4	-	-	104.540	113.598
Uso do bem público (UBP)	20.3	-	-	(3.744)	(3.756)
Provisões para grandes reparos	22.3	-	-	(229.910)	(287.165)
Provisão para riscos	23.2	(199)	(452)	(419)	(185.997)
Impostos, taxas e contribuições		12.913	21.092	(161.048)	(159.153)
Outras variações ativas e passivas		(4.399)	1.919	(14.440)	(4.967)
Caixa (aplicado nas) gerado pelas operações		(96.087)	(42.200)	3.927.045	3.661.664
Recebimento de dividendos					
	10.2	578.462	397.464	69.731	68.749
Recebimento de juros sobre o capital próprio					
	10.2	510.928	430.468	34.643	32.100
Pagamento de imposto de renda e contribuição social					
		(131)	(2.796)	(532.812)	(540.840)
Pagamento de juros sobre empréstimos					
		-	-	-	(44.715)
Pagamento de juros sobre financiamentos					
	17.6	-	-	(20.569)	(24.390)
Pagamento de juros sobre debêntures					
	18.4	-	-	(228.419)	(302.671)
Pagamento de variação monetária sobre debêntures					
	18.4	-	-	(76.932)	(66.036)
Pagamento de juros sobre partes relacionadas					
	21.4	-	-	-	(77.780)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		993.172	782.936	3.172.687	2.706.081
Fluxos de caixa das atividades de investimentos					
(Aporte) / redução de capital	12.2	(2.451.606)	(951.011)	-	100.000
Adições no ativo imobilizado e intangível	13.2 e 14.2	50.745	(50.398)	(2.611.475)	(1.106.328)
Caixa líquido de controlada incorporada		-	8.832	-	-
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimentos		(2.400.861)	(992.577)	(2.611.475)	(1.006.328)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos					
Valor recebido pelo empréstimo de partes relacionadas	21.4	1.471.981	-	1.471.981	-
Valor recebido pela emissão de debêntures	18.4	300.000	-	920.000	-
Custo de transação pela emissão de debêntures	18.4	-	-	(829)	-
Pagamento de empréstimos		-	-	-	(675.000)
Pagamento de financiamentos	17.6	-	-	(51.918)	(51.527)
Pagamento de debêntures	18.4	-	-	(895.000)	(283.350)
Pagamento de partes relacionadas	21.4	-	-	-	(1.141.968)
Pagamento de dividendos	10.2	-	-	(193.977)	(48.878)
Pagamento de juros sobre capital próprio	10.2	(549.950)	-	(767.347)	(184.778)
Fluxo de caixa líquido gerado pelas/ (aplicado nas) atividades de financiamento		1.222.031	-	482.910	(2.385.501)
(Redução)/Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa					
		(185.658)	(209.641)	1.044.122	(685.748)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício					
		452.102	661.743	1.698.042	2.383.790
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício					
		266.444	452.102	2.742.164	1.698.042

AVP – Ajuste a Valor Presente / CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações do valor adicionado

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024 E 2023

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

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2024	2023	2024	2023
Receitas					
Venda de energia	28.1	-	-	4.749.893	5.103.792
Receita de ativos financeiros	9.3	-	-	1.713.864	1.596.837
Outras receitas		61.154	74.815	63.647	92.073
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	6.3	-	-	(2.728)	(6.469)
		61.154	74.815	6.524.676	6.786.233
Insumos adquiridos de terceiros					
Energia comprada e encargos de uso da rede	28.2 e 28.3	-	-	(1.108.757)	(1.080.036)
Contratos futuros de energia	24.3	-	-	(18.216)	(104.238)
Materiais e serviços de terceiros		39.771	46.615	(174.215)	(163.472)
Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos	13.5	-	-	156.093	-
Outros resultados operacionais		(12.785)	(27.159)	(25.754)	(150.283)
		26.986	19.456	(1.170.849)	(1.498.029)
Valor adicionado bruto		88.140	94.271	5.353.827	5.288.204
Depreciação e amortização	13.2 e 14.2	(16.118)	(15.255)	(673.488)	(665.974)
Valor adicionado líquido produzido		72.022	79.016	4.680.339	4.622.230
Equivalência patrimonial	12.2	1.755.787	1.897.425	141.530	103.206
Outras receitas financeiras		182.829	86.907	500.386	768.382
Valor adicionado recebido em transferência		1.938.616	1.984.332	641.916	871.588
Valor adicionado total a distribuir		2.010.638	2.063.348	5.322.255	5.493.818
Distribuição do valor adicionado					
Pessoal					
Remuneração direta		59.252	54.415	159.584	156.389
Benefícios		21.359	19.629	66.396	58.125
Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS)		5.862	4.736	15.467	14.946
Participação nos resultados		2.082	25.779	18.976	46.313
		88.555	104.559	260.423	275.773
Impostos, taxas e contribuições					
Federais		(25.184)	94.057	1.248.501	1.551.742
Estaduais		670	1.003	38.032	37.114
Municipais		465	446	88.305	112.253
		(24.049)	95.506	1.374.838	1.701.109
Remuneração de capitais de terceiros					
Aluguéis		3.578	2.129	5.574	3.559
Outras despesas financeiras		402.074	7.763	1.365.077	818.907
		405.652	9.892	1.370.651	822.466
Remuneração de capitais próprios					
Juros sobre capital próprio (JSCP)		476.000	530.000	476.000	530.000
Dividendos		520.500	-	520.500	-
Lucros retidos		543.980	1.323.391	543.980	1.323.391
Participação dos não-controladores nos lucros retidos		-	-	775.863	841.079
		1.540.480	1.853.391	2.316.343	2.694.470
Valor adicionado distribuído		2.010.638	2.063.348	5.322.255	5.493.818

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas explicativas da Diretoria para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e de 2023

(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 S.A. (“Companhia” ou “CTG Brasil”), também referida isoladamente ou em conjunto com suas Controladas como Grupo, é uma sociedade por ações, com sede na cidade de São Paulo, listada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) com registro na categoria A. O Grupo é 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 limpa.

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 crescendo no mercado de energia por meio de aquisições de participações societárias relevantes em usinas de geração de energia renovável, com destaque para usinas hidrelétricas, eólicas e solares.

Em 31 de dezembro de 2024, o Grupo apresentou um capital circulante líquido (CCL) negativo no montante de R\$ 3.574.334, em virtude basicamente dos seguintes fatos:

- Transferência para o passivo circulante das parcelas de debêntures referente a 8ª emissão série 2ª, na Controlada indireta Rio Parapanema Energia;
- Transferência para o passivo circulante da parcela referente a dívida de partes relacionadas com a CTG Lux na Controlada Rio Paraná;
- Constituição de dividendos e juros sobre capital próprio a pagar.

A Diretoria 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. Projetos Greenfield

Destinam-se a geração de energias renováveis eólica e solar e no total a CTG Brasil adicionará 1 GW de capacidade instalada (12% de crescimento), com foco na comercialização para sua carteira de clientes do mercado livre. A Diretoria tem o entendimento que as aquisições dos projetos não fizeram parte do escopo de aplicação das normas contábeis IFRS 3 / CPC 15 (Combinações de Negócios), visto que ainda não geram inputs e outputs necessários para serem caracterizados como “negócios”.

1.2.1. Arinos

O projeto Arinos, localizado em Minas Gerais, teve início da construção no 2º trimestre de 2023, com capacidade instalada prevista de 336,7 MW, e iniciou parcialmente as operações comerciais em 2024 conforme nota explicativa nº 1.5.

1.2.2. Serra da Palmeira

O projeto de Serra da Palmeira, localizado no estado da Paraíba, com capacidade instalada prevista de 648 MW, iniciou sua construção no 4º trimestre de 2023, com previsão de entrada em operação comercial até o final de 2025.

1.3. Contratos de Concessão / resoluções autorizativas

1.3.1. Usinas hidrelétricas (UHEs) e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)

A tabela a seguir demonstra os contratos de concessão / resoluções autorizativas das controladas:

Controladas	Contrato de concessão Aneel / Resolução autorizativa Aneel	Usina	Tipo	Unidade Federativa (UF)	Rio	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Início da concessão / autorização	Vencimento concessão / autorização
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Jurumirim	UHE	SP	Parapanema	101,0	42,5	22/09/1999	17/04/2032
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Chavantes	UHE	SP/PR	Parapanema	414,0	168,9	22/09/1999	30/03/2032
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Salto Grande	UHE	SP/PR	Parapanema	73,8	49,7	22/09/1999	11/05/2032
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Capivara	UHE	SP/PR	Parapanema	643,0	328,6	22/09/1999	21/04/2032
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Taquaruçu	UHE	SP/PR	Parapanema	525,0	195,4	22/09/1999	19/04/2032
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Rosana	UHE	SP/PR	Parapanema	354,0	173,6	22/09/1999	15/04/2032
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 183/1998	Canoas I	UHE	SP/PR	Parapanema	82,5	51,5	30/07/1998	29/07/2037
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 183/1998	Canoas II	UHE	SP/PR	Parapanema	72,0	43,4	30/07/1998	26/07/2037
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 549/2002	Retiro	PCH	SP	Sapucaí	16,0	8,1	10/10/2002	21/11/2034
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 706/2002	Palmeiras	PCH	SP	Sapucaí	16,5	8,1	18/12/2002	05/02/2049
Rio Canoas Energia S.A	Nº 03/2010	Ganibaldi	UHE	SC	Canoas	191,9	84,9	14/12/2010	11/01/2051
Rio Verde Energia S.A	Nº 90/2002	Salto	UHE	GO	Verde	116,0	63,2	11/12/2002	06/04/2046
Rio Paraná Energia S.A	Nº 01/2016	Jupiá	UHE	SP/MS	Paraná	1.551,2	849,9	05/01/2016	17/04/2047
Rio Paraná Energia S.A	Nº 01/2016	Ilha Solteira	UHE	SP/MS	Paraná	3.444,0	1.645,0	05/01/2016	18/04/2047
						7.600,9	3.712,8		

SP – São Paulo / PR – Paraná / SC – Santa Catarina / GO – Goiás / MS – Mato Grosso do Sul / MW - Megawatt

No dia 01 de outubro de 2024, foi publicado o Despacho Aneel 2.780, referente a homologação dos parâmetros das UGs nº 1, 3, 10 e 13 (2º lote da modernização), a garantia física da UHE Jupiá passa de 844,9 para 849,9 MW médios.

1.3.2. Usinas Fotovoltaicas (UFV) e Centrais Geradoras Eólicas (EOL)

A tabela a seguir demonstra as resoluções autorizativas das controladas:

Controladas	Resolução autorizativa Aneel	Usina	Tipo	Unidade Federativa (UF)	Rio	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Início da autorização	Vencimento da autorização
Usina Fotovoltaica Arinos C 1 Ltda.	Nº 10.168/2021	Arinos 1	UFV	MG	N/A	48,1	14,8	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 2 Ltda.	Nº 10.169/2021	Arinos 2	UFV	MG	N/A	48,1	14,8	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 4 Ltda.	Nº 10.171/2021	Arinos 4	UFV	MG	N/A	48,1	14,7	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 8 Ltda.	Nº 10.175/2021	Arinos 8	UFV	MG	N/A	48,1	14,7	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 9 Ltda.	Nº 10.176/2021	Arinos 9	UFV	MG	N/A	48,1	14,8	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 10 Ltda.	Nº 10.177/2021	Arinos 10	UFV	MG	N/A	48,1	14,7	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 32 Ltda.	Nº 11.413/2022	Arinos 32	UFV	MG	N/A	48,1	15,0	01/04/2022	01/04/2057
Serra da Palmeira Energia 1 Ltda.	Nº 11.823/2022	Serra da Palmeira I	EOL	PB	N/A	36,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 2 Ltda.	Nº 11.824/2022	Serra da Palmeira II	EOL	PB	N/A	30,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 3 Ltda.	Nº 11.825/2022	Serra da Palmeira III	EOL	PB	N/A	24,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 4 Ltda.	Nº 11.826/2022	Serra da Palmeira IV	EOL	PB	N/A	30,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 5 Ltda.	Nº 11.827/2022	Serra da Palmeira V	EOL	PB	N/A	36,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 6 Ltda.	Nº 11.828/2022	Serra da Palmeira VI	EOL	PB	N/A	24,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 7 Ltda.	Nº 11.829/2022	Serra da Palmeira VII	EOL	PB	N/A	30,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 8 Ltda.	Nº 11.830/2022	Serra da Palmeira VIII	EOL	PB	N/A	24,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 9 Ltda.	Nº 11.831/2022	Serra da Palmeira IX	EOL	PB	N/A	24,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 10 Ltda.	Nº 11.832/2022	Serra da Palmeira X	EOL	PB	N/A	30,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 11 Ltda.	Nº 11.833/2022	Serra da Palmeira XI	EOL	PB	N/A	24,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 12 Ltda.	Nº 11.834/2022	Serra da Palmeira XII	EOL	PB	N/A	24,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 13 Ltda.	Nº 11.835/2022	Serra da Palmeira XIII	EOL	PB	N/A	42,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 14 Ltda.	Nº 11.836/2022	Serra da Palmeira XIV	EOL	PB	N/A	24,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 15 Ltda.	Nº 11.837/2022	Serra da Palmeira XV	EOL	PB	N/A	36,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 16 Ltda.	Nº 11.838/2022	Serra da Palmeira XVI	EOL	PB	N/A	24,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 17 Ltda.	Nº 11.839/2022	Serra da Palmeira XVII	EOL	PB	N/A	30,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 18 Ltda.	Nº 11.840/2022	Serra da Palmeira XVIII	EOL	PB	N/A	18,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 19 Ltda.	Nº 11.841/2022	Serra da Palmeira XIX	EOL	PB	N/A	30,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 20 Ltda.	Nº 11.842/2022	Serra da Palmeira XX	EOL	PB	N/A	24,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 21 Ltda.	Nº 11.843/2022	Serra da Palmeira XXI	EOL	PB	N/A	24,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 22 Ltda.	Nº 11.844/2022	Serra da Palmeira XXII	EOL	PB	N/A	24,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 23 Ltda.	Nº 11.845/2022	Serra da Palmeira XXIII	EOL	PB	N/A	36,0	N/A	12/05/2022	12/05/2057
						984,7	103,5		

MG – Minas Gerais / PB – Paraíba

No dia 10 de junho de 2024, foi publicada a portaria Aneel nº 2.780 definindo os montantes de garantia física de energia das usinas solares fotovoltaicas conforme tabela acima, para as usinas eólicas estes montantes ainda não foram publicados pela Aneel.

1.4. Revisão das garantias físicas das usinas hidrelétricas

1.4.1. Revisão da garantia física de 2017

Em 2017 houve revisão ordinária de garantia física, com a publicação da Portaria nº 178 que definiu os novos valores de garantia física de energia das UHEs 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 em relação à garantia física vigente em dezembro de 2017.

Em 2 de fevereiro de 2018, a Controlada Rio Paranapanema 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 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 no sentido de não se aplicar os efeitos da Portaria nº 178/2017.

Em 16 de agosto de 2022, houve o julgamento da apelação interposta pela Controlada Rio Paranapanema, referente a ação que tratava a legitimidade da revisão de garantia física ocorrida em 2017, a votação foi favorável à Controlada 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 Rio Paranapanema, visto que o entendimento do colegiado é de que as UHEs 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.

Para o exercício base destas demonstrações financeiras não houve andamento nesse processo.

1.4.2. Revisão da garantia física de 2022

O Decreto nº 2.655/98 estabelece revisões ordinárias de garantia física das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente a cada cinco anos, ou revisões extraordinárias em caso de fatos relevantes, sendo que a revisão ordinária anterior de todo Sistema ocorreu em 2017, com vigência da garantia física publicada para o período entre 2018 e 2022. Em 2022 o Ministério de Minas e Energia (MME) conduziu a revisão ordinária das garantias físicas das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, com vigência a partir de 2023. Durante o processo, o MME abriu duas Consultas Públicas sobre o tema, para discutir, entre outros, parâmetros de entrada para o cálculo, como índices de disponibilidade das usinas.

Em 02 de dezembro de 2022 o MME publicou a Portaria nº 709 com os valores revistos de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas despachadas centralizadamente no Sistema Interligado Nacional (SIN), com início de vigência a partir de 1º de janeiro de 2023, conforme nota explicativa nº 1.3.

A adoção do período crítico de hidrologia relativo aos anos de 1949 a 1956 no cálculo da revisão causou um efeito de redução dos montantes de garantia física de diversas usinas do SIN, dentre elas, as usinas do Grupo.

Por essa razão, em 29 de dezembro de 2022 o Grupo ingressou com um pedido de tutela antecipada para as Controladas Rio Paranapanema e Rio Canoas, para que fosse reconhecida a inaplicabilidade do período crítico de 1949 a 1956 e, alternativamente, que fossem suspensos, até o julgamento do mérito, os efeitos da revisão ordinária conforme a Portaria 709/2022. O pedido de tutela antecipada em que se pleiteava a suspensão dos efeitos da Portaria foi indeferido em decisão proferida pelo juiz de primeira instância em 13 de março de 2023.

Em razão deste indeferimento, os efeitos da Portaria contemplando a revisão das garantias físicas das usinas hidrelétricas do Grupo estão sendo integralmente aplicados neste momento, ou seja, em caso de perda dessa ação, não haverá ajustes na garantia física.

Em 27 de março de 2023, o Grupo protocolou agravo de instrumento contra a decisão de indeferimento da tutela antecipada nas empresas Controladas Rio Paranapanema e Rio Canoas, bem como o pedido principal da ação, os quais aguardam decisão judicial. Caso o Grupo tenha sucesso na ação, ocorrerá o aumento da garantia física.

Para o exercício base destas demonstrações financeiras não houve andamento nesses processos.

1.5. Despachos de operação em teste e comercial - Arinos

Controladas	Usina	Operação em teste			Operação Comercial			
		Despacho	Data do despacho	Data de início	Despacho	Data do despacho	Data de início	UGs liberadas
Usina Fotovoltaica Arinos C 1 Ltda.	Arinos 1	3.516	19/11/2024	19/11/2024	-	-	-	-
Usina Fotovoltaica Arinos C 2 Ltda.	Arinos 2	3.496	18/11/2024	14/11/2024	3.809	17/12/2024	17/12/2024	102 a 161
Usina Fotovoltaica Arinos C 4 Ltda.	Arinos 4	3.204	23/10/2024	23/10/2024	3.825	19/12/2024	18/12/2024	1 a 161
Usina Fotovoltaica Arinos C 8 Ltda.	Arinos 8	1.890	26/06/2024	26/06/2024	2.655	05/09/2024	04/09/2024	55 a 161
					3.656	03/12/2024	30/11/2024	1 a 54
Usina Fotovoltaica Arinos C 9 Ltda.	Arinos 9	1.891	26/06/2024	26/06/2024	2.663	05/09/2024	05/09/2024	1 a 107
					2.794	17/09/2024	17/09/2024	108 a 161
Usina Fotovoltaica Arinos C 10 Ltda.	Arinos 10	2.512	30/08/2024	29/08/2024	3.172	21/10/2024	19/10/2024	108 a 161
Usina Fotovoltaica Arinos C 32 Ltda.	Arinos 32	3.690	04/12/2024	04/12/2024	-	-	-	-

UGs – Unidades Geradoras

A energia produzida durante o período de testes é liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP), atrelado ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

Medida Provisória 1.212/2024

Em 10 de junho de 2024 os projetos das Controladas Serra da Palmeira aderiram ao mecanismo da Medida Provisória 1.212/2024 que permite a prorrogação do prazo de 48 meses para início de operação comercial das usinas por 36 meses adicionais, com direito à manutenção dos percentuais de desconto nas tarifas de uso da rede para projetos que solicitaram outorga em até doze meses da publicação da Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021.

Os projetos de Serra da Palmeira I a XXIII tiveram adesão ao mecanismo aprovado em 5 de agosto de 2024 conforme Despacho Aneel nº 2.269.

A adesão dos projetos ao mecanismo permite que a Companhia avalie de acordo com sua estratégia qual o melhor momento para início de operação comercial das usinas.

1.6. Atualização da receita anual de geração – (RAG) ciclo 2024/2025 – Rio Paraná

Foi publicada em 23 de julho de 2024 Resolução homologatória nº 3.353/2024 para a RAG referente ao período de julho/2024 até junho/2025, devido aos 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\$ 30,7 milhões na RAG correspondente à parcela de ajuste pela indisponibilidade Apurada ou Desempenho Apurado (Ajl) que afere o padrão de qualidade da UHE.

1.7. Evento climático extremo no Rio Grande do Sul

Fortes chuvas castigaram severamente o Rio Grande do Sul no fim de abril de 2024 causando grandes impactos para a região e estragos relevantes ainda não calculados pelo Estado.

As inundações afetaram a grande maioria dos municípios gaúchos, com milhões de pessoas impactadas pelo evento climático extremo.

Apesar do alcance do relacionamento comercial estabelecido e mediante a análise realizada pelo Grupo, não foram identificadas desvalorizações de ativos e ou a necessidade de registro de provisões, visto que não há impactos financeiros e econômicos diretos e indiretos nas demonstrações financeiras em razão do ocorrido.

1.8. Incorporação do acervo líquido contábil da Controlada indireta CTG Trading Ltda.

Em 05 de dezembro de 2024 foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária (AGE) na Controlada Rio Parapanema Participações Energia S.A. (Incorporadora) a incorporação do acervo líquido contábil da CTG Trading Ltda. (Incorporada), avaliado na data base de 31 de outubro de 2024, por meio do laudo de avaliação independente, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

A presente transação, entre entidades pertencentes ao mesmo grupo econômico, constitui no entendimento da Diretoria, o melhor caminho para se alcançar maior eficiência administrativa, operacional e tributária para o Grupo CTG, simplificando a estrutura societária no Brasil.

Assim, todas as operações da Incorporada existentes foram transferidas para a Incorporadora, que a sucedeu em todos os seus bens, direitos e obrigações, a título universal e para todos os fins de direito, com a consequente extinção da Incorporada.

Em decorrência da sucessão da Incorporada pela Incorporadora, os contratos de compra e venda de energia da Incorporada foram integralmente absorvidos pela Controlada Rio Paraná Energia S.A.

A Incorporação ocorreu sem a necessidade de aumento de capital e sem atribuições de ações da Rio Parapanema Participações S.A.

1.9. Eventos tributários

1.9.1. Reforma tributária

Em 17 de dezembro de 2024, o Projeto de Lei Complementar (PLP) 68/24 foi aprovado pela Câmara dos Deputados e encaminhado para sanção presidencial. O texto traz mais detalhes sobre o disposto na Emenda Constitucional (EC) 132/2023, aprovada no ano anterior.

A partir de 2027, os tributos PIS e COFINS serão totalmente substituídos pela Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS), e o ICMS e o ISS serão gradualmente substituídos pelo Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), com término da transição previsto para 2032. A nova sistemática abolirá completamente a tributação cumulativa, e as regras de incidência serão equivalentes para ambos os tributos, com tributação no destino e cálculo "por fora".

Outro ponto importante para o segmento foi a adoção do diferimento dos novos tributos quando a energia for destinada a consumidores finais. Dessa forma, os tributos serão destacados pelo Grupo apenas nas vendas destinadas ao consumo próprio, como em indústrias, shoppings, entre outros.

O Grupo entende que os impactos não serão relevantes, uma vez que os contratos de livre negociação possuem cláusulas contratuais que possibilitam eventuais reajustes nos preços. Nos demais casos, os impactos estarão sujeitos ao artigo 21 da EC 132/23 e ao artigo 373 do PLP 68/2024.

1.9.2. Pillar II

Em dezembro de 2024, a Medida Provisória nº 1.262/24 foi convertida na Lei nº 15.079/24, incorporando os aspectos das Regras GloBE (Global Anti-Base Erosion) da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) à legislação tributária brasileira. A Receita Federal do Brasil (RFB) havia publicado, em outubro, a Instrução Normativa nº 2.228/24, a qual regulamenta as novas disposições legais.

O Grupo realizou uma simulação do impacto da implementação das novas regras e concluiu que a norma não acarretará efeitos financeiros relevantes para o grupo. Isso se deve ao fato de que a alíquota efetiva, após os ajustes previstos nos dispositivos legais mencionados, permanecerá substancialmente superior à alíquota mínima de 15% exigida pela referida legislação.

1.10. Companhias controladas:

1.10.1. Rio Paraná Energia S.A.

O Grupo detém 66,67% da Controlada Rio Paraná Energia S.A. (Rio Paraná), uma sociedade anônima de capital aberto, com sede na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, listada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) com registro na categoria B.

Concessionária de serviço público de geração de energia elétrica, na condição de prestadora de serviço de geração de energia elétrica em regime de alocação de cotas de garantia física de energia e potência, nos termos da Lei nº 12.783/2013, tem como atividades principais em seu Estatuto Social a geração, distribuição, transmissão e a comercialização de energia elétrica, as quais são regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), mediante contrato que regula a concessão de energia elétrica das Usinas Hidrelétricas Jupia e Ilha Solteira (UHE's Jupia e Ilha Solteira), localizadas, respectivamente nos municípios de Três Lagoas e Selvíria, ambos no Estado de Mato Grosso do Sul.

1.10.2. Rio Verde Energia S.A.

O grupo detém 100,00% da Controlada Rio Verde Energia S.A. (Rio Verde) 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.

1.10.3. Rio Canoas Energia S.A.

O grupo detém 100,00% da Controlada Rio Canoas S.A. (Rio Canoas), 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, no município de Cerro Negro, no estado de Santa Catarina.

1.10.4. CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.

O grupo detém 100,00% da Controlada CTG Brasil Negócios de Energia Ltda., (CTG NE) uma sociedade limitada, com sede na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo.

Na condição de comercializadora de energia elétrica, tem por objeto social a comercialização de energia elétrica, prestação de serviços de consultoria técnica e consultiva, participar na CCEE, bem

como em qualquer outra entidade, associação ou organismo associado à comercialização de energia elétrica, participar em outras Companhias como quotista ou acionista.

1.10.5. Rio Paranapanema Participações S.A.

O Grupo detém 66,67% da Controlada Rio Paranapanema Participações S.A. (Paranapanema Participações) uma sociedade por ações de capital fechado, com sede na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo.

Tem por objeto social 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.

1.10.5.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

O Grupo detém 96,19% da Controlada indireta Rio Paranapanema Energia S.A. (Rio Paranapanema Energia), uma sociedade anônima de capital aberto, listada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) com registro na categoria A, com sede na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo.

Concessionária de uso de bem público, na condição de produtora independente, tem como atividades principais a geração e a comercialização de energia elétrica, tem a capacidade instalada em operação de 2.297,8 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, 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. Arinos Energias Renováveis S.A.

O Grupo detém 100,00% da Controlada Arinos Energias Renováveis S.A. (Arinos), é uma sociedade por ações de capital fechado com sede na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo.

Na condição de atuar como holding, tem por objeto social a operação e exploração, de forma direta ou por meio das subsidiárias, de direitos decorrentes de contratos de concessão, permissão ou autorização, desenvolver o estudo, planejamento, projeto, construção e operação de sistemas de produção e transformação de energia elétrica resultantes da utilização de fontes eólicas e solar. Representação de outras sociedades, nacionais ou estrangeiras, por conta própria ou de terceiros e participação em outras sociedades como acionista.

1.10.7. Serra da Palmeira Energias Renováveis S.A.

O Grupo detém 100,00% da Controlada Serra da Palmeira Energias Renováveis S.A. (Serra da Palmeira), é uma sociedade por ações de capital fechado com sede na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo.

Na condição de atuar como Holding, tem por objeto social a operação e exploração, de forma direta ou por meio das subsidiárias, de direitos decorrentes de contratos de concessão, permissão ou autorização, desenvolver o estudo, planejamento, projeto, construção e operação de sistemas de

produção e transformação de energia elétrica resultantes da utilização de fontes eólicas e solar. Representação de outras sociedades, nacionais ou estrangeiras, por conta própria ou de terceiros e participação em outras sociedades como acionista.

1.11. Participações societárias

O Grupo possui participações nos empreendimentos descritos a seguir, controlados em conjunto a partir de acordos de acionistas, nos percentuais descritos na nota explicativa nº 12.

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

1.11.1.1. Companhia Energética do Jari (CEJA)

Companhia Energética do Jari (CEJA), sociedade anônima de capital fechado, com sede no município de São Paulo, Estado de São Paulo

Tem como objeto social as atividades de geração, transmissão e a comercialização de energia elétrica de qualquer origem e natureza, é 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 2045.

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 211,3 MWm de energia assegurada, e entrou em operação comercial em 2014 – inicialmente previsto para 2015.

1.11.1.2. Cachoeira Caldeirão S.A.

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 123,3 MWm de energia assegurada e tem seu contrato de concessão vigente até 2048.

1.11.1.3. Empresa de Energia São Manoel S.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 735,84 MW de capacidade instalada, com 430,4 MWm de energia assegurada, está localizada na divisa dos estados do Pará e Mato Grosso e tem seu contrato de concessão com vigência até 2049.

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

Participação acionária representativa do capital social das seguintes empresas controladas pela EDP Renováveis do Brasil (denominada Companhia EDPR): Ceneel, 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 emissão dessas demonstrações financeiras foi autorizada pelo Conselho de Administração do Grupo em 27 de fevereiro de 2025.

2.2. Base de preparação e mensuração

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas do Grupo foram preparadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro IFRS *Accounting Standards*, emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) (atualmente denominadas “normas contábeis IFRS”), e as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs).

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 seguindo as disposições contidas no CPC 09 (R1). 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 Diretoria na sua gestão.

2.3. Moeda funcional e moeda de preparação

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas, estão apresentadas em reais, moeda funcional utilizada pelo Grupo, que melhor representa suas operações e respectivo fluxo de caixa.

2.4. Continuidade operacional

A Diretoria 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 / IAS 1 – Apresentação das demonstrações financeiras, 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. Revisão de garantia física (nota explicativa nº 1.4);
- ii. Vida útil de ativos de longa duração e *impairment* (nota explicativa nº 13.5);
- iii. Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição Aplicáveis às Unidades Geradoras Conectadas aos Sistemas de Distribuição (nota explicativa nº 15.3);
- iv. Provisões para grandes reparos (nota explicativa nº 22);
- v. Provisões para riscos (nota explicativa nº 23);
- vi. Imposto de renda e contribuição social diferidos (nota explicativa nº 30.2).

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 31 de dezembro de 2024 está descrita na nota explicativa nº 12.

3. Resumo das políticas contábeis materiais

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. Serviços em curso

Os valores registrados nessa rubrica referem-se aos recursos aplicados em projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI), 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 PDI e submetidos à aprovação da Superintendência da Aneel (nota explicativa nº 16.1.2).

3.2. 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.

3.3. Adoção as normas de contabilidade novas e revisadas

Os pronunciamentos novos e alterados que entraram em vigência a partir de 01 de janeiro de 2024 não geraram impactos nas demonstrações financeiras do Grupo.

- Classificação de Passivos como Circulante ou Não Circulante (CPC 26 (R1) / IAS 1);
- Esclarecimentos sobre o passivo de arrendamento em uma transação de venda e realocação (CPC 06 (R2) / IFRS 16)
- Novos requisitos de divulgação sobre acordos de financiamento de fornecedores (CPC 03 (R2) / IAS 7)

O pronunciamento alterado que entrou em vigência a partir de 01 de janeiro de 2025 não há expectativa que gere impactos nas demonstrações financeiras do Grupo.

- Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio e Conversão de Demonstrações contábeis (CPC 02 (R2) / IAS 21);

Os pronunciamentos novos que entrarão em vigência a partir de 01 de janeiro de 2027 há expectativa que gerem impactos nas demonstrações financeiras do Grupo.

- Apresentação e Divulgação das Demonstrações Financeiras (IFRS 18);
- Subsidiárias sem Responsabilidade Pública: Divulgações (IFRS19)

4. Gestão de riscos do negócio

4.1. Riscos financeiros

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 e hedge energético, 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 Taxa de Juros de Longo Prazo (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 e Yuan chinês.

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 possui instrumentos de *hedge* para proteção em relação aos aumentos nas taxas de moeda estrangeira conforme nota explicativa nº 33.7.

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 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 conclui 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 CTG Corporation.

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.

Divida	Entidade	Remuneração	Controladora					Total
			Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a dois anos	Mais de dois anos	
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	China Three Gorges Brasil Energia S.A.	2,95% ao ano + CNH	849.426	-	-	-	-	849.426
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	China Three Gorges Brasil Energia S.A.	2,95% ao ano + CNH	-	-	821.942	-	-	821.942
Debêntures 1ª emissão série única	China Three Gorges Brasil Energia S.A.	DI + 0,43% ao ano	-	-	38.520	42.297	377.495	458.312
			849.426	-	860.462	42.297	377.495	2.129.680

Divida	Entidade	Remuneração	Consolidado					Total
			Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a dois anos	Mais de dois anos	
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	China Three Gorges Brasil Energia S.A.	2,95% ao ano + CNH	849.426	-	-	-	-	849.426
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	China Three Gorges Brasil Energia S.A.	2,95% ao ano + CNH	-	-	821.942	-	-	821.942
Debêntures 1ª emissão série única	China Three Gorges Brasil Energia S.A.	DI + 0,43% ao ano	-	-	38.520	42.297	377.495	458.312
Debêntures 1ª emissão série 2	Rio Paraná Energia S.A.	Variação IPCA + 6,15% ao ano	-	-	180.208	-	-	180.208
Debêntures 2ª emissão série 2	Rio Paraná Energia S.A.	Variação IPCA + 4,63 % ao ano	-	-	38.068	39.319	1.134.047	1.211.434
Debêntures 3ª emissão série única	Rio Paraná Energia S.A.	Variação DI + 1,29% ao ano	-	-	112.617	491.484	425.379	1.029.480
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	Rio Paraná Energia S.A.	4,29% ao ano + USD	-	565.711	925.946	-	-	1.491.657
BNDES	Rio Verde Energia S.A.	TJLP	2.162	4.298	18.720	17.738	-	42.918
BNDES	Rio Canoas Energia S.A.	TJLP	3.543	7.080	31.013	39.189	149.012	229.837
Debêntures 8ª emissão série 2	Rio Paranapanema Energia S.A.	Variação IPCA + 5,50 % ao ano	-	121.614	-	-	-	121.614
Debêntures 10ª emissão série 1	Rio Paranapanema Energia S.A.	Variação DI + 0,60% ao ano	16.867	-	18.047	37.602	376.662	449.178
Debêntures 10ª emissão série 2	Rio Paranapanema Energia S.A.	Variação DI + 0,70% ao ano	18.157	-	19.400	40.448	464.281	542.286
			890.155	698.703	2.204.481	708.077	2.926.876	7.428.292

USD – Dólar / CNH – Chinese Yuan Renminbi Offshore / TJLP - Taxa de juros de longo prazo / IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo / DI - Depósito interbancário

4.2. Risco de aceleração de dívidas

O Grupo possui 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 foram atendidas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, (notas explicativas nº 17 e 18).

4.3. Risco de regulação

As atividades do Grupo, 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 Saúde, Segurança, Meio Ambiente e Qualidade 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 23.

4.5. Análise da sensibilidade

O Grupo, em atendimento ao disposto no item 40 do CPC 40 (R1) – Instrumentos Financeiros: Evidenciação, divulga quadro demonstrativo de análise de sensibilidade para cada tipo de risco de mercado considerado relevante pela Diretoria, originado por instrumentos financeiros, compostos por aplicações financeiras, ativo financeiro 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 2024 e as premissas disponibilizadas por consultoria especializada.

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

Instrumentos financeiros	Indexador	Indexador do valor contábil	Indexador do cenário provável	Controladora			
				Saldo contábil em 2024	Cenário atual	Cenário provável	Ganho / (perda)
Ativos financeiros							
Aplicações financeiras	DI	12,15%	14,46%	266.336	32.360	38.514	6.154
				266.336	32.360	38.514	6.154
Passivos financeiros							
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.	2,96% + CNH	0,85	0,80	(849.829)	(874.899)	(821.684)	53.215
Debêntures 1ª emissão série única	DI + 0,43% ao ano	12,15%	14,46%	(301.579)	(38.096)	(48.443)	(10.347)
				(1.151.408)	(912.995)	(870.127)	42.868
Total da exposição líquida				(885.072)	(880.635)	(831.613)	49.022

Instrumentos financeiros	Indexador	Indexador do valor contábil	Indexador do cenário provável	Consolidado			
				Saldo contábil em 2024	Cenário atual	Cenário provável	Ganho / (perda)
Ativos financeiros							
Aplicações financeiras	DI	12,15%	14,46%	2.740.590	332.982	396.308	63.326
Aplicações financeiras vinculadas	DI	12,15%	14,46%	28.859	3.283	3.884	621
Ativo financeiro vinculado à concessão	IPCA	5,01%	4,73%	12.651.774	633.675	598.377	(36.298)
				15.419.223	969.920	998.569	28.649
Passivos financeiros							
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.	2,96% + CNH	0,85	0,80	(849.829)	(874.899)	(821.684)	53.215
Debêntures 1ª emissão série única	DI + 0,43% ao ano	12,15%	14,46%	(301.579)	(38.096)	(48.443)	(10.347)
Debêntures 1ª emissão série 2	IPCA + 6,15% ao ano	5,01%	4,73%	(169.933)	(19.486)	(18.982)	504
Debêntures 2ª emissão série 2	IPCA + 4,63% ao ano	5,01%	4,73%	(789.585)	(77.936)	(75.631)	2.305
Debêntures 3ª emissão série única	DI + 1,29% ao ano	12,15%	14,46%	(799.328)	(108.683)	(127.391)	(18.708)
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.	4,29% + Dólar	6,19	5,70	(1.515.885)	(1.580.918)	(1.455.231)	125.687
BNDES	TJLP + 1,81% ao ano	7,43%	7,94%	(37.731)	(3.537)	(3.735)	(198)
BNDES	TJLP + 2,16% ao ano	7,43%	7,94%	(3.062)	(299)	(316)	(16)
BNDES	TJLP + 2,34% ao ano	7,43%	7,94%	(186.052)	(18.501)	(19.479)	(978)
BNDES	TJLP	7,43%	7,94%	(909)	(68)	(72)	(4)
Debêntures 8ª emissão série 2	IPCA + 5,50% ao ano	5,01%	4,73%	(119.344)	(12.870)	(12.519)	361
Debêntures 10ª emissão série 1	DI + 0,60% ao ano	12,15%	14,46%	(314.149)	(40.283)	(47.586)	(7.303)
Debêntures 10ª emissão série 2	DI + 0,70% ao ano	12,15%	14,46%	(335.115)	(43.347)	(51.145)	(7.798)
Uso do bem público (UBP)	IPCA	5,01%	4,73%	(13.157)	(659)	(622)	37
Uso do bem público (UBP)	IGPM	6,69%	4,22%	(24.630)	(1.649)	(1.039)	610
Provisão para grandes reparos	IPCA	5,01%	4,73%	(1.157.050)	(57.952)	(54.724)	3.228
Provisão para grandes reparos	IGPM	6,69%	4,22%	(771.306)	(51.641)	(32.526)	19.115
				(6.237.297)	(2.017.829)	(1.900.997)	116.832
Total da exposição líquida				9.181.926	(1.047.909)	(902.428)	145.481

IGPM – Índice Geral de Preços a Mercado

4.6. Gestão de capital

Os objetivos do Grupo ao administrar seu capital são os de salvaguardar sua capacidade de continuidade para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo.

Para manter ou ajustar a estrutura de capital do Grupo, a Diretoria 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	
		2024	2023	2024	2023
Financiamentos	17	-	-	227.754	277.524
Debêntures	18	301.579	-	2.829.033	2.822.804
Partes relacionadas passiva China Three Gorges (Luxembourg)	21.4	1.721.162	-	3.237.048	1.127.712
(-) Instrumentos financeiros derivativos - NDF	33.7	(122.768)	-	(122.768)	-
(-) Caixa e equivalentes de caixa	5.1	(266.444)	(452.102)	(2.742.164)	(1.698.042)
(-) Aplicações financeiras vinculadas	5.2	-	-	(26.859)	(24.566)
Dívida líquida		1.633.529	(452.102)	3.402.044	2.505.432
Patrimônio líquido	26	13.933.366	13.426.114	18.801.386	18.281.827
Total do capital		15.566.895	12.974.012	22.203.430	20.787.259
Índice de alavancagem financeira - (%)*		10,5	-3,5	15,3	12,1

* Dívida líquida / Total do capital

5. Caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras vinculadas

5.1. Caixa e equivalentes de caixa

5.1.1. Política contábil

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 29).

5.1.2. Composição

	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
Caixas e bancos	108	83	1.575	953
Aplicações financeiras	266.336	452.019	2.740.589	1.697.089
Certificado de depósito bancário (CDB)	266.336	452.019	2.740.589	1.697.089
	266.444	452.102	2.742.164	1.698.042

5.2. Aplicações financeiras vinculadas

5.2.1. Política contábil

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, aplicações vinculadas ao empréstimo do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e aluguéis de terrenos nas bordas dos rios que possuem aplicações restritas em gastos ambientais.

5.2.2. Movimentação

	Consolidado			
	Debêntures	BNDES	Gastos Ambientais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023	1.024	21.778	1.764	24.566
Aplicações	-	-	272	272
Rendimentos	1.307	1.097	149	2.553
Resgates	-	-	(174)	(174)
Imposto de renda retido na fonte (IRRF)	(194)	(164)	-	(358)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	2.137	22.711	2.011	26.859

5.3. Qualidade de créditos do caixa, 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.

O Grupo por meio de sua política de Finanças Corporativas, apenas investe seus recursos em instituições financeiras que possuem rating mínimo “A” ou equivalente, atribuído por umas das três principais agências de rating (Standard & Poor’s, Moody’s ou Fitch), de longo prazo e em moeda local.

Demonstramos a seguir, a qualidade dos créditos do caixa, equivalentes de caixa e das aplicações financeiras vinculadas mantidas pelo Grupo.

5.3.1. Composição

Standard & Poor's	Moody's	Fitch	Controladora		Consolidado	
			2024	2023	2024	2023
AAA	AAA	AAA	-	-	439.054	175.116
AAA	-	-	-	90.789	1	507.854
AAA	AAA	-	56	130.481	604.742	359.053
-	AA	-	6.370	100.681	483.608	384.285
AAA	AA	AAA	1.364	1.229	1.364	1.229
-	AAA	AAA	258.653	128.921	480.392	295.070
-	AAA	-	1	-	759.862	-
-	AA	AA	-	1	-	1
			266.444	452.102	2.769.023	1.722.608

(*) Não auditados pelos auditores independentes

6. Clientes

6.1. Política contábil

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.

As contas a receber de clientes são reconhecidos pelo preço da transação e, subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado com o uso do método de 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.

6.2. Composição

Os valores referentes às contas a receber de clientes do Grupo são suportados por Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGF) celebrado com as distribuidoras de energia, Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) que 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 e valores relativos ao suprimento de energia elétrica no âmbito do Ambiente de Contratação Livre (ACL) e CCEE.

	Consolidado						2024	2023
	À vencer	Vencidos			(-) PECLD			
	Até 90 dias	Até 90 dias	De 91 a 365 dias	Acima de 365 dias				
Contratos ACL	240.494	462	2.728	6.469	(9.197)	240.956	286.240	
Contratos ACR	311.365	-	-	-	-	311.365	300.182	
Energia de curto prazo (MRE/MCP)	52.490	-	-	-	-	52.490	102.810	
	604.349	462	2.728	6.469	(9.197)	604.811	689.232	

ACR – Ambiente de Contratação Regulada / MRE – Mecanismo de Realocação de Energia / MCP – Mercado de Curto Prazo

6.3. 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 Diretoria 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.

Para o exercício de 31 de dezembro de 2024 houve constituição de PECLD no valor de R\$ 2.728 nas Controladas Rio Parapanema Energia e CTG Brasil Negócios Energia, referente ao não cumprimento por cliente de cláusula contratual relativa à compra de energia elétrica no ACL. Não houve novas constituições ou baixas de PECLD nas demais controladas, mantendo-se o saldo

constituído na Controlada Rio Paraná no exercício anterior uma vez que não houve mudança nas expectativas de perdas futuras.

6.4. Qualidade de créditos dos clientes

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.

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

Em conjunto com a área de crédito, a área de risco/portfólio, realiza a diversificação da carteira de clientes do Grupo com o objetivo de diminuir os riscos específicos setoriais e otimizar a liquidez da carteira. Além disso, a área de risco/portfólio controla o consumo e a atualização do limite de crédito concedido pela área de crédito através da Marcação a Mercado (MTM - *Market-to-Market*) e do indicador de risco *Value at Risk* (VaR).

Especificamente para a energia comercializada nos ambientes MRE e MCP, onde a Diretoria 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 a 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

7.1. Política contábil

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

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.

7.2. Composição

	Controladora		Consolidado			
	2024	2023	2024		2023	
	Circulante	Circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Ativo						
Saldo negativo / Antecipações de IRPJ e CSLL	65.906	49.600	67.214	819	54.326	819
PIS e COFINS a recuperar	-	-	417	-	593	-
INSS a recuperar	-	-	551	1.590	424	1.590
ICMS a recuperar	-	-	4.192	-	4.448	-
ISS a recuperar	-	2	849	-	679	-
IRRF sobre juros sobre capital próprio (JSCP) a recuperar	-	-	276	-	3	-
Outros	17	87	82	-	454	-
	65.923	49.689	73.581	2.409	60.927	2.409
Passivo						
IRPJ e CSLL a recolher	-	-	438.804	-	331.549	-
PIS e COFINS a recolher	58.187	55.741	91.476	-	107.773	-
ICMS a recolher	-	-	15.248	-	6.292	-
Outros	227	177	12.295	-	2.956	-
	58.414	55.918	557.823	-	448.570	-

IRPJ – Imposto de Renda Pessoa Jurídica / CSLL – Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido / PIS – Programa de Integração Social / COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social / INSS – Instituto Nacional do Seguro Social / ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços / ISS – Imposto Sobre Serviços / IRRF – Imposto de Renda Retido na Fonte

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 pela Controlada Rio Canoas que foi compensado com o valor do prêmio de seguro estipulado pela Aneel. A quantidade repactuada foi de 42,2 MWh, 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.

8.1. Composição

	2024			2023		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Repactuação de risco hidrológico	259	5.096	5.355	259	5.355	5.614
	259	5.096	5.355	259	5.355	5.614

2024				
Produto	Repactuação (MW médios)	Repactuação (MWh)	Reembolso unitário (R\$)	Saldo a reembolsar
SP90	42,249	422.487	12,67	5.355

9. Ativo financeiro vinculado à concessão – Rio Paraná

9.1. Política contábil

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 Retorno de Bonificação de Outorga (RBO), os quais compõem a remuneração da Companhia, denominada de Receita Anual de Geração (RAG).

Do montante pago pelo direito de concessão, uma parcela 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% do valor pago, os demais 35%, em função do risco de demanda, a Controlada classificou como ativo intangível. Ambas as classificações estão em conformidade com a Interpretação Técnica ICPC 01 / IFRIC 12.

A RBO está classificada como ativo financeiro e é atualizado pelo IPCA, conforme Resolução Normativa nº 686, de 23 de novembro de 2015.

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

Os contratos de venda de energia foram todos comercializados no 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 ACL.

9.2. Composição

	2024			2023		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Principal	268.856	5.377.111	5.645.967	268.856	5.690.776	5.959.632
Juros e atualização monetária	1.023.762	5.982.044	7.005.806	963.700	5.322.436	6.286.136
	1.292.618	11.359.155	12.651.773	1.232.556	11.013.212	12.245.768

9.3. Movimentação

Saldo em 31 de dezembro de 2023	12.245.768
Juros e atualização monetária	1.713.864
Liquidação	(1.307.859)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	12.651.773

10. Dividendos e Juros sobre capital próprio a receber

10.1. Política contábil

A distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio é feita para Grupo com base no Estatuto / Contrato Social de suas controladas e coligadas, e é reconhecido como um ativo em suas demonstrações financeiras.

10.2. Composição e movimentação

	Controladora				Consolidado			
	Saldo em 2023	A receber	Recebidos	Saldo em 2024	Saldo em 2023	A receber	Recebidos	Saldo em 2024
(A) Dividendos								
Rio Paranaapanema Participações S.A.	45.584	469.953	(353.731)	161.806	-	-	-	-
Rio Canoas Energia S.A.	-	36.571	(20.000)	16.571	-	-	-	-
Rio Verde Energia S.A.	8.119	216.881	(135.000)	90.000	-	-	-	-
CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.	10.716	-	-	10.716	-	-	-	-
Rio Paraná Energia S.A.	-	447.877	-	447.877	-	-	-	-
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	-	75	(75)	-	-	75	(75)	-
CEJA - Companhia Energética do Jari	-	38.736	(38.736)	-	-	38.736	(38.736)	-
Central Eólica Jau S.A.	-	216	(216)	-	-	216	(216)	-
Elebrás Projetos S.A.	-	28.230	(28.230)	-	-	28.230	(28.230)	-
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	-	2.474	(2.474)	-	-	2.474	(2.474)	-
	64.419	1.241.013	(578.462)	726.970	-	69.731	(69.731)	-
(B) Juros sobre capital próprio (*)								
Rio Canoas Energia S.A.	27.200	17.000	(27.200)	17.000	-	-	-	-
Rio Verde Energia S.A.	21.250	14.450	(21.250)	14.450	-	-	-	-
Rio Paraná Energia S.A.	427.835	477.136	(427.835)	477.136	-	-	-	-
CEJA - Companhia Energética do Jari	29.956	21.138	(29.956)	21.138	29.956	21.138	(29.956)	21.138
Elebrás Projetos S.A.	4.687	4.509	(4.687)	4.509	4.687	4.509	(4.687)	4.509
	510.928	534.233	(510.928)	534.233	34.643	25.647	(34.643)	25.647
(A+B) Total de Dividendos e JSCP a receber	575.347	1.775.246	(1.089.390)	1.261.203	34.643	95.378	(104.374)	25.647

(*) Os juros sobre capital próprios estão sendo apresentados líquidos dos impostos retidos.

11. Depósitos judiciais

11.1. Política contábil

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:

11.2. Composição e movimentação

	Controladora	
	Trabalhistas	
Saldo em 31 de dezembro de 2023	45	
Variações monetárias	(1)	
(-) Baixas	(30)	
Saldo em 31 de dezembro de 2024	14	

	Consolidado					
	Trabalhistas	Fiscais	Cíveis	Ambientais	Regulatórios	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023	421	610.542	-	5.521	43.720	660.204
Variações monetárias	17	44.742	-	395	2.425	47.579
Adições	96	-	11	-	-	107
(-) Baixas	(243)	(7)	(11)	-	-	(261)
Reclassificações	(22)	-	-	-	-	(22)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	269	655.277	-	5.916	46.145	707.607

11.3. Rio Paraná Energia

11.3.1. Fiscais:

O Principal depósito judicial refere-se ao 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 2024 é de R\$ 632.957.

Os demais depósitos judiciais com causas fiscais correspondem ao total de R\$ 30 em 31 de dezembro de 2024.

11.4. Rio Parapanema Energia

11.4.1. Fiscais

a. 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 (IRRF), IRPJ e CSLL sem a exigência de multa moratória, face à denúncia espontânea realizada. O valor do depósito em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 11.850;

b. 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 2024 é de R\$ 5.313.

A diferença do valor está pulverizada nos demais casos fiscais.

11.4.2. Ambientais

Depósitos judiciais efetuados pela Companhia nas ações anulatórias, decorrentes de autuações com pagamento de multa, movidas contra o antigo Instituto Ambiental do Paraná (IAP), hoje Instituto Água e Terra (IAT), e Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), e um depósito judicial efetuado em Ação de Indenização de Pescador, ambos para garantia do juízo. O valor total depositado em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 5.916.

11.4.3. Regulatórios:

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 15 para uma descrição do andamento das discussões referentes à Tusd-g.

12. Investimentos

12.1. Política contábil

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.

12.2. Movimentação

	Participação acionária	Controladora							2024
		2023	Aporte de Capital	Dividendos	JSCP	Plano de pensão	Dividendos e JSCP prescritos	Equivalência patrimonial	
Controladas									
Rio Canoas Energia S.A.	100,00%	642.801	-	(36.571)	(20.000)	-	-	38.408	624.638
Rio Verde Energia S.A.	100,00%	353.779	-	(216.881)	(17.000)	-	-	121.301	241.199
CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.	100,00%	56.135	-	-	-	-	-	(19.470)	36.665
Rio Paraná Energia S.A.	66,67%	8.161.946	-	(447.877)	(561.336)	-	-	1.257.027	8.409.760
Rio Paranapanema Participações S.A.	66,67%	1.410.963	-	(469.953)	-	2.153	23	261.893	1.205.079
Aínos Energias Renováveis S.A.	100,00%	369.487	891.383	-	-	-	-	11.477	1.272.347
Serra da Palmeira Energias Renováveis S.A.	100,00%	693.501	1.560.223	-	-	-	-	4.870	2.258.594
Coligadas									
São Manoel Energia S.A.	33,33%	579.507	-	-	-	-	-	689	580.196
CEJA - Companhia Energética do Jari	50,00%	444.615	-	(38.736)	(24.868)	-	-	91.962	472.973
Cachoeira Caldeirão S.A.	50,00%	263.052	-	-	-	-	-	17.097	280.149
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	26.248	-	(75)	-	-	-	(837)	25.336
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	27.460	-	-	-	-	-	(1.328)	26.132
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	31.266	-	-	-	-	-	(2.482)	28.784
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	24.553	-	-	-	-	-	(1.998)	22.555
Central Eólica Aventura I S.A.	49,00%	41.382	-	-	-	-	-	(951)	40.431
Central Eólica Jau S.A.	49,00%	114.128	-	(216)	-	-	-	(805)	113.107
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	87.488	-	(28.230)	(5.305)	-	-	36.201	90.154
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	49,00%	10.110	-	(2.474)	-	-	-	3.982	11.618
Mais valia		915.855	-	-	-	-	-	(61.249)	854.606
		14.254.276	2.451.606	(1.241.013)	(628.509)	2.153	23	1.755.787	16.594.323

	Participação acionária	Consolidado				2024
		2023	Dividendos	JSCP	Equivalência patrimonial	
Coligadas						
São Manoel Energia S.A.	33,33%	579.507	-	-	689	580.196
CEJA - Companhia Energética do Jari	50,00%	444.615	(38.736)	(24.868)	91.962	472.973
Cachoeira Caldeirão S.A.	50,00%	263.052	-	-	17.097	280.149
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	26.248	(75)	-	(837)	25.336
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	27.460	-	-	(1.328)	26.132
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	31.266	-	-	(2.482)	28.784
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	24.553	-	-	(1.998)	22.555
Central Eólica Aventura I S.A.	49,00%	41.382	-	-	(951)	40.431
Central Eólica Jau S.A.	49,00%	114.128	(216)	-	(805)	113.107
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	87.488	(28.230)	(5.305)	36.201	90.154
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	49,00%	10.110	(2.474)	-	3.982	11.618
		1.649.809	(69.731)	(30.173)	141.530	1.691.435

Ao longo do exercício o Grupo realizou aportes de capital nas empresas em fase de construção relativas aos projetos *Greenfield*, descritas na nota explicativa nº1.2.

	Participação acionária	Controladora									2023
		2022	Aporte de Capital	Dividendos	Saldos incorporados	Ajuste investimento	JSCP	Plano de pensão	Dividendos e JSCP prescritos	Equivalência patrimonial	
Controladas											
Rio Canaas Energia S.A.	100,00%	687.266	-	(35.000)	-	-	(32.000)	-	-	22.535	642.801
Rio Verde Energia S.A.	100,00%	442.518	-	(199.619)	-	-	(25.000)	-	-	135.880	353.779
CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.	100,00%	27.722	-	(9.060)	-	-	-	-	-	37.473	56.135
CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda.	99,99%	8.814	-	-	(9.065)	-	-	-	-	251	-
Rio Parana Energia S.A.	66,67%	7.164.327	-	-	-	-	(503.336)	-	-	1.500.955	8.161.946
Rio Parana Energia Participações S.A.	66,67%	1.344.777	-	(92.253)	-	65	-	3.067	91	155.216	1.410.963
Ariños Energias Renováveis S.A.	100,00%	9.118	359.288	-	-	-	-	-	-	1.081	369.487
Serra da Palmeira Energias Renováveis S.A.	100,00%	-	691.723	-	-	-	-	-	-	1.778	693.501
Coligadas											
São Manoel Energia S.A.	33,33%	589.108	-	-	-	-	-	-	-	(9.601)	579.507
CEJA - Companhia Energética do Jari	50,00%	519.150	(100.000)	(33.935)	-	-	(35.243)	-	-	94.643	444.615
Cachoeira Caldeirão S.A.	50,00%	279.851	-	-	-	-	-	-	-	(16.799)	263.052
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	25.406	-	-	25.406	-	-	-	-	842	26.248
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	27.051	-	-	-	-	-	-	-	409	27.460
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	32.502	-	-	-	-	-	-	-	(1.236)	31.266
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	25.003	-	-	-	-	-	-	-	(450)	24.553
Central Eólica Aventura I S.A.	49,00%	42.225	-	-	-	-	-	-	-	(843)	41.382
Central Eólica Jau S.A.	49,00%	113.025	-	-	-	-	-	-	-	1.103	114.128
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	83.577	-	(22.971)	-	-	(5.514)	-	-	32.396	87.488
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	49,00%	10.053	-	(2.685)	-	-	-	-	-	2.742	10.110
Mais valia		976.805	-	-	-	-	-	-	-	(60.950)	915.855
		12.408.298	951.011	(395.523)	(9.065)	65	(601.093)	3.067	91	1.897.425	14.254.276

	Participação acionária	Consolidado					
		2022	Aporte de Capital	Dividendos	JSCP	Equivalência patrimonial	2023
Coligadas							
São Manoel Energia S.A.	33,33%	589.108	-	-	-	(9.601)	579.507
CEJA - Companhia Energética do Jari	50,00%	519.150	(100.000)	(33.935)	(35.243)	94.643	444.615
Cachoeira Caldeirão S.A.	50,00%	279.851	-	-	-	(16.799)	263.052
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	25.406	-	-	-	842	26.248
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	27.051	-	-	-	409	27.460
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	32.502	-	-	-	(1.236)	31.266
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	25.003	-	-	-	(450)	24.553
Central Eólica Aventura I S.A.	49,00%	42.225	-	-	-	(843)	41.382
Central Eólica Jau S.A.	49,00%	113.025	-	-	-	1.103	114.128
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	83.577	-	(22.971)	(5.514)	32.396	87.488
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	49,00%	10.053	-	(2.685)	-	2.742	10.110
		1.746.951	(100.000)	(59.591)	(40.757)	103.206	1.649.809

12.3. Informações financeiras das Controladas e Coligadas

	% de participação da Companhia		Ativos totais		Passivos (Circulante e Não Circulante)		Patrimônio líquido		Receitas		Resultado líquido do exercício	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Controladas												
Rio Canaas Energia S.A.	100,00%	100,00%	888.451	928.973	263.812	286.172	624.639	642.801	145.866	126.777	38.408	22.535
Rio Verde Energia S.A.	100,00%	100,00%	505.781	550.011	264.582	196.232	241.199	353.779	236.438	235.503	121.301	135.880
CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.	100,00%	100,00%	73.988	101.595	37.323	45.460	36.665	56.135	156.393	54.627	(19.470)	37.473
CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda.	0,00%	0,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	251
Rio Paraná Energia S.A.	66,67%	66,67%	21.377.594	20.017.761	8.763.016	7.774.902	12.614.578	12.242.859	3.876.219	3.828.341	1.885.531	2.251.422
Rio Parana Energia Participações S.A.	66,67%	66,67%	2.059.050	2.199.484	251.522	83.147	1.807.528	2.116.337	-	-	392.820	232.813
Ariños Energias Renováveis S.A.	100,00%	100,00%	1.272.857	369.815	512	328	1.272.345	369.487	-	-	11.477	1.081
Serra da Palmeira Energias Renováveis S.A.	100,00%	100,00%	2.260.517	693.501	1.924	-	2.258.593	693.501	-	-	4.870	2.675
Coligadas												
São Manoel Energia S.A.	33,33%	33,33%	3.747.482	3.742.145	2.006.879	2.003.605	1.740.603	1.738.540	470.278	446.946	2.063	(28.801)
CEJA - Companhia Energética do Jari	50,00%	50,00%	1.621.361	1.629.327	675.417	740.097	945.944	889.230	353.241	338.638	183.924	189.285
Cachoeira Caldeirão S.A.	50,00%	50,00%	1.347.091	1.381.176	786.794	825.493	560.297	555.683	181.845	174.769	4.615	(4.019)
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	49,00%	132.521	130.443	90.632	76.104	51.889	52.339	13.296	17.406	(461)	544
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	49,00%	131.465	128.136	76.543	73.672	54.922	54.464	13.341	16.348	599	(743)
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	49,00%	142.213	142.970	81.936	80.695	60.277	62.275	13.886	15.964	(1.998)	(4.055)
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	49,00%	124.209	123.877	76.332	75.040	47.877	48.837	12.160	15.864	(960)	(2.190)
Central Eólica Aventura I S.A.	49,00%	49,00%	135.196	137.491	53.552	53.296	81.643	84.195	11.925	16.366	(2.551)	(1.979)
Central Eólica Jau S.A.	49,00%	49,00%	416.183	414.376	185.826	182.299	230.357	232.077	37.734	50.258	(1.720)	1.855
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	49,00%	252.151	261.887	84.906	96.956	167.245	164.931	136.671	139.551	71.381	69.714
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	49,00%	49,00%	31.660	29.806	16.624	10.983	15.036	18.823	13.003	12.432	8.076	5.050

13. Imobilizado

13.1. Política contábil

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 da Controlada Rio Paranapanema Energia.

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 na Controlada Rio Paranapanema Energia. 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 ou ao prazo de concessão, dos dois o menor, como segue:

	Vida útil-econômica remanescente em anos						
	Terrenos	Reservatório, barragens e adutora	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Sistema de transmissão e conexão
Controladas							
Controladora	-	-	44	4	-	2	-
Rio Paranapanema	-	9	13	13	2	8	-
Rio Paraná	-	-	-	11	2	12	-
Rio Verde	21	21	16	17	1	9	-
Rio Canoas	26	25	25	21	1	11	25
Arinos C8	-	-	29	23	-	-	-
Arinos C9	-	-	7	6	-	-	-
Arinos C10	-	-	10	8	-	-	-

A Diretoria do Grupo, com o suporte de seus assessores legais, entende que, até o momento, não houve alteração nas condições de indenização dos ativos a serem revertidos ao final da concessão/autorização por parte da controlada Rio Paranapanema Energia. A empresa mantém o direito à indenização do valor residual de todos os bens vinculados e reversíveis, incluindo os terrenos, com base nos fatos e nas circunstâncias disponíveis até o momento. Caso uma nova legislação 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 "Outros resultados operacionais".

13.2. Composição e movimentação

Controladora						
	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Outros	Total
Taxa média anual de depreciação	0,1%	10,9%	105,3%	8,5%	16,3%	
(A) Imobilizado em curso						
Saldo em 31 de dezembro de 2023	380	1.697	-	-	-	2.077
Adições	-	471	-	-	-	471
Transferências	(206)	(1.784)	-	-	-	(1.990)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	174	384	-	-	-	558
(B) Imobilizado em serviço						
Custo	6.409	5.201	2.148	825	28.514	43.097
Depreciação acumulada	(6.409)	(3.387)	(1.481)	(618)	(17.765)	(29.660)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	-	1.814	667	207	10.749	13.437
Adições	-	-	-	-	170	170
Baixas	-	(2)	(280)	-	-	(282)
Transferências	181	1.798	-	26	-	2.005
Depreciação	(4)	(761)	(317)	(72)	(4.662)	(5.816)
Custo	6.590	6.994	301	851	28.684	43.420
Depreciação acumulada	(6.413)	(4.145)	(231)	(690)	(22.427)	(33.906)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	177	2.849	70	161	6.257	9.514
(A+B) Imobilizado líquido	351	3.233	70	161	6.257	10.072

Consolidado									
	Terrenos	Reservatório, barragens e adutora	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Sistema de transmissão e conexão	Perda estimada pela não recuperabilidade de ativos (CPC 01)	Total
Taxa média anual de depreciação	1,0%	3,6%	2,4%	3,0%	9,2%	5,7%	2,7%	0,0%	15,8%
(A) Imobilizado em curso									
Saldo em 31 de dezembro de 2023	29.586	4.262	1.687	1.112.900	-	678	-	-	1.149.113
Estornos / Adições	2.110	(341)	367.386	2.213.850	-	511	-	-	2.584.528
Transferências	-	(3.921)	(652)	(477.721)	-	(580)	-	-	(483.886)
Contingências	651	-	-	-	-	-	-	-	651
Saldo em 31 de dezembro de 2024	32.347	-	368.421	2.849.029	-	609	-	-	3.250.406
(B) Imobilizado em serviço									
Custo	365.637	4.375.225	779.468	1.570.530	23.550	5.353	11.451	(156.093)	7.018.022
Depreciação acumulada	(47.602)	(2.516.426)	(412.803)	(736.957)	(16.471)	(2.570)	(3.455)	-	(3.763.168)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	318.035	1.858.799	366.665	833.573	7.079	2.783	7.996	(156.093)	3.254.854
Adições	-	-	-	-	-	-	-	-	324
Baixas	-	-	-	(150)	(754)	(30)	-	156.093	155.159
Transferências	-	3.921	14.555	446.547	-	403	-	-	465.426
Depreciação	(3.663)	(157.633)	(18.819)	(60.704)	(2.154)	(322)	(312)	-	(250.458)
Custo	365.637	4.379.148	794.022	2.016.214	23.474	5.699	11.451	-	7.638.869
Depreciação acumulada	(51.265)	(2.674.061)	(431.621)	(796.948)	(19.303)	(2.865)	(3.767)	-	(4.013.564)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	314.372	1.705.087	362.401	1.219.266	4.171	2.834	7.684	-	3.625.305
(A+B) Imobilizado líquido	346.719	1.705.087	730.822	4.068.295	4.171	3.443	7.684	-	6.875.711

Do valor total das adições ocorridas no exercício, o montante de R\$ 2.195.595 classificado na linha de máquinas e equipamentos se refere aos projetos Renováveis conforme nota explicativa nº 1.2.

Controladora						
	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Outros	Total
Taxa média anual de depreciação	0,0%	13,1%	22,3%	9,7%	16,1%	
(A) Imobilizado em curso						
Saldo em 31 de dezembro de 2022	368	1.579	-	-	-	1.947
Adições	12	138	-	-	-	150
Transferências	-	(348)	-	-	-	(348)
Saldos incorporados	-	328	-	-	-	328
Saldo em 31 de dezembro de 2023	380	1.697	-	-	-	2.077
(B) Imobilizado em serviço						
Custo	6.409	4.939	2.582	825	28.106	42.861
Depreciação acumulada	(6.409)	(2.785)	(1.254)	(538)	(13.163)	(24.149)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	-	2.154	1.328	287	14.943	18.712
Adições	-	-	-	-	407	407
Baixas	-	(6)	(183)	-	-	(189)
Transferências	-	348	-	-	-	348
Depreciação	-	(682)	(478)	(80)	(4.601)	(5.841)
Custo	6.409	5.201	2.148	825	28.514	43.097
Depreciação acumulada	(6.409)	(3.387)	(1.481)	(618)	(17.765)	(29.660)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	-	1.814	667	207	10.749	13.437
(A+B) Imobilizado líquido	380	3.511	667	207	10.749	15.514

Consolidado									
	Terrenos	Reservatório, barragens e adutora	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Sistema de transmissão e conexão	Perda estimada pela não recuperabilidade de ativos (CPC 01)	Total
Taxa média anual de depreciação	1,0%	3,6%	2,4%	3,5%	11,7%	5,7%	2,7%	0,0%	15,7%
(A) Imobilizado em curso									
Saldo em 31 de dezembro de 2022	29.683	4.714	4.512	118.465	98	221	-	-	157.693
Adições	81	-	285	1.051.354	-	675	-	-	1.053.411
Baixas	-	(43)	(186)	-	-	-	-	-	(229)
Transferências	-	(409)	(2.924)	(56.919)	(98)	(218)	-	-	(61.584)
Contingências	(178)	-	-	-	-	-	-	-	(178)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	29.586	4.262	1.687	1.112.900	-	678	-	-	1.149.113
(B) Imobilizado em serviço									
Custo	365.637	4.355.925	779.157	1.540.277	24.673	5.455	11.451	(156.093)	6.968.704
Depreciação acumulada	(43.939)	(2.359.105)	(394.088)	(682.314)	(14.680)	(2.772)	(3.143)	-	(3.520.175)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	321.698	1.996.820	385.069	857.963	9.993	2.683	8.308	(156.093)	3.448.529
Adições	-	-	-	-	-	-	-	-	676
Baixas	-	-	-	(26)	(256)	(9)	-	-	(291)
Transferências	-	19.302	311	31.100	99	415	-	-	51.227
Depreciação	(3.663)	(157.323)	(18.715)	(55.464)	(2.757)	(306)	(312)	-	(245.287)
Custo	365.637	4.375.225	779.468	1.570.530	23.550	5.353	11.451	(156.093)	7.018.022
Depreciação acumulada	(47.602)	(2.516.426)	(412.803)	(736.957)	(16.471)	(2.570)	(3.455)	-	(3.763.168)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	318.035	1.858.799	366.665	833.573	7.079	2.783	7.996	(156.093)	3.254.854
(A+B) Imobilizado líquido	347.621	1.863.061	368.352	1.946.473	7.079	3.461	7.996	(156.093)	4.403.967

13.3. Expansão 15%

O Grupo informa que a Ação de Obrigação de Fazer, movida pelo Estado de São Paulo, no exercício de 2011, referente à expansão de 15% da sua capacidade instalada, tramita em segredo de justiça e houve despacho determinando o início da fase pericial.

13.4. 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 Parapanema 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 2024 e de 2023 foi de R\$ 61.154 e R\$ 56.332, respectivamente.

13.5. Análise de impairment

Em 31 de dezembro de 2024, a Controlada indireta Rio Paranapanema Energia efetuou a análise de *impairment* utilizando como metodologia o valor em uso.

Essa metodologia 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 Diretoria em 2024, ou seja, a geração de caixa futuro projetada até o final da Concessão/autorização.

As principais premissas utilizadas na determinação do valor em uso são: receitas projetadas até o fim da Concessão/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.

Para a revisão realizada em 2024, a premissa que representou a principal variação foi o preço de venda de energia.

Taxa de desconto (*weighted average cost of capital - wacc*) pré-tax de 9,20% (8,84% em 31 de dezembro de 2023).

Diante da revisão das premissas acima citadas, foi feita a reversão do saldo de valor não recuperável de R\$ 156.093, representado no grupo de outros resultados operacionais da demonstração de resultado do exercício, na rubrica Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos conforme quadro abaixo:

Itens revertidos	Valor
Reservatório, barragens e adutora	93.693
Edificações, obras civis e benfeitorias	16.146
Máquinas e equipamentos	46.239
Móveis e utensílios	15
	156.093

Para os ativos não circulantes da Companhia e das outras empresas do Grupo, não foram identificados indicativos de *impairment*, tampouco a necessidade de reconhecimento de quaisquer perdas pela não realização desses ativos.

14. Intangível

14.1. Política contábil

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 ou ao prazo de concessão, dos dois o menor, como segue:

	Vida útil-econômica remanescente em anos						Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)
	Infraestrutura de concessão	Grandes reparos	Repactuação - Extensão da Concessão	Uso do bem público (UBP)	Software	Direito de autorização (seband)	
Controladas							
Controladora	-	-	-	-	2	-	-
Participações	-	-	-	-	-	8	-
Rio Parapanema	-	-	-	8	2	-	8
Rio Paraná	22	22	-	-	2	-	22
Rio Verde	-	-	-	22	2	-	21
Rio Canoas	-	-	25	26	2	-	26

14.2. Composição e movimentação

	Controladora		
	Software	Desenvolvimento de projetos	Total
Taxa média anual de amortização	20,6%	0,0%	
(A) Intangível em curso			
Saldo em 31 de dezembro de 2023	2.355	292.999	295.354
Estornos	-	(51.386)	(51.386)
Transferências	(2.308)	-	(2.308)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	47	241.613	241.660
(B) Intangível em serviço			
Custo	47.832	-	47.832
Amortização acumulada	(18.921)	-	(18.921)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	28.911	-	28.911
Transferências	2.293	-	2.293
Amortização	(10.302)	-	(10.302)
Custo	50.124	-	50.124
Amortização acumulada	(29.222)	-	(29.222)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	20.902	-	20.902
(A+B) Intangível líquido	20.949	241.613	262.562

	Consolidado											
	Infraestrutura de concessão	Grandes reparos	Mais Valia de Direito de Concessão	Repactuação - Extensão da Concessão	Uso do bem público (UBP)	Software	Licença operacional (LO)	Serviço de passagem	Direito de autorização (Seband)	Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	Desenvolvimento de projetos	Total
Taxa média anual de amortização	2,4%	3,4%	4,3%	2,9%	1,5%	14,3%	0,0%	0,0%	5,0%	7,6%	0,0%	
(A) Intangível em curso												
Saldo em 31 de dezembro de 2023	-	-	-	-	-	5.807	2.621	22	-	-	294.108	302.558
Adições	-	-	-	-	-	583	888	-	-	-	25.152	26.623
Transferências	-	-	-	-	-	(4.003)	-	-	-	-	-	(4.003)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	-	-	-	-	2.387	3.509	22	-	-	319.260	325.178
(B) Intangível em serviço												
Custo	6.487.682	2.939.905	1.425.898	24.376	131.552	131.566	4.235	190	17.195	1.080.256	-	12.242.855
Amortização acumulada	(2.883.697)	(607.831)	(510.043)	(6.147)	(103.008)	(74.976)	(4.235)	-	(9.500)	(242.604)	-	(4.442.041)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	3.603.985	2.332.074	915.855	18.229	28.544	56.590	-	190	7.695	837.652	-	7.800.814
Baixas	(77)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(77)
Transferências	18.402	-	-	-	-	4.061	-	-	-	-	-	22.463
Amortização	(157.274)	(99.658)	(61.249)	(698)	(2.002)	(19.436)	-	-	(860)	(81.853)	-	(423.030)
Custo	6.505.933	2.939.904	1.425.898	24.376	131.551	135.628	4.235	190	17.195	1.080.256	-	12.265.166
Amortização acumulada	(3.040.897)	(707.488)	(571.292)	(6.845)	(105.009)	(94.413)	(4.235)	-	(10.360)	(324.457)	-	(4.864.996)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	3.465.036	2.232.416	854.606	17.531	26.542	41.215	-	190	6.835	755.799	-	7.400.170
(A+B) Intangível líquido	3.465.036	2.232.416	854.606	17.531	26.542	43.602	3.509	212	6.835	755.799	319.260	7.725.348

Controladora			
	Software	Desenvolvimento de projetos	Total
Taxa média anual de amortização	19,7%	0,0%	
(A) Intangível em curso			
Saldo em 31 de dezembro de 2022	1.783	243.730	245.513
Adições	572	49.269	49.841
Saldo em 31 de dezembro de 2023	2.355	292.999	295.354
(B) Intangível em serviço			
Custo	47.832	-	47.832
Amortização acumulada	(9.507)	-	(9.507)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	38.325	-	38.325
Amortização	(9.414)	-	(9.414)
Custo	47.832	-	47.832
Amortização acumulada	(18.921)	-	(18.921)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	28.911	-	28.911
(A+B) Intangível líquido	31.266	292.999	324.265

	Consolidado											
	Infraestrutura de concessão	Grandes reparos	Mais Valia de Direito de Concessão	Repactuação - Extensão da Concessão	Uso do bem público (UBP)	Software	Licença operacional (LO)	Serviço de passagem	Direito de autorização (Seband)	Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	Desenvolvimento de projetos	Total
Taxa média anual de amortização	2,4%	3,4%	4,3%	2,9%	1,5%	13,8%	0,0%	0,0%	5,0%	7,6%	0,0%	
(A) Intangível em curso												
Saldo em 31 de dezembro de 2022	-	-	-	-	-	4.691	1.028	22	-	-	244.839	250.580
Adições	-	-	-	-	-	1.379	1.593	-	-	-	49.269	52.241
Transferências	-	-	-	-	-	(263)	-	-	-	-	-	(263)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	-	-	-	-	-	5.807	2.621	22	-	-	294.108	302.558
(B) Intangível em serviço												
Custo	6.531.680	2.939.905	1.425.898	24.376	131.552	130.510	4.235	190	17.195	1.080.255	-	12.285.796
Amortização acumulada	(2.780.782)	(508.173)	(449.093)	(5.449)	(101.007)	(56.780)	(4.235)	-	(8.640)	(160.749)	-	(4.074.908)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	3.750.898	2.431.732	976.805	18.927	30.545	73.730	-	190	8.555	919.506	-	8.210.888
Baixas	(7)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7)
Transferências	9.557	-	-	-	-	1.063	-	-	-	-	-	10.620
Amortização	(156.463)	(99.658)	(60.950)	(698)	(2.001)	(18.203)	-	-	(860)	(81.854)	-	(420.687)
Custo	6.487.682	2.939.905	1.425.898	24.376	131.552	131.566	4.235	190	17.195	1.080.256	-	12.242.855
Amortização acumulada	(2.883.697)	(607.831)	(510.043)	(6.147)	(103.008)	(74.976)	(4.235)	-	(9.500)	(242.604)	-	(4.442.041)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	3.603.985	2.332.074	915.855	18.229	28.544	56.590	-	190	7.695	837.652	-	7.800.814
(A+B) Intangível líquido	3.603.985	2.332.074	915.855	18.229	28.544	62.397	2.621	212	7.695	837.652	294.108	8.103.372

14.3. Itens que compõem o intangível

14.3.1. 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.

14.3.2. Infraestrutura de concessão

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 Retorno de Bonificação de Outorga (RBO), os quais compõem a remuneração da Companhia, denominada de Receita Anual de Geração (RAG). O reconhecimento contábil dessa outorga de acordo com o ICPC 01 se deu no modelo bifurcado, sendo que houve reconhecimento de um ativo intangível de R\$ 4.796 bilhões que se refere ao direito de cobrar os usuários de serviços públicos e um ativo financeiro de R\$ 9.007 bilhões, conforme nota explicativa nº 8, que 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.

14.3.3. Grandes reparos

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

14.3.4. 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.

14.3.5. Servidão de passagem

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

14.3.6. 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.

14.3.7. 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.

14.3.8. Mais valia de direito de concessão

O Grupo tem registrado no seu ativo intangível consolidado mais valia de direito de concessão das Controladas Rio Verde Energia S.A e Rio Paranapanema Participações S.A (decorrente do investimento na Controlada indireta Rio Paranapanema Energia S.A), bem como das Controladas em conjunto com a EDP e EDPR.

14.3.9. Direito de autorização (Seband)

Refere-se a mais valia pela aquisição por parte da Controlada Rio Paranapanema Participações junto a Sociedade de Energia Bandeirantes – SEBAND – Ltda. (“Seband”) dos bens e direitos relativos à exploração do aproveitamento hidrelétrico das PCHs Retiro e Palmeiras que faziam parte da Rio Sapucaí-Mirim que por sua vez foi incorporada pela Rio Paranapanema Energia S.A.

14.3.10. Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF) (Generation Scaling Factor-GSF)

Refere-se ao registro da extensão da concessão das controladas Rio Paraná, Rio Paranapanema, Rio Verde e Rio Canoas, parcela dos custos incorridos com o GSF, assumido pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE entre 2012 e 2020, 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 mediante a extensão da outorga, limitada a 7 anos, calculada com base nos valores dos parâmetros aplicados pela Aneel.

15. Fornecedores

15.1. Política contábil

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, 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.

15.2. Composição

	Controladora			
	2024		2023	
	Circulante	Circulante	Não circulante	Total
Materiais e serviços contratados	6.948	10.874	7.343	18.217
	6.948	10.874	7.343	18.217

	Consolidado					
	2024			2023		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Suprimento de energia elétrica	441.976	-	441.976	429.863	-	429.863
Materiais e serviços contratados	259.851	20.640	280.491	64.280	27.983	92.263
Encargos de uso da rede elétrica	75.807	56.728	132.535	71.771	46.621	118.392
Tust	75.529	-	75.529	71.488	-	71.488
Tusd-g	278	56.728	57.006	283	46.621	46.904
	777.634	77.368	855.002	565.914	74.604	640.518

Tust – Taxa de Uso do Sistema de Transmissão / Tusd-g – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para Geração

Na rubrica de suprimento de energia elétrica está registrado o efeito de R\$ 409.518 (R\$ 384.841 em dezembro de 2023) na Controlada Rio Paranapanema referente a liminar de garantia física, obtidas pela Companhia. O aumento no saldo ao longo de 2024 se explica basicamente pela atualização do índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M), índice que atualiza este saldo.

15.3. 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 28.3).

A Controlada Rio Paranapanema Energia 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, a Controlada 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.

A Controlada 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 da Controlada na Ação Ordinária. Contra tal decisão, as partes apresentaram recursos de apelação, cujos julgamentos estão pendentes. A Controlada efetuou o pagamento das últimas parcelas dos depósitos judiciais no primeiro trimestre de 2012, cujo montante atualizado em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 147.587 (R\$ 133.110 em 31 de dezembro de 2023). O passivo é apresentado líquido dos depósitos judiciais e seu saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 56.729 (R\$ 46.621 em 31 de dezembro de 2023).

16. Encargos setoriais

As obrigações a recolher provenientes de encargos estabelecidos pela legislação do setor elétrico são todos criados por leis aprovadas pelo Congresso Nacional para viabilizar a implantação de políticas públicas no setor elétrico brasileiro.

16.1. Composição

	Consolidado					
	2024			2023		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
CFURH	31.596	-	31.596	40.579	-	40.579
PDI	53.571	44.392	97.963	71.264	35.761	107.025
TFSEE	4.386	-	4.386	4.868	-	4.868
	89.553	44.392	133.945	116.711	35.761	152.472

PDI – Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

16.1.1. 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.

16.1.2. Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI)

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 (ROL) em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação do Setor de Energia Elétrica e Eficiência Energética (no caso das Distribuidoras), segundo os procedimentos e regulamentos estabelecidos pela Aneel.

Para fins de cálculo, o Grupo utiliza como referência o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE). Este manual foi aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e revisado em 2022 por meio do Despacho número 2.904/2021, datado de 17 de setembro de 2021, e pelo Despacho 1.690 de 28 de junho de 2022.

O Grupo utiliza os Procedimentos do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PROPI) e o Plano Estratégico Quinquenal de Inovação (PEQI) 2024-2028 do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação para controle dos projetos de PDI.

Para fins de reconhecimento dos investimentos realizados as empresas de energia elétrica devem encaminhar ao final dos projetos um relatório de auditoria contábil e financeira e um Relatório Técnico específicos dos projetos de PDI para avaliação final e parecer da Aneel.

16.1.3. 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.

17. Financiamentos

17.1. Política contábil

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 exercício em que eles estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

17.2. 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.

17.3. 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.

17.4. Composição

Controladas	Instituição financeira	Remuneração	Vencimento final	Consolidado					
				2024					
				Circulante			Não circulante		
				Principal	Juros, custo de transação e variação monetária	Total	Principal	Variação monetária e custo de transação	Total
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,34% ao ano	16/06/2031	26.766	2.382	29.148	147.215	9.689	156.904
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP	16/06/2031	155	12	167	697	45	742
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 1,81% ao ano	15/09/2026	18.582	899	19.481	17.365	885	18.250
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,16% ao ano	15/09/2026	2.450	366	2.816	161	85	246
				47.953	3.659	51.612	165.438	10.704	176.142

Controladas	Instituição financeira	Remuneração	Vencimento final	Consolidado					
				2023					
				Circulante			Não circulante		
				Principal	Juros, custo de transação e variação monetária	Total	Principal	Variação monetária e custo de transação	Total
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,34% ao ano	16/06/2031	26.833	2.292	29.125	173.709	9.999	183.708
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP	16/06/2031	65	17	82	978	62	1.040
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 1,81% ao ano	15/09/2026	17.979	885	18.864	38.380	1.690	40.070
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,16% ao ano	15/09/2026	4.045	344	4.389	161	85	246
				48.922	3.538	52.460	213.228	11.836	225.064

17.5. Vencimento

Controladas		Consolidado					
		2026	2027	2028	2029	A partir de 2030	Total
Rio Canoas Energia S.A.	Financiamento BNDES TJLP + 2,34%	28.528	28.528	28.528	28.528	42.792	156.904
Rio Canoas Energia S.A.	Financiamento BNDES TJLP	165	165	165	165	82	742
Rio Verde Energia S.A.	Financiamento BNDES TJLP + 1,81%	18.250	-	-	-	-	18.250
Rio Verde Energia S.A.	Financiamento BNDES TJLP + 2,16%	246	-	-	-	-	246
		47.189	28.693	28.693	28.693	42.874	176.142

17.6. Movimentação

	Consolidado				Total
	Rio Canoas Energia S.A.		Rio Verde Energia S.A.		
	TJLP + 2,34% ao ano	TJLP	TJLP + 1,81% ao ano	TJLP + 2,16% ao ano	
Saldo em 31 de dezembro de 2023	212.833	1.122	58.934	4.635	277.524
Movimentação					
Amortização de custos de transação	-	-	281	-	281
Apropriação de juros	16.239	58	3.762	287	20.346
Apropriação de variação monetária	1.556	109	397	28	2.090
Pagamento de juros	(16.376)	(58)	(3.842)	(293)	(20.569)
Pagamento de principal	(28.200)	(322)	(21.801)	(1.595)	(51.918)
	(26.781)	(213)	(21.203)	(1.573)	(49.770)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	186.052	909	37.731	3.062	227.754

17.7. Características dos contratos de financiamento

17.7.1. Rio Canoas Energia S.A.

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

(*) Sub-créditos pendentes de liberação no montante de R\$ 15.000. Os empréstimos e financiamentos estão atualizados pelos juros e encargos financeiros, determinados em cada contrato, incorridos até a data destas demonstrações financeiras.

17.7.2. Rio Verde Energia S.A.

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

17.8. Garantias contratuais

17.8.1. Rio Canoas Energia S.A.

As garantias do contrato são:

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

17.8.2. Rio Verde Energia S.A.

As garantias do contrato são:

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

17.9. Cláusulas restritivas ("Covenants")

17.9.1. Rio Canoas Energia S.A.

As cláusulas restritivas aplicadas são:

- i. Sem prévia e expressa autorização do BNDES, distribuir dividendos e pagamento de JSCP cujo valor, isoladamente ou em conjunto, supere 25% do lucro líquido ajustado;
- 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 2024 e 2023, a Controlada atendeu aos índices financeiros e, portanto, cumpriu com os referidos *covenants*, conforme abaixo:

Acumulado dos últimos 12 meses	2024	2023
A) Geração de caixa da atividade		
(+) Disponibilidade final no período imediatamente anterior	31.405	53.609
(+) Ebitda	94.348	65.287
(-) Impostos sobre o lucro	(9.381)	4.889
	116.372	123.785
B) Serviço da dívida		
(+) Amortização do principal	28.522	28.307
(+) Pagamento de juros	16.434	18.527
	44.956	46.834
C) Índice de cobertura do serviço da dívida = (A)/(B) igual ou superior a 1,30	2,59	2,64

17.9.2. Rio Verde Energia S.A.

As cláusulas restritivas aplicadas são:

- i. Sem prévia e expressa autorização do BNDES, distribuir dividendos e pagamento de JSCP superiores ao mínimo legal obrigatório;
- 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 1,20.

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023, a Controlada atendeu aos índices financeiros e, portanto, cumpriu com os referidos *covenants*, conforme abaixo:

Acumulado dos últimos 12 meses	2024	2023
A) Geração de caixa da atividade		
(+) Disponibilidade final no período imediatamente anterior	92.338	172.828
(+) Ebitda	190.310	196.442
(-) Impostos sobre o lucro	(52.266)	(56.592)
	230.382	312.678
B) Serviço da dívida		
(+) Amortização do principal	23.396	23.220
(+) Pagamento de juros	4.135	5.863
	27.531	29.083
C) Índice de cobertura do serviço da dívida = (A)/(B) igual ou superior a 1,20	8,37	10,75

18. Debêntures

18.1. Política contábil

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 exercício 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 exercício 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.

18.2. Composição

Controlada	Emissão	Série	Remuneração	Vencimento final	Controladora			
					2024			
					Circulante			Não circulante
					Principal	Juros, variação monetária e (custos de transação)	Total	Principal
China Three Gorges Brasil Energia S.A	1ª	Única	DI + 0,43% ao ano	15/12/2029	-	1.579	1.579	300.000
					-	1.579	1.579	300.000

Controlada	Emissão	Série	Remuneração	Vencimento final	Consolidado					
					2024					
					Circulante			Não circulante		
					Principal	Juros, variação monetária e (custos de transação)	Total	Principal	Variação monetária e (custos de transação)	Total
China Three Gorges Brasil Energia S.A	1ª	Única	DI + 0,43% ao ano	15/12/2029	-	1.579	1.579	300.000	-	300.000
Rio Paranapanema Energia S.A.	8ª	2	IPCA + 5,50% ao ano	15/03/2025	80.000	39.344	119.344	-	-	-
Rio Paranapanema Energia S.A.	10ª	1	DI + 0,60% ao ano	22/07/2029	-	14.420	14.420	300.000	(271)	299.729
Rio Paranapanema Energia S.A.	10ª	2	DI + 0,70% ao ano	22/07/2031	-	15.460	15.460	320.000	(345)	319.655
Rio Paraná Energia S.A.	1ª	2	IPCA + 6,15% ao ano	16/06/2025	120.000	49.933	169.933	-	-	-
Rio Paraná Energia S.A.	2ª	2	IPCA + 4,63% ao ano	15/06/2031	-	(663)	(663)	650.000	140.248	790.248
Rio Paraná Energia S.A.	3ª	Única	DI + 1,29% ao ano	27/06/2027	-	196	196	800.000	(868)	799.132
					200.000	120.269	320.269	2.370.000	138.764	2.508.764

Controlada	Emissão	Série	Remuneração	Vencimento final	Consolidado					
					2023					
					Circulante			Não circulante		
					Principal	Juros, variação monetária e (custos de transação)	Total	Principal	Variação monetária e (custos de transação)	Total
Rio Paranapanema Energia S.A.	8ª	2	IPCA + 5,50% ao ano	15/03/2025	80.000	38.238	118.238	80.000	29.001	109.001
Rio Paranapanema Energia S.A.	9ª	1	DI + 1,40% ao ano	26/01/2024	180.000	10.441	190.441	-	-	-
Rio Paranapanema Energia S.A.	9ª	2	DI + 1,65% ao ano	26/01/2026	-	18.615	18.615	320.000	(357)	319.643
Rio Paraná Energia S.A.	1ª	2	IPCA + 6,15% ao ano	16/06/2025	120.000	44.388	164.388	120.000	42.422	162.422
Rio Paraná Energia S.A.	2ª	1	DI + 1,20% ao ano	15/06/2024	195.000	698	195.698	-	-	-
Rio Paraná Energia S.A.	2ª	2	IPCA + 4,63% ao ano	15/06/2031	-	(3.720)	(3.720)	650.000	99.391	749.391
Rio Paraná Energia S.A.	3ª	Única	DI + 1,29% ao ano	27/06/2027	-	168	168	800.000	(1.481)	798.519
					575.000	108.828	683.828	1.970.000	168.976	2.138.976

Conforme aprovado em reunião do Conselho de Administração realizada no dia 9 de agosto de 2024, em 19 de agosto de 2024 a Controlada indireta Rio Paranapanema Energia efetuou o resgate antecipado facultativo da totalidade das debêntures da 2ª série da 9ª emissão, em cumprimento ao disposto no item 6.15 do “Instrumento Particular de Escritura da 9ª emissão de Debêntures Simples”, no montante de R\$ 338 milhões, com parte dos recursos obtidos com a captação da 10ª Emissão de Debêntures.

Com isso a Controlada indireta Rio Paranapanema Energia apresentará eficiência na gestão do seu resultado financeiro obtendo uma economia com a substituição de uma dívida remunerada de DI + 1,65% ao ano por outra com uma remuneração do DI + 0,70% ao ano.

18.3. Vencimento

Consolidado							
Controladas		2026	2027	2028	2029	A partir de 2030	Total
China Three Gorges Brasil Energia S.A	Debêntures 1ª emissão série única	-	-	150.000	150.000	-	300.000
Rio Paranapanema Energia S.A.	Debêntures 10ª emissão série 1	-	-	149.840	149.889	-	299.729
Rio Paranapanema Energia S.A.	Debêntures 10ª emissão série 2	-	-	-	-	319.655	319.655
Rio Paraná Energia S.A.	Debêntures 2ª emissão série 2	-	-	-	258.850	531.398	790.248
Rio Paraná Energia S.A.	Debêntures 3ª emissão série única	399.394	399.738	-	-	-	799.132
		399.394	399.738	299.840	558.739	851.053	2.508.764

18.4. Movimentação

	Consolidado										Total	
	China Three Gorges Brasil Energia S.A	Rio Paranapanema Energia S.A						Rio Paraná Energia S.A				
		1ª Emissão	8ª Emissão	9ª emissão		10ª emissão		1ª Emissão	2ª Emissão			3ª Emissão
		Série única	Série 2	Série 1	Série 2	Série 1	Série 2	Série 2	Série 1	Série 2		Série única
Saldo em 31 de dezembro de 2023	-	227.239	190.441	338.258	-	-	326.810	195.698	745.671	798.687	2.822.804	
Movimentação												
Captação de debêntures	300.000	-	-	-	300.000	320.000	-	-	-	-	920.000	
Custos de transação	-	-	-	-	(402)	(427)	-	-	-	-	(829)	
Amortização de custos de transação	-	179	-	687	40	31	-	155	-	613	1.705	
Capitalização de custos de transação	-	-	-	-	-	-	1.131	-	2.081	-	3.212	
Apropriação de juros	1.579	7.705	1.802	26.740	14.511	15.511	-	10.620	-	95.621	174.089	
Capitalização de juros	-	-	-	-	-	-	14.861	-	36.355	-	51.216	
Apropriação de variação monetária	-	7.075	-	-	-	-	-	-	-	-	7.075	
Capitalização de variação monetária	-	-	-	-	-	-	8.424	-	41.688	-	50.112	
Pagamento de juros	-	(12.085)	(12.243)	(45.685)	-	-	(15.130)	(11.473)	(36.210)	(95.593)	(228.419)	
Pagamento de variação monetária	-	(30.769)	-	-	-	-	(46.163)	-	-	-	(76.932)	
Pagamento de principal	-	(80.000)	(180.000)	(320.000)	-	-	(120.000)	(195.000)	-	-	(895.000)	
	301.579	(107.895)	(190.441)	(338.258)	314.149	335.115	(156.877)	(195.698)	43.914	641	6.229	
Saldo em 31 de dezembro de 2024	301.579	119.344	-	-	314.149	335.115	169.933	-	789.585	799.328	2.829.033	

18.5. Características dos contratos de debêntures

Controladas	Emissão	Série	Remuneração	Registro CVM da Emissão	Data da emissão	Data de vencimento	Quantidade emitida	Valor nominal	Agente fiduciário	Periodicidade de pagamento dos juros	Número de parcelas	Destinação de recursos
Rio Paraná Energia S.A	1ª	2	IPCA + 6,15% ao ano	Resolução CVM nº 160/22	15/06/2018	16/06/2025	240.000	1	Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Semestral	2	Pagamentos de gastos, despesas e/ou dívidas relacionadas ao Projeto de modernização das UHE's
Rio Paraná Energia S.A	2ª	2	IPCA + 4,63% ao ano	Resolução CVM nº 160/22	15/06/2021	15/06/2031	650.000	1	Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Semestral	3	Projeto de modernização das usinas Jupia e Ilha Solteira
Rio Paraná Energia S.A	3ª	Única	DI + 1,29% ao ano	Resolução CVM nº 160/22	27/06/2022	27/06/2027	800.000	1	Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Semestral	2	Alongamento do perfil do endividamento e reforço de capital de giro
Rio Paranapanema Energia S.A.	8ª	2	IPCA + 5,50% ao ano	Resolução CVM nº 160/22	15/03/2018	15/03/2025	160.000	1	Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Anual	2	Pagamento de principal da segunda parcela da quinta emissão da primeira série, principal da terceira parcela da quarta emissão da primeira série e principal da parcela única da sexta emissão.
Rio Paranapanema Energia S.A.	9ª	2	DI + 1,65% ao ano	Resolução CVM nº 160/22	26/01/2021	26/01/2026	320.000	1	Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Semestral	2	Pagamento de principal da primeira parcela da quarta emissão, principal da terceira parcela da quinta emissão, principal da primeira da sétima emissão e reforço de capital de giro.
Rio Paranapanema Energia S.A.	10ª	1	DI + 0,60% ao ano	Resolução CVM nº 160/22	22/07/2024	22/07/2029	300.000	1	Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Semestral	2	Gestão de passivos e reforço de capital de giro
Rio Paranapanema Energia S.A.	10ª	2	DI + 0,70% ao ano	Resolução CVM nº 160/22	22/07/2024	22/07/2031	320.000	1	Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Semestral	2	Gestão de passivos e reforço de capital de giro
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	1ª	Única	DI + 0,43% ao ano	Resolução CVM nº 160/22	15/12/2024	15/12/2029	1.450.000	1	Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Semestral	2	Reforço de capital de giro

18.6. Garantias contratuais

18.6.1. CTG BR

Não há garantias expressas em contrato

18.6.2. Rio Paranapanema Energia S.A.

Não há garantias expressas em contrato

18.6.3. Rio Paraná Energia S.A.

Não há garantias expressas em contrato

18.7. Cláusulas restritivas (*Covenants*)

18.7.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

18.7.1.1. *Covenants financeiros*

As cláusulas restritivas previstas no Instrumento Particular de Escritura de Emissão Pública de Debêntures Não Conversíveis em Ações da Oitava e Décima emissão a serem apurados com base nas Demonstrações Financeiras da Rio Paranapanema Energia:

- 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 Rio Paranapanema Energia poderá ser realizada se observado o limite igual ou inferior a 0,9, do índice financeiro quociente da divisão da dívida total pelo somatório da dívida total e capital social da Rio Paranapanema Energia.

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023, a Controlada atendeu os referidos índices financeiros e, cumprindo assim, os referidos *covenants*, conforme abaixo:

Índice financeiro	Limites	2024	2023
Ebitda / Resultado financeiro	Igual ou superior a 2,0	19,11	20,04
Dívida Líquida / Ebitda	Igual ou inferior a 3,2	0,36	0,43
Dívida total / (Dívida total + Capital social)	Igual ou inferior a 0,7	0,48	0,47

18.7.1.2. *Covenants não financeiros*

Além das cláusulas restritivas relacionadas a índices financeiros mencionados anteriormente, há cláusulas restritivas referentes a outros assuntos da Oitava e Decima emissão, os quais vêm sendo atendidas pela Controlada Rio Paranapanema Energia, dos quais destacamos os mais relevantes:

- i. Inadimplemento no pagamento de quaisquer outras obrigações financeiras, de forma agregada ou individual, contraídas pela Emissora, no mercado local ou internacional em valor igual ou superior a R\$ 32 milhões para a 8ª emissão e R\$ 90 milhões para a 10ª emissão;
- ii. 8ª/10ª 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. Cisão, fusão, incorporação (no qual a Controlada Rio Paranapanema Energia seja cindida ou incorporada), exceto previamente autorizado por debenturistas obedecendo as cláusulas estabelecidas na escritura da debênture;
- 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 nas escrituras de emissão das debêntures, disponíveis publicamente.

18.7.2. Rio Paraná Energia S.A.

18.7.2.1. Covenants financeiros

No Instrumento Particular de Escritura de Emissão Pública de Debêntures Não Conversíveis em Ações da Primeira, Segunda e Terceira emissão a serem apurados com base nas Demonstrações Contábeis Regulatórias (Aneel):

- 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.

Índice financeiro	Limites	2024	2023
Ebitda / Resultado financeiro ajustado	Igual ou superior a 2,0	75,01	19,39
Dívida líquida / Ebitda	Igual ou inferior a 3,2	0,02	0,50
Dívida total / (Dívida total + Capital social)	Igual ou inferior a 0,9	0,21	0,24

18.7.2.2. Covenants não financeiros

Além das cláusulas restritivas relacionadas a índices financeiros mencionados anteriormente, há cláusulas restritivas referentes a outros assuntos da Primeira, Segunda e Terceira 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 igual ou superior a R\$ 75 milhões da 1ª emissão, R\$ 100 milhões na 2ª emissão e 115 milhões da 3ª 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 (no qual a Controlada Rio Paraná Energia seja cindida ou incorporada), exceto previamente autorizado por debenturistas obedecendo as cláusulas estabelecidas na escritura da debênture;
- 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 nas escrituras de emissão das debêntures, disponíveis publicamente.

18.7.3. CTG BR

18.7.3.1. Covenants financeiros

No Instrumento Particular de Escritura de Emissão Pública de Debêntures Não Conversíveis em Ações da Primeira emissão a serem apurados com base nas Demonstrações Financeiras Consolidadas:

- iv. Índice entre divisão da Dívida Líquida pelo Ebitda que deverá ser igual ou inferior a 3,20;

- v. Índice entre divisão do Ebitda pelo Resultado Financeiro que deverá ser igual ou superior a 2,0;
- vi. Redução de capital da Companhia poderá ser realizada se observado o limite igual ou inferior a 0,80 (oitenta centésimos), do índice financeiro quociente da divisão da dívida total pelo somatório da dívida total e capital social Companhia.

Índice financeiro	Limites	2024
Ebitda / Resultado financeiro	Igual ou superior a 2,0	5,49
Dívida líquida / Ebitda	Igual ou inferior a 3,2	0,75
Dívida total / (Dívida total + Capital social)	Igual ou inferior a 0,8	0,35

18.7.3.2. 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 Companhia, dos quais destacamos os mais relevantes:

- v. Inadimplemento no pagamento de quaisquer outras obrigações financeiras da Companhia e/ou de qualquer de suas Controladas relevantes cujo valor individual ou agregado, seja igual ou superior a R\$ 575 milhões da 1ª emissão;
- vi. Transferência ou alteração do Controle da Companhia, observando-se, cumulativamente, as seguintes condições: (a) tenha ocorrido a efetiva conclusão (*closing*) de transferência de Controle final da Companhia; (b) verifique-se o rebaixamento, em dois níveis, da classificação de risco da Companhia vigente na data de emissão, da classificação de risco da Companhia pela Moody's ou Standard & Poor's, ou na falta destas, pela Fitch, por motivos diretamente ligados a transferência do controle acionário da Companhia;
- vii. Cisão, fusão, incorporação (no qual a Companhia seja cindida ou incorporada), exceto previamente autorizado por debenturistas obedecendo as cláusulas estabelecidas na escritura da debênture;
- viii. 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, disponíveis publicamente.

18.8. 10ª Emissão de debêntures – Rio Paranapanema Energia

Em 22 de julho de 2024 a Controlada indireta Rio Paranapanema Energia captou R\$ 620.000 (seiscentos e vinte milhões de reais) no mercado na forma de dívida, por meio da 10ª 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 Resolução CVM nº 160/2022, destinadas exclusivamente a investidores profissionais.

As liberações efetivas dos recursos oriundos das séries 1 e 2 ocorreram em 26 de julho de 2024 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 300.000 (trezentos mil) debêntures no valor nominal de R\$ 1.000 (mil reais) cada, com prazo de vencimento em cinco 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 sete anos, totalizando assim 620.000 (seiscentas e vinte mil) debêntures.

A oferta foi emitida com base nas deliberações:

- I. da Reunião do Conselho de Administração da Controlada indireta realizada em 10 de julho de 2024;

Os recursos líquidos obtidos com a emissão serão utilizados integralmente para propósitos corporativos diversos:

- I. Gestão de passivos;
- II. Reforço de capital de giro;

As cláusulas restritivas (“*covenants*”) previstas na escritura da décima emissão das debêntures são similares às constantes nas escrituras da oitava emissão.

Para a 10ª emissão de debêntures incidirão juros remuneratórios correspondentes a 100% da taxa DI acrescida de uma sobretaxa, de 0,60% para a série 1 e de 0,70% para a série 2.

18.9. 1ª Emissão de debêntures – CTG BR

Em 15 de dezembro de 2024 a Companhia efetuou a 1ª 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 Resolução CVM nº 160/2022, destinadas exclusivamente a investidores profissionais.

As liberações efetivas dos recursos oriundos da série única ocorreram da seguinte forma: 300 milhões subscritas e integralizadas em 19 de dezembro de 2024 e o saldo remanescente serão subscritas e integralizadas em 2025 conforme nota explicativa nº 37.1 no valor de 1.150 bilhões e não houve incidência de juros e variação monetária incorridos entre a data da emissão das debêntures e a liberação efetiva dos recursos, com prazo de vencimento em cinco anos.

A oferta foi emitida com base nas deliberações:

- I. da Reunião do Conselho de Administração realizada em 29 de novembro de 2024;

Os recursos líquidos obtidos com a emissão serão utilizados integralmente para propósitos corporativos diversos:

- II. Reforço de capital de giro;

Para a 1ª emissão de debêntures incidirão juros remuneratórios correspondentes a 100% da taxa DI acrescida de uma sobretaxa, de 0,43% para a série única.

19. Dividendos e Juros sobre capital próprio a pagar

19.1. Política contábil

A distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio é feita para os acionistas da Companhia com base no seu Estatuto Social, e é reconhecida como um passivo em suas demonstrações financeiras. À medida em que a deliberação dos juros sobre capital próprio acontece, 15% são retidos para recolhimento do IR incidente, que é registrado em conta apropriada.

19.2. Composição e movimentação

	Controladora			
	Saldo em 2023	Dividendos Intermediários e JSCP constituídos	Pagamentos	Saldo em 2024
(A) Dividendos				
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.	1.132.713	516.523	-	1.649.236
China Three Gorges Latam Holding S.À.R.L.	8.720	3.977	-	12.697
	1.141.433	520.500	-	1.661.933
(B) Juros sobre capital próprio (*)				
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.	992.806	401.509	(545.748)	848.567
China Three Gorges Latam Holding S.À.R.L.	7.644	3.091	(4.202)	6.533
	1.000.450	404.600	(549.950)	855.100
(A+B) Total de Dividendos e JSCP a pagar	2.141.883	925.100	(549.950)	2.517.033

	Consolidado					
	Saldo em 2023	Dividendos propostos/intermediários e JSCP constituídos	JSCP a pagar isentos e imunes de IRRF (**)	Dividendos pagos	Prescrições (***)	Saldo em 2024
(A) Dividendos						
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.	1.132.713	516.523	-	-	-	1.649.236
China Three Gorges Latam Holding S.À.R.L.	8.720	3.977	-	-	-	12.697
Huikai Clean Energy S.À.R.L.	22.789	458.876	-	(176.839)	-	304.826
Acionistas minoritários	12.041	21.195	-	(17.138)	-	16.098
	1.176.263	1.000.571	-	(193.977)	-	1.982.857
(B) Juros sobre capital próprio (*)						
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.	992.806	401.509	-	(545.748)	-	848.567
China Three Gorges Latam Holding S.À.R.L.	7.644	3.091	-	(4.202)	-	6.533
Huikai Clean Energy S.À.R.L.	213.915	238.564	-	(213.915)	-	238.564
Acionistas minoritários	3.765	3.433	274	(3.482)	(37)	3.953
	1.218.130	646.597	274	(767.347)	(37)	1.097.617
(A+B) Total de Dividendos e JSCP a pagar	2.394.393	1.647.168	274	(961.324)	(37)	3.080.474

(*) Os juros sobre capital próprio estão sendo apresentados líquidos dos impostos retidos.

(**) Saldos imunes e isentos de IRRF, conforme alínea b, § 10 do art. 28 da Lei nº 9.532, de 10 de dezembro de 1997.

(***) Os dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados no prazo de três anos, a contar da data em que tenham sido disponibilizados ao acionista, prescreverão conforme artigo 287 da Lei 6.404/76.

20. Uso do bem público (UBP) – Rio Verde e Rio Canoas

20.1. Política contábil

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 exercício de concessão.

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

20.2. Composição

	Consolidado					
	2024			2023		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Valor nominal	3.876	87.414	91.290	3.765	86.034	89.799
(-) Ajuste a valor presente	(189)	(53.313)	(53.502)	(181)	(53.568)	(53.749)
	3.687	34.101	37.788	3.584	32.466	36.050

20.3. Movimentação

	Principal	Ajuste a valor presente	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023	89.799	(53.749)	36.050
Ajuste a valor presente	-	247	247
Pagamento	(3.744)	-	(3.744)
Atualização monetária	5.235	-	5.235
Saldo em 31 de dezembro de 2024	91.290	(53.502)	37.788

21. Partes relacionadas

21.1. Política contábil

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 exercício em que eles 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.

21.2. Remuneração do pessoal-chave da Administração

Em 30 de abril de 2024, em Assembleia Geral Ordinária (AGO), foi aprovado o valor da remuneração anual da Administração da Companhia e suas Controladas Rio Paranapanema Energia e Rio Paraná Energia no montante global de até R\$ 10.406, R\$ 6.400 e R\$ 6.100, respectivamente.

Segue detalhe da remuneração relacionada às pessoas chave da Administração:

	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
Benefícios de curto prazo para administradores	10.038	10.330	20.162	19.178
Benefícios pós-emprego	269	227	724	605
Conselho fiscal	-	-	1.247	1.247
	10.307	10.557	22.133	21.030

21.3. Transações locais

Em 20 de dezembro de 2024, foi firmado contrato de compartilhamento de despesas com as suas Controladas Rio Canoas Energia S.A., Rio Verde Energia S.A., Rio Paraná Energia S.A. e Rio Paranapanema Energia S.A. aprovado pela Aneel, conforme despacho nº 3.710, de 05 de dezembro de 2024. O referido contrato representa a renovação da contratação original de 2017 conforme despacho nº 2018, de 10 de julho de 2017.

O Grupo possui contrato de compartilhamento de recursos técnicos, entre as empresas Controladas Rio Paraná Energia S.A, Rio Canoas Energia S.A, Rio Verde Energia S.A e Rio Paranapanema Energia S.A, contrato este que foi previamente aprovado pelo Despacho Aneel n.º 3.620, de 11 de novembro de 2021. E para fins de divulgação no consolidado os efeitos são eliminados.

Em 08 de abril de 2024, foram firmados dois contratos de compartilhamento de desembolsos relacionados a capex:

O primeiro entre as empresas Controladas, Usina Fotovoltaica Arinos C1 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos C2 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos C32 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos C4 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos C8 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos C9 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos C10 Ltda.

O segundo entre as empresas Controladas, Serra da Palmeira Energia 1 Ltda., Serra da Palmeira Energia 2 Ltda., Serra da Palmeira Energia 3 Ltda., Serra da Palmeira Energia 4 Ltda., Serra da Palmeira Energia 5 Ltda., Serra da Palmeira Energia 6 Ltda., Serra da Palmeira Energia 7 Ltda., Serra da Palmeira Energia 8 Ltda., Serra da Palmeira Energia 9 Ltda., Serra da Palmeira Energia 10 Ltda., Serra da Palmeira Energia 11 Ltda., Serra da Palmeira Energia 12 Ltda., Serra da Palmeira Energia 13 Ltda., Serra da Palmeira Energia 14 Ltda., Serra da Palmeira Energia 15 Ltda., Serra da Palmeira Energia 16 Ltda., Serra da Palmeira Energia 17 Ltda., Serra da Palmeira Energia 18 Ltda., Serra da Palmeira Energia 19 Ltda., Serra da Palmeira Energia 20 Ltda., Serra da Palmeira Energia 21 Ltda., Serra da Palmeira Energia 22 Ltda. e Serra da Palmeira Energia 23 Ltda.

Os contratos seguem a Resolução normativa nº 948, de 16 de novembro de 2021 que estabelece as regras e critérios e dispensa a anuência prévia da Aneel. E para fins de divulgação no consolidado os efeitos são eliminados.

O grupo possui operações de compra e venda de energia entre controladas e coligadas.

21.3.1. Composição

	Controladora		Consolidado				
	2024	2023	2024	2023			
	Passivo	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo		
	Circulante	Circulante	Circulante	Circulante	Circulante	Não circulante	Total
Rio Canoas Energia S.A.	-	598	-	-	-	-	-
Rio Verde Energia S.A.	-	262	-	-	-	-	-
Rio Paraná Energia S.A.	-	7.667	-	-	-	-	-
Rio Paranapanema Energia S.A.	-	4.004	-	-	-	-	-
São Manoel Energia S.A.	-	-	4.399	1.045	4.189	-	4.189
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.	1.721.162	-	3.237.048	-	381.345	746.367	1.127.712
	1.721.162	12.531	3.241.447	1.045	385.534	746.367	1.131.901

21.3.2. Resultado

	Controladora		Consolidado			
	2024	2023	2024	2023		
	Compartilhamento de infraestrutura	Compartilhamento de infraestrutura	Compra de energia	Venda de energia	Compra de energia	Total
Rio Canoas Energia S.A.	3.799	4.516	-	-	-	-
Rio Verde Energia S.A.	1.936	1.978	-	-	-	-
Rio Paraná Energia S.A.	53.665	57.883	-	-	-	-
Rio Paranapanema Energia S.A.	16.387	21.465	-	-	-	-
Rio Sapucaí-Mirim Energia Ltda.	-	1.429	-	-	-	-
São Manoel Energia S.A.	-	-	(44.708)	6.205	(42.945)	(36.740)
	75.787	87.271	(44.708)	6.205	(42.945)	(36.740)

21.4. Transações com China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L

21.4.1. Rio Paraná S.A

Em 22 de agosto de 2016, a Controlada 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.À.R.L., seus direitos e obrigações relacionados ao financiamento existente.

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). A transação foi efetuada em dólar e com juros de 6,20% ao ano em 2016 e, a partir de 2017, essa taxa de juros passou a ser de 4,29% ao ano.

Em 01 de março de 2019 foi celebrado o primeiro aditivo deste contrato mantendo as condições de juros, porém prolongando o 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.

Em 11 de novembro de 2022 foi celebrado o segundo aditivo deste contrato mantendo as condições de juros, porém prolongando o valor de vencimento para 20 de novembro de 2025 e alterando as parcelas de principal de principal de \$ 57.812.500 (cinquenta e sete milhões, oitocentos e doze mil e quinhentos dólares) para \$ 77.083.333 (setenta e sete milhões, oitenta e três mil, trezentos e trinta e três dólares).

O contrato foi atualizado pelos juros e encargos financeiros, determinados e incorridos até a data desta demonstração financeira e a taxa de conversão para 31 de dezembro de 2024 em dólar foi de R\$ 6,1923, conforme Banco Central do Brasil.

O contrato de empréstimo com a CTG Lux prevê amortizações semestrais, mas ao longo de 2024 não foram realizados esses pagamentos. A parcela de vencimento Mai/2024 foi antecipada ainda em 2023 dada às condições favoráveis de câmbio. Acerca da parcela de vencimento Nov/24, houve negociação com a parte relacionada para postergação em virtude da deterioração das condições do mercado de câmbio nos últimos meses do ano.

O contrato não possui nenhuma cláusula de *Covenants*.

21.4.1.1. Movimentação

Saldo em 31 de dezembro de 2023	1.127.712
Movimentação	
Apropriação de juros	75.756
Variação cambial ativa	(49.488)
Variação cambial passiva	361.906
	388.174
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.515.886

21.4.2. CTG BR

Foram celebrados dois Contratos de Empréstimo (Facility Agreement) entre a Companhia e sua acionista controladora China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.

Ambos têm por objeto o empréstimo no valor de CNH 1.000.000.000 (um bilhão de Yuan Chinês) cada, sobre o qual incidirão juros equivalentes a 2,95% ao ano, com prazo de 354 dias, não havendo quaisquer garantias.

O primeiro foi captado em 25 de janeiro de 2024, correspondeu a R\$ 686.500, o qual foi contratada duas NDFs conforme nota explicativa nº 33.7. O segundo, datado de 20 de setembro de 2024 foi segregado em 2 captações a primeira de CNH 600 milhões, equivalente a R\$ 466.920, e a segunda no valor de CNH 400 milhões, equivalente a R\$ 318.561 em novembro de 2024.

21.4.2.1. Movimentação

	Empréstimo I	Empréstimo II	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023	-	-	-
Movimentação			
Captação de partes relacionadas	686.500	785.481	1.471.981
Apropriação de juros	27.733	6.229	33.962
Variação cambial ativa	(23.400)	(1.141)	(24.541)
Variação cambial passiva	180.500	59.260	239.760
	871.333	849.829	1.721.162
Saldo em 31 de dezembro de 2024	871.333	849.829	1.721.162

21.4.3. Características dos contratos com a CTG Lux

Controladas	Remuneração	Data da emissão	Data de vencimento	Periodicidade de pagamento dos juros	Número de parcelas	Destinação de recursos
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	2,95% ao ano + CNH	25/01/2024	13/01/2025	Anual	1	Reforço de capital de giro
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	2,95% ao ano + CNH	20/09/2024	09/09/2025	Anual	1	Reforço de capital de giro
Rio Paraná Energia S.A.	4,29% ao ano + USD	22/08/2016	20/11/2025	semestral	17	Pagamento da primeira parcela da bonificação da outorga para a exploração, pelo prazo de 30 anos, das usinas hidrelétricas de Ilha Solteira e Eng. Souza Dias (Jupiá).

21.5. Fianças corporativas

A Companhia fornece garantias financeiras na modalidade de fiança bancária a suas empresas Controladas e Coligadas conforme o quadro abaixo:

Controlada / Coligada	Banco	Modalidade	Início da vigência	Fim da vigência	Montante
Usina Fotovoltaica Arinos C 1 Ltda.	Santander	Fiança bancária (**)	01/09/2023	13/07/2026	9.783
Usina Fotovoltaica Arinos C 2 Ltda.	Santander	Fiança bancária (**)	01/09/2023	13/07/2026	9.783
Usina Fotovoltaica Arinos C 32 Ltda.	CCB	Fiança bancária (**)	02/09/2024	08/09/2025	478
Usina Fotovoltaica Arinos C 4 Ltda.	Santander	Fiança bancária (**)	01/09/2023	13/07/2026	9.783
Usina Fotovoltaica Arinos C 8 Ltda.	Santander	Fiança bancária (**)	01/09/2023	13/07/2026	9.783
Usina Fotovoltaica Arinos C 9 Ltda.	CCB	Fiança bancária (**)	02/09/2024	08/09/2025	478
Usina Fotovoltaica Arinos C 10 Ltda.	CCB	Fiança bancária (**)	02/09/2024	08/09/2025	478
Serra da Palmeira Energia 1 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	7.740
Serra da Palmeira Energia 2 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	6.450
Serra da Palmeira Energia 3 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 4 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	6.450
Serra da Palmeira Energia 5 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	30/11/2024	06/09/2025	365
Serra da Palmeira Energia 6 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 7 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	6.450
Serra da Palmeira Energia 8 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 9 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 10 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	6.450
Serra da Palmeira Energia 11 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 12 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 13 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	9.030
Serra da Palmeira Energia 14 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 15 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	7.740
Serra da Palmeira Energia 16 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 17 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	30/11/2024	06/09/2025	304
Serra da Palmeira Energia 18 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	3.870
Serra da Palmeira Energia 19 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	6.450
Serra da Palmeira Energia 20 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 21 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 22 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 23 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	7.740
Serra da Palmeira Energia 5 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	7.740
Serra da Palmeira Energia 17 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	6.450
Central Eólica Jau S.A.	CCB	Fiança bancária (***)	30/06/2023	03/07/2025	75.566
Central Eólica Aventura I S.A.	CCB	Fiança bancária (***)	03/07/2023	03/07/2025	23.312
Cachoeira Caldeirão S.A.	Itaú	Fiança bancária (***)	07/06/2024	08/06/2026	277.223
Cachoeira Caldeirão S.A.	Itaú	Fiança bancária(****)	07/06/2024	07/12/2026	97.290
					653.946

(*) Atendimento as obrigações do §1º da Medida Provisória nº 1.212, de 9 de abril de 2024.

(**) Atendimento as obrigações previstas no Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST)

(***) Atendimento as obrigações previstas no contrato de financiamento junto ao BNDES

(****) Atendimento as obrigações previstas no contrato de debêntures

22. Provisões para grande reparos – Rio Paraná

22.1. Política contábil

A Controlada Rio Paraná possui contratos dentro do alcance do ICPC 01 (Interpretação técnica baseada do IFRIC 12) que envolvem uma entidade privada (concessionário) e sua infraestrutura usada para prestar os serviços públicos ou melhorá-la, além de operá-la e mantê-la pelo prazo da concessão.

Com base no CPC 25 e nas estimativas de engenheiros e administração, foi provisionado o valor total que se espera despendar nos reparos necessários para a operação das unidades geradoras dentro das condições previstas no Edital do Leilão. A estimativa de gastos somente é confirmada na abertura das máquinas, sendo assim, a real dimensão da necessidade de reparo somente será apurada na abertura de cada item. Adicionalmente, mudanças no cronograma para os reparos podem afetar de forma relevante a provisão constituída. 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, tiveram suas atualizações projetadas com base na inflação e projetada até 2038 (término esperado para o projeto) e trazidas a valor presente, esse efeito é registrado no resultado financeiro 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 precisem ser atualizadas, tais efeitos serão refletidos nos livros contábeis e, conseqüentemente, nas demonstrações financeiras.

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

22.2. Composição

	2024			2023		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Provisão para grandes reparos	372.500	3.037.236	3.409.736	382.992	3.148.661	3.531.653
(-) Ajuste a valor presente	(42.854)	(1.438.466)	(1.481.320)	(44.061)	(1.603.501)	(1.647.562)
	329.646	1.598.770	1.928.416	338.931	1.545.160	1.884.091

22.3. Movimentação

	Provisão para grandes reparos	Ajuste a valor presente	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023	3.531.653	(1.647.562)	1.884.091
Realização de provisão	(229.910)	-	(229.910)
Atualização	107.993	-	107.993
Amortização - Ajuste a valor presente	-	166.242	166.242
Saldo em 31 de dezembro de 2024	3.409.736	(1.481.320)	1.928.416

23. Provisões para riscos e contingências possíveis

23.1. Política contábil

As provisões para as perdas decorrentes dos riscos classificados como prováveis são reconhecidas contabilmente, desde que:

- i. haja uma obrigação presente (legal ou não formalizada) como resultado de eventos passados;
- ii. é provável que seja necessária uma saída de recursos para liquidar a obrigação; e
- iii. 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 reflita as avaliações atuais de mercado do valor do dinheiro no tempo e dos riscos específicos da obrigação. O aumento da obrigação em decorrência da passagem do tempo é reconhecido como despesa financeira.

A Diretoria 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 constituídas, são demonstrados em nota específica (vide nota explicativa nº 11).

Em função do Contrato de Concessão da Controlada Rio Paraná, que 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 Diretoria, 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.

23.2. Provisões para riscos

23.2.1. Composição e movimentação

	Controladora		
	Trabalhistas	Cíveis	Total
(A) Provisão para riscos			
Saldo em 31 de dezembro de 2023	560	-	560
Provisões	111	5.880	5.991
Variações monetárias	1	-	1
Acordos / pagamentos	(656)	-	(656)
	(544)	5.880	5.336
Saldo em 31 de dezembro de 2024	16	5.880	5.896
(B) Depósitos judiciais			
Saldo em 31 de dezembro de 2023	(461)	-	(461)
Variações monetárias	4	-	4
Baixas	457	-	457
	461	-	461
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	-	-
(A+B) Provisões líquidas			
Não circulante	99	-	99
Saldo em 31 de dezembro de 2023	99	-	99
Não circulante	16	5.880	5.896
Saldo em 31 de dezembro de 2024	16	5.880	5.896

	Controladora
	Trabalhistas
(A) Provisão para riscos	
Saldo em 31 de dezembro de 2022	-
Provisões	115
Variações monetárias	16
Saldos incorporados	429
	560
Saldo em 31 de dezembro de 2023	560
(B) Depósitos judiciais	
Saldo em 31 de dezembro de 2022	-
Variações monetárias	(9)
(Adições)	(452)
	(461)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	(461)
(A+B) Provisões líquidas	
Não circulante	-
Saldo em 31 de dezembro de 2022	-
Não circulante	99
Saldo em 31 de dezembro de 2023	99

	Consolidado						Total
	Trabalhistas	Fiscais	Cíveis		Ambientais	Regulatórias	
			Desapropriações de terras	Indenizações de benfeitorias			
(A) Provisão para riscos							
Saldo em 31 de dezembro de 2023	15.204	17.925	5.088	11.508	21.051	68.505	139.281
Provisões / (reversões)	(3.385)	(14.870)	-	4.473	853	(20.190)	(33.119)
(Reversões) (*)	-	-	(125)	-	-	-	(125)
Variações monetárias	1.049	151	-	781	1.225	3.026	6.232
Variações monetárias (*)	-	-	380	-	-	-	380
Reclassificações (i)	-	-	-	(4)	-	-	(4)
Acordos / pagamentos	(3.233)	-	(551)	(5.391)	(695)	-	(9.870)
	(5.569)	(14.719)	(296)	(141)	1.383	(17.164)	(36.506)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	9.635	3.206	4.792	11.367	22.434	51.341	102.775
(B) Depósitos judiciais							
Saldo em 31 de dezembro de 2023	(3.817)	(35)	(2.292)	(7.729)	(737)	-	(14.610)
Variações monetárias	(155)	(2)	-	(235)	(14)	-	(406)
Variações monetárias (*)	-	-	(104)	-	-	-	(104)
(Adições)	(333)	(329)	(89)	(88)	-	-	(839)
Baixas	3.257	329	555	5.458	695	-	10.294
Baixas (*)	-	-	500	-	-	-	500
	2.769	(2)	862	5.135	681	-	9.445
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(1.048)	(37)	(1.430)	(2.594)	(56)	-	(5.165)
(A+B) Provisões líquidas							
Circulante	-	-	-	-	-	19.883	19.883
Não circulante	11.387	17.890	2.796	3.779	20.314	48.622	104.788
Saldo em 31 de dezembro de 2023	11.387	17.890	2.796	3.779	20.314	68.505	124.671
Não circulante	8.587	3.169	3.362	8.773	22.378	51.341	97.610
Saldo em 31 de dezembro de 2024	8.587	3.169	3.362	8.773	22.378	51.341	97.610

	Consolidado						Total
	Trabalhistas	Fiscais	Cíveis		Ambientais	Regulatórias	
			Desapropriações de terras	Indenizações de benfeitorias			
(A) Provisão para riscos							
Saldo em 31 de dezembro de 2022	11.036	20.212	6.972	10.317	12.626	183.400	244.563
Provisões / (reversões)	3.536	(2.927)	-	(287)	9.964	48.622	58.908
(Reversões) (*)	-	-	(1.178)	-	-	-	(1.178)
Variações monetárias	1.463	640	-	1.877	602	12.337	16.919
Variações monetárias (*)	-	-	530	-	-	-	530
Acordos / pagamentos	(830)	-	(1.235)	(400)	(2.140)	(175.854)	(180.459)
	4.169	(2.287)	(1.883)	1.190	8.426	(114.895)	(105.280)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	15.205	17.925	5.089	11.507	21.052	68.505	139.283
(B) Depósitos judiciais							
Saldo em 31 de dezembro de 2022	(1.872)	(32)	(2.497)	(2.109)	(2.413)	-	(8.923)
Variações monetárias	(177)	(3)	-	(300)	(141)	-	(621)
Variações monetárias (*)	-	-	(93)	-	-	-	(93)
(Adições)	(2.352)	-	(2.650)	(3.481)	-	-	(8.483)
Baixas	583	-	526	20	1.816	-	2.945
Baixas (*)	-	-	563	-	-	-	563
Reclassificações (i)	-	-	1.858	(1.858)	-	-	-
	(1.946)	(3)	204	(5.619)	1.675	-	(5.689)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	(3.818)	(35)	(2.293)	(7.728)	(738)	-	(14.612)
(A+B) Provisões líquidas							
Não circulante	9.164	20.180	4.475	8.208	10.213	183.400	235.640
Saldo em 31 de dezembro de 2022	9.164	20.180	4.475	8.208	10.213	183.400	235.640
Circulante	-	-	-	-	-	19.883	19.883
Não circulante	11.387	17.890	2.796	3.779	20.314	48.622	104.788
Saldo em 31 de dezembro de 2023	11.387	17.890	2.796	3.779	20.314	68.505	124.671

(*) Efeitos contabilizados em contrapartida do imobilizado em razão da discussão ser a respeito de terrenos, que são controlados no grupo de imobilizado.

(i) Reclassificações realizadas entre depósitos cíveis de causa de desapropriações de terras x indenizações de benfeitorias.

Demonstramos abaixo, as principais variações nas provisões para riscos prováveis da Companhia, atualizadas para 31 de dezembro de 2024:

23.2.2. Trabalhistas

23.2.2.1. Rio Paraná Energia S.A.

A Diretoria 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.

23.2.2.2. China Three Gorges Brasil Energia S.A.

A provisão decorre de ações promovidas por ex-empregados, sindicatos e terceirizados, requerendo pagamento de verbas rescisórias, horas extras, periculosidade, equiparação salarial, reintegração, entre outros pedidos.

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.

23.2.2.3. Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2024, as principais provisões relativas aos riscos trabalhistas com expectativas de perda provável são referentes às ações movidas por ex-empregados, sindicatos 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 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.

23.2.3. Fiscais

23.2.3.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

As principais provisões relativas aos riscos fiscais com expectativas de perda provável são:

- i. Em 26 de dezembro de 2023, a Controlada aderiu ao Programa de Redução de Litigiosidade Fiscal (PRLF), a Rio Paranapanema Energia realizou a transação tributária com desconto de 65% dos débitos atualizados. O acordo celebrado foi homologado pela Receita Federal, considerando o integral pagamento das nove prestações pela Controlada. Em razão disso, houve redução de R\$ 14,9 milhões na provisão com classificação de risco provável.
- ii. Ação Anulatória ajuizada pela Controlada visando cancelamento de débitos de PIS, COFINS e CSLL referente aos anos calendário de 2004 a 2007. A discussão se dá em razão da isenção na aquisição de energia elétrica de Itaipu, a qual a Receita Federal não entende cabível. O valor total da discussão em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 5.313, sendo que o valor provável é de R\$ 596.

Além das destacadas, a Controlada ainda tem outras ações de valores menos relevantes.

23.2.4. Cíveis

23.2.4.1. *Rio Verde Energia S.A.*

Em 31 de dezembro de 2024, as contingências cíveis líquidas somam R\$ 445, e referem-se à desapropriação e indenizações referentes às áreas para construção do reservatório.

Em relação ao Procedimento Administrativo de Responsabilização (PAR), houve decisão proferida com redução da multa para o mínimo legal, correspondente a R\$ 225, com a consequente reavaliação de classificação de risco de perda possível para provável. O processo está pendente de decisão final, o processo corre em Sigilo.

23.2.4.2. *Rio Canoas Energia S.A.*

Em 31 de dezembro de 2024, as contingências cíveis líquidas somam R\$ 4.207, e referem-se a ações indenizatórias ajuizadas contra a Controlada 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 e as baixas nas provisões referem-se a reavaliações por parte dos assessores jurídicos da Controlada decorrentes de decisões desfavoráveis no exercício. As baixas do exercício referem-se a encerramentos de ações no curso normal dos processos e/ou mediante celebração de acordos judiciais, tendo em vista campanha de acordo realizada pela Controlada visando uma composição amigável entre as partes.

23.2.4.3. *China Three Gorges Brasil Energia S.A.*

Provisão de R\$ 5.880 em virtude de potencial acordo proposto em processo administrativo.

23.2.5. Ambientais

23.2.5.1. *Rio Paranapanema Energia S.A.*

Em 31 de dezembro de 2024, 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 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 2024 de R\$ 16.545 (R\$ 15.844 em 31 de dezembro de 2023);
- ii. Trata-se de Ação Anulatória ajuizada para declarar nulo o Autos de Infração nº 246.946-D lavrado pelo IBAMA em face da UHE Canoas I, o valor atualizado para 31 de dezembro de 2024 é R\$ 256 (R\$ 784 em 31 de dezembro de 2023);
- iii. Provisão para indenização por danos materiais e morais de ações ajuizadas por supostos pescadores profissionais, o valor atualizado para 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 5.633 (R\$ 4.371 em 31 de dezembro de 2023).

23.2.6. Regulatórias

23.2.6.1. Rio Paraná Energia S.A.

Em 2023, foi aplicado o Despacho 497/2023 que determinou a recontabilização do Valor dos Impostos e Contribuições (VIC) de janeiro de 2016 a janeiro de 2022 referente aos ajustes de PIS/COFINS, resultando na dedução de R\$ 175,9 milhões na liquidação da receita de cotas referentes aos meses de junho e setembro, registradas em julho e outubro de 2023, respectivamente. Sem novas sinalizações por ajustes, a Controlada registrou a reversão do saldo remanescente em relação à provisão constituída no valor de R\$ 20,2 milhões.

23.2.6.2. Rio Parapanema Energia S.A.

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 Companhia pode ser impactada por eventual decisão favorável à distribuidora.

Devido ao andamento no processo durante o ano de 2023 e com base na expectativa de futuro desembolso da Companhia, a Diretoria deliberou pela constituição de provisão no valor cujo montante atualizado para 31 de dezembro de 2024 é R\$ 51,3 milhões.

23.3. Contingências possíveis

23.3.1. Composição

	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
Trabalhistas	472	-	23.557	28.477
Fiscais	37.903	34.880	881.900	829.083
Cíveis	-	-	9.320	53.766
Ambientais	-	-	42.536	38.940
Regulatórias	-	-	85.961	73.115
	38.375	34.880	1.043.274	1.023.381

Demonstramos abaixo, as principais variações nas contingências possíveis do Grupo, atualizadas para 31 de dezembro de 2024:

23.3.2. Trabalhistas

23.3.2.1. Rio Parapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2024, as contingências trabalhistas com expectativa de perda possível estão avaliadas no montante de R\$ 10.076 (R\$ 20.316 em 31 de dezembro de 2023).

A redução de R\$ 10,2 milhões no valor das ações trabalhistas se refere a confirmação, em segunda instância, de decisão favorável à Controlada em três ações trabalhistas de empregados próprios, oportunidade em que o valor foi excluído pois ambas as partes não recorreram.

Os incrementos são referentes às ações movidas por ex-empregados, sindicatos e terceirizados, envolvendo pagamento de verbas rescisórias, horas extras, periculosidade, equiparação salarial, entre outros pedidos.

Atualmente, as principais contingências referem-se a ações propostas por empregados próprios que pleiteiam o pagamento de horas extras, intervalo intrajornada, danos morais, etc. Além da atualização das causas por variação monetária.

23.3.2.2. Rio Paraná Energia S.A.

As contingências trabalhistas com expectativa de perda possível estão avaliadas em R\$ 12.050 para dezembro de 2024 (R\$ 6.984 em 31 de dezembro de 2023). As variações decorrem do incremento de novas ações trabalhistas promovidas por ex-empregados próprios e de terceiros e atualização monetária, bem como da baixa de ações trabalhistas em razão de acordo ou decisões parcialmente/totalmente favoráveis.

23.3.2.3. China Three Gorges Brasil Energia S.A.

A contingências decorre de novas ações trabalhistas promovidas por ex-empregados e terceirizados, requerendo pagamento de verbas rescisórias, horas extras, periculosidade, equiparação salarial, reintegração, entre outros pedidos.

As baixas do exercício referem-se a encerramentos de ações no curso normal dos processos e/ou mediante celebração de acordos judiciais.

23.3.2.4. CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.

Em 31 de dezembro de 2024, as contingências trabalhistas com classificação de riscos possíveis somam R\$ 959, sendo que a variação no saldo em relação a 2023, refere-se ao ajuizamento de ações judiciais por empregados de empresas prestadoras de serviços e atualização monetária. Em sua maioria, nesses casos, os autores pedem a condenação da empresa no pagamento das verbas rescisórias, horas extras, entre outros pedidos.

23.3.3. Fiscais

23.3.3.1. Rio Parapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2024, as principais contingências fiscais com expectativa de perda possível são:

- i. Mandado de Segurança, que visa a concessão de liminar para ser reconhecido o direito da Companhia 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\$ 11.850
- ii. Processos administrativos originados de pedidos de restituição e compensação de saldo negativo de tributos (IRPJ, IRRF e CSLL), bem como de tributos pagos a maior. Em todos os casos a Controlada apresentou manifestações de inconformidade e/ou recurso voluntário as quais aguardam julgamento. Valor classificado como possível de R\$ 39.613 (R\$ 60.587 em 31 de dezembro de 2023). A redução do valor decorrer, pois no decorrer do ano de 2024 a Controlada optou por aderir ao programa de transação tributária e por essa razão houve redução no valor de contingências possíveis;

- iii. Autos de Infração que discutem para cobrança de CSLL, IRPJ e Lucro Inflacionários referentes aos anos calendário de 2005 a 2010 respectivamente. Nos casos foram apresentados Recursos Voluntários que estão pendentes de julgamento pelo Conselho de Contribuintes. Os valores atualizados para 31 de dezembro de 2024, totalizam R\$ 47.818 (R\$ 37.710 em 31 de dezembro de 2023);
- iv. Ação anulatória que discute o saldo negativo de CSLL do ano calendário que foi adquirido pela Controlada na cisão parcial da CESP. Decisão de primeira instância desfavorável. O valor classificado como possível é de R\$ 37.107 em 31 de dezembro de 2024.

As demais variações fiscais decorrem de variações monetárias.

23.3.3.2. Rio Canoas Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2024, em relação as principais contingências fiscais a Administração concluiu em conjunto com seus assessores jurídicos que não é provável que a autoridade fiscal não aceite os pedidos de restituição e compensação de saldo negativo de tributos (IRPJ e CSLL), bem como de tributos pagos a maior a favor da Controlada. Em todos os casos a Controlada apresentou manifestações de inconformidade e/ou recurso voluntário os quais aguardam julgamento. Valor classificado como possível de R\$1.478.

Execução Fiscal referente aos valores de ISS e multa, decorrente da prestação de serviços realizados para construção da UHE Garibaldi. Valor classificado como possível de R\$ 5.670.

As demais variações decorrem de variação monetárias de processos.

23.3.3.3. Rio Verde Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2024, as contingências fiscais com expectativa de perda possível estão avaliadas em R\$ 8.223. 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 discutem recolhimento de IRPJ e CSLL. Em todos os casos a Controlada apresentou manifestações de inconformidade e/ou recurso voluntário os quais aguardam julgamento.

23.3.3.4. Rio Paraná Energia S.A.

- 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 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 Diretoria, fundamentada pelos advogados da Companhia, como possíveis e o valor total envolvido neste caso é de R\$ 632.958 (R\$ 589.421 em 31 de dezembro de 2023);
- ii. Processos Administrativos decorrentes de não homologação pela Receita Federal de pedidos de compensação de créditos IRRF e PIS. O valor atualizado é de R\$ 5.586 (R\$ 4.719 em 31 de dezembro de 2023);

- iii. Processos administrativos e judiciais que discutem o recolhimento de ISSQN para o município de Três Lagoas durante o período da modernização e o valor para 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 4.202.

23.3.3.5. China Three Gorges Brasil Energia S.A.

- i. Auto de infração com imposição de multa por apresentação de ECF referente ao ano-calendário 2016 com informações imprecisas ou omissão de dados. Processo transita em esfera administrativa com decisão de primeira instância desfavorável. Foi apresentado recurso no CARF e aguarda-se julgamento. O valor classificado como risco de perda possível é de R\$ 14.201 (R\$ 13.126 em 31 de dezembro de 2023).
- ii. Pedido de compensação de Saldo Negativo de IRPJ referente ao ano-calendário 2016. Devido a decisão desfavorável, foi proposto Recurso Voluntário que aguarda julgamento. O valor classificado como risco de perda possível é de R\$ 23.679 para 31 de dezembro de 2024.

As demais variações fiscais decorrem de variações monetárias.

23.3.3.6. Rio Paranapanema Participações S.A.

Auto de infração com imposição de multa referente ao Saldo Negativo de IRPJ, apurado no ano-calendário de 2016, com o qual a companhia compensou os débitos de PIS, COFINS e CSLL. Após a procedência parcial da Manifestação de Inconformidade, foi interposto Recurso Voluntário em 11.10.2023, que aguarda julgamento. O valor classificado como risco de perda possível é de R\$ 33.703 (R\$ 21.732 em 31 de dezembro de 2023).

23.3.4. Ambientais

23.3.4.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2024 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, Capivara e PCH Retiro, além de Ações Anulatórias. A Controlada apresentou recursos administrativos e ajuizou ações visando declarar a nulidade das multas. Os valores em 31 de dezembro de 2024 totalizam a quantia de R\$ 15.549 (R\$ 11.920 em 31 de dezembro de 2023). Importante salientar o incremento no valor de contingenciamento se deve a atualização monetária e ao recebimento de um novo Auto de Infração lavrado pelo IBAMA, com valor envolvido de R\$ 2.800;
- ii. Ações Cíveis Públicas movidas pelo Ministério Público Estadual de Andará em face da Controlada 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. Os valores em 31 de dezembro de 2024 totalizam a quantia de R\$ 11.094 (R\$ 10.620 em 31 de dezembro de 2023).

23.3.4.2. *Rio Paraná Energia S.A.*

a) Causa com chance de perda possível, com valores envolvidos passíveis de estimava

As variações na rubrica de contingências ambientais são decorrentes de atualizações monetárias relativas às ações judiciais ajuizadas em face da Companhia, envolvendo danos ambientais causados pela suposta inobservância dos preceitos legais relativos a:

- i. ocupações irregulares em Área de Preservação Permanente – (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;
- v. cumprimento de Programas Ambientais.

Abaixo, seguem detalhes dos principais processos ambientais, em 31 de dezembro de 2024:

- 6 Autos de Infração lavrados pelo Instituto de Meio Ambiente de Mato Grosso do Sul – (IMASUL) e Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – (IBAMA), totalizando R\$ 9.462 (R\$ 8.521 em 31 de dezembro de 2023), por supostos impactos ambientais decorrente de suposta mortandade de peixes relativa aos baixos níveis do reservatório da UHE Jupiá, ocupação irregular em APP, suposto descumprimento da Licença de Operação de soltura de alevinos, e suposto uso de substância (dicloro isocianurato de sódio – MD-60) em desacordo com autorização ambiental. Em todos os casos, foram apresentadas as Defesas Administrativas e em alguns casos já apresentados Recursos Administrativos, aguardando-se julgamento pelos órgãos ambientais;

- 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 UHEs Jupiá e Ilha Solteira. Foi proferida a sentença (decisão de 1ª instância) julgando improcedente a ação e os autos aguardam eventual oposição de Embargos de Declaração e/ou interposição de Recurso de Apelação pelo MPF. O valor atualizado é de R\$ 6.149 (R\$ 5.886 em 31 de dezembro de 2023);

- 44 Ações de indenização por danos morais e materiais ajuizadas em 2023 por supostos pescadores em face da Rio Paraná e CESP/AUREN, cuja discussão se refere ao suposto dano causado pelo blecaute ocorrido na UHE Jupiá em 2009, o qual teria levado à morte de peixes na região do rio Paraná, reduzindo a renda mensal dos mesmos. 34 processos já tiveram Decisão Judicial extinguindo as ações sem resolução de mérito por ausência de interesse processual, e que transitaram em julgado, com decisões favoráveis à Rio Paraná. O valor atualizado é de R\$ 281 (R\$ 1.984 em 31 de dezembro de 2023).

b) Causa com chance de perda possível, com valores envolvidos não passíveis de estimava

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

- i. recuperação da APP;
- ii. a demolição de edificações/ocupações irregulares (caso obrigação não seja cumprida pelos ocupantes);

- iii. pagamento de indenização pelos danos ambientais irrecuperáveis a serem apurados em eventual perícia a ser designada nos autos. A Rio Paraná passou a integrar o polo passivo das ações como réu e os processos estão atualmente em andamento em primeira instância, em fase de instrução processual.

A chance de perda da Companhia 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.

23.3.5. Regulatórias

23.3.5.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2024, as contingências regulatórias com expectativa de perda possível somam um total de R\$ 74.407, sendo que as principais contingências são referentes a:

- i. Por conta da recusa da Controlada em pagar os valores em disputa na Ação Ordinária mencionada na nota explicativa nº 11.3 (Encargos de Uso da Rede Elétrica), a Aneel autuou a Rio Paranapanema por meio do Auto de Infração nº 014/2009-SFG por supostamente não ter a Controlada (i) firmado os CUSD com as concessionárias de distribuição; e (ii) não ter quitado o passivo da TUSD-g acumulado de julho de 2004 a junho de 2009. Por conta disso, a Controlada ajuizou Mandado de Segurança para suspender a cobrança da multa imposta, tendo sido a liminar deferida em junho de 2009. Em junho de 2013, a sentença denegou o pedido de liminar feito pela Rio Paranapanema no Mandado de Segurança impetrado, mantendo-se a multa imposta pela Aneel. Em outubro de 2013 a Controlada requereu no processo a suspensão da exigibilidade da multa até o julgamento definitivo do Mandado de Segurança, mediante o depósito do valor integral e atualizado da multa objeto da ação. Em dezembro de 2013, a Controlada interpôs recurso de apelação, o qual ainda está pendente de julgamento. A classificação é de perda possível, e o valor é de R\$ 46.146 (R\$ 43.720 em 31 de dezembro de 2023);
- ii. Entre 2010 e 2012, uma associação de distribuidoras e uma distribuidora ingressaram com ações judiciais visando anular os despachos da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF)/Aneel nº 2.517/2010 e 1.175/2012, respectivamente. A Controlada pode ser impactada por eventuais decisões favoráveis às distribuidoras. O valor atualizado em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 28.261 (R\$ 26.959 em 31 de dezembro de 2023).

23.3.5.2. Rio Paraná Energia S.A.

As contingências regulatórias com expectativa de perda possível somam um total de R\$ 11.554, decorrente de ações judiciais ajuizadas por municípios em face da Aneel, Rio Paraná, CESP/AUREN e AES Tietê, cuja discussão se refere ao pagamento de CFURH, uma compensação financeira pela atualização/resultados da exploração de recursos hídricos para geração de energia. A Rio Paraná apresentou suas Contestações nos casos acima. Processos em 1ª instância.

24. Contratos futuros de energia

24.1. Política contábil

As operações de contratos futuros de energia são transacionadas em mercado ativo e reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, com base no preço contratado ou no preço de mercado das contratações em aberto na data do balanço.

Este valor justo é estimado, em grande parte, pelas cotações de preço utilizadas no mercado ativo de balcão, na medida em que tais dados observáveis de mercado existam, e, se necessário, 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, consiste na taxa de Depósitos Interbancários (DI), acrescida da taxa de risco da contraparte definida em política contábil pelo Grupo.

24.2. Composição

	Consolidado		
	2023		
	Ativo	Passivo	Efeito líquido
Circulante	136.786	73.469	63.317
Não circulante	66.311	111.412	(45.101)
	203.097	184.881	18.216

24.3. Movimentação

Consolidado	
Saldo em 31 de dezembro de 2022	122.454
Contratos novos	18.792
Contratos realizados	(67.126)
Variação no valor justo	(55.904)
	(104.238)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	18.216
Contratos novos	(37.090)
Contratos realizados	(36.200)
Variação no valor justo	(233.505)
Reversão do MTM	288.579
	(18.216)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-

24.4. CTGNE

A partir do terceiro trimestre de 2024, a CTG NE alterou seu foco de atividade, deixando de como trader de contratos compra e venda de energia e passa a negociar contratos de venda de energia advinda dos novos empreendimentos de geração renovável do Grupo CTG BR, referente às empresas Arinos.

Com essa mudança, a CTG NE passa a negociar contratos de venda de energia advinda de partes relacionadas, dos projetos de renováveis na CCEE deixando de aplicar a metodologia da marcação a mercado dos contratos de energia. Assim, os efeitos futuros de seus contratos de comercialização de energia, no montante de R\$ 114.133, foram revertidos.

24.5. CTG Trading

Conforme nota explicativa nº 1.9, com a incorporação da entidade e sua extinção, os efeitos futuros dos contratos de comercialização de energia, no montante de R\$ 174.446, foram revertidos.

25. Planos de pensão e aposentadoria – Rio Paranapanema Energia

25.1. Benefícios a empregados

25.1.1. Política contábil

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 110/2022 (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.

25.2. Contribuição definida

25.2.1. Política contábil

No plano de contribuição definida, a Controlada faz contribuições mensais contratuais para o plano de previdência privada conforme opção do colaborador para esse benefício. A Controlada 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\$ 1.609 (R\$ 1.845 em 31 de dezembro de 2023).

25.3. Benefício definido

25.3.1. Política contábil

A Controlada 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 da Controlada 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. 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 designou a empresa Mercer Human Resource Consulting Ltda., atuária independente, para conduzir a avaliação atuarial anual, visando determinar os passivos e custos que eles 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 110/2022. 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.

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

	2024	2023
Obrigação de benefício definido	(365.454)	(409.204)
Valor justo do ativo do plano	412.585	404.714
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo / passivo oneroso	(47.131)	-
Passivo reconhecido no balanço patrimonial	-	(4.490)

No exercício de 2024, a Controlada reverteu o saldo em seu passivo de longo prazo (R\$ 4.490 em 31 de dezembro de 2023) em contrapartida ao patrimônio líquido (outros resultados abrangentes), conforme estabelecido pelo CPC 33 (R1) / IAS 19 – Benefícios a empregados, devido a alteração do limite máximo reconhecido de ativo / passivo oneroso.

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

	2024	2023
Valor líquido do passivo de benefício definido no final do ano anterior	(4.490)	(11.108)
Custo da obrigação de benefício definido incluído no resultado da empresa	(1.609)	(1.845)
Contribuições da empresa realizadas no exercício	1.139	1.337
Redimensionamento da obrigação de benefício definido incluído em outros resultados abrangentes ('OCI')	4.960	7.126
Valor líquido do passivo de benefício definido no final do ano	-	(4.490)

25.3.4. *Evolução do valor presente das obrigações no final do exercício*

	2024	2023
Obrigação de benefício definido no final do ano anterior	409.204	401.112
Custo do serviço corrente	2.808	3.037
Custo do serviço	1.040	921
Contribuição de participante	1.768	2.116
Custo dos juros	39.196	40.323
Benefícios pagos pelo plano no exercício	(32.773)	(31.310)
Redimensionamento da obrigação	(52.981)	(3.958)
Obrigação de benefício definido no final do ano	365.454	409.204

25.3.5. *Evolução do valor justo dos ativos no final do exercício*

	2024	2023
Valor justo do ativo do plano no final do ano anterior	404.714	390.004
Rendimento real dos ativos	37.736	42.567
Juros sobre o valor justo do ativo do plano	38.627	39.399
Rendimento do valor justo do ativo do plano	(891)	3.168
Contribuições no exercício	2.908	3.453
Benefícios pagos pelo plano no exercício	(32.773)	(31.310)
Valor justo dos ativos no final do exercício	412.585	404.714

25.3.6. *Despesa anual reconhecida no resultado do exercício*

	2024	2023
Custo do serviço corrente	1.040	921
Custo dos juros sobre a obrigação de benefício definido	39.196	40.323
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	(38.627)	(39.399)
Total	1.609	1.845

25.3.7. Remensurações atuariais reconhecidas em outros resultados abrangentes

	2024	2023
Saldo no início do exercício		
Efeito da alteração de premissas financeiras	(39.660)	14.780
Efeito da alteração de premissas demográficas	172	(622)
Efeito da experiência do plano	(13.494)	(18.116)
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	891	(3.168)
Alteração do limite máximo de reconhecimento do passivo oneroso no final do ano	47.131	-
Saldo no final do exercício	(4.960)	(7.126)

25.3.8. Premissas utilizadas nas avaliações atuariais

25.3.8.1. Hipóteses econômicas

	2024	2023
Taxa nominal de desconto (*)	11,12% ao ano	9,92% ao ano
Taxa de retomo esperado dos ativos	11,12% ao ano	9,92% ao ano
Taxa nominal de crescimento salarial	6,60% ao ano	6,60% ao ano
Crescimento dos benefícios da previdência social e dos limites	4,00% ao ano	4,00% ao ano
Taxa de inflação estimada no longo prazo	4,00% ao ano	4,00% ao ano
Fator de capacidade		
Salários	100,00%	100,00%
Benefícios	100,00%	100,00%

(*) Utilização de taxas nominais.

25.3.8.2. Hipóteses demográficas

	2024	2023
Mortalidade geral	AT-2000 (masculina) suavizada em 10%	AT-2000 (masculina) suavizada em 10%
Entrada em invalidez	Mercer Disability M suav . Em 50%	Mercer Disability suav . Em 50%
Mortalidade de inválidos	AT - 1949 Masculina agravada em 10%	AT - 1949 Masculina agravada em 10%
Composição familiar	Funcesp 2014	Funcesp 2014
Idade de aposentadoria	Tempo de contribuição INSS: 35 Homens e 30 Mulheres Tempo de filiação ao Plano: 15 anos	Tempo de contribuição INSS: 35 Homens e 30 Mulheres Tempo de filiação ao Plano: 15 anos
Taxa de crescimento salarial	2,22%	1,69%
Rotatividade	ExpR_2023	ExpR_2012* suavizada em 50%

25.3.9. Dados dos participantes

	2024	2023
Numero de Participantes		
Ativos	144	163
Aposentados	216	209
Inválidos	13	18

25.3.10. Análise de sensibilidade das premissas atuariais

Com a finalidade de verificar o impacto nas obrigações atuariais, que em 31 de dezembro de 2024 foi de R\$ 365.454, a Controlada indireta realizou análise de sensibilidade da principal premissa atuarial, a taxa de desconto, considerando uma variação de 1 p.p., tendo como resultado os seguintes efeitos:

	Taxa de desconto	
	(+1,00 p.p.)	(-1,00 p.p.)
Impacto na Obrigação de Benefício Definido	(30.342)	(37.474)
Total da Obrigação de Benefício Definido	335.112	371.730
Duration da obrigação (em anos)	9,30	10,20

25.3.11. Estimativa da despesa de benefício definido para o próximo exercício

Custo do serviço corrente	866
Custo dos juros	38.961
Rendimento esperado dos ativos do plano	(38.961)
Custo da obrigação de benefício definido	866

25.3.12. Outras informações sobre as obrigações atuariais

O valor esperado de contribuições da Controlada Rio Parapanema Energia para o exercício de 2024 é de R\$ 1.872 (R\$ 2.494 em 31 de dezembro de 2023).

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

1 ano	30.431
Entre 2 e 5 anos	134.570
Entre 5 e 10 anos	201.641

26. Patrimônio líquido

26.1. Capital social subscrito e integralizado

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

Em 31 de dezembro de 2024 e 2023, o capital subscrito e integralizado do Grupo é de R\$ 11.670.895, equivalentes a 992.653.503 (Novecentos e noventa e dois milhões, seiscentos e cinquenta e três mil e quinhentos e três) de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, totalmente subscritas, assim distribuídas dentre os acionistas:

Acionistas	2024 e 2023	
	Ações ordinárias	%
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.	985.069.630	99,24
China Three Gorges Latam Holding S.À.R.L.	7.583.873	0,76
	992.653.503	100,00

26.2. Reservas de lucros

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

26.3. 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.

26.4. Destinação dos lucros acumulados no exercício

	2024	2023
Lucro líquido do exercício	1.500.118	1.816.213
Constituição da reserva legal	(75.005)	(90.811)
Base de cálculo dos dividendos	1.425.113	1.725.402
Distribuições		
Dividendos	520.500	-
JSCP	476.000	530.000
	996.500	530.000
Distribuições mínimas obrigatória (25%)	356.278	431.351
Distribuições adicionais	640.222	98.650

Deliberação	Provento	R\$ mil	R\$
AGE de 19/12/2024	Dividendo	520.500	0,52435
AGE de 16/12/2024	Juros sobre capital próprio	476.000	0,47952
AGE de 21/12/2023	Juros sobre capital próprio	530.000	0,53392

26.5. 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.

26.6. Participação de acionistas não controladores

A participação total dos acionistas não controladores no balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2024 é composta por:

- (i) Rio Paraná Energia (Controlada) correspondente à R\$ 4.204.820;
- (ii) Rio Paranapanema Participações (Controlada) correspondente à R\$ 602.450;
- (iii) Rio Paranapanema Energia (Controlada indireta) correspondente à R\$ 60.751.

27. Receita operacional líquida

27.1. Política contábil

27.1.1. Reconhecimento da receita

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 Diretoria do Grupo, ajustados posteriormente por ocasião da disponibilidade dessas informações.

27.1.2. Receita de geração e comercialização no Ambiente de Contratação Livre (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.

27.1.3. 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. 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.

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 PDI: são custos proporcionais a RAG, que estão sendo apresentados de forma líquida.

27.1.4. 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.

	Consolidado	
	2024	2023
Receita operacional bruta		
Contratos ACL	2.359.984	2.696.534
Contratos ACR	1.740.770	1.700.667
Comercialização de energia	389.514	494.118
Mercado de curto prazo (MCP)	234.881	148.528
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	24.744	63.945
	4.749.893	5.103.792
Receita de ativos financeiros		
Juros e atualização monetária	1.713.864	1.596.837
	1.713.864	1.596.837
Total receita operacional bruta	6.463.757	6.700.629
Deduções à receita operacional		
PIS e COFINS	(563.586)	(567.662)
ICMS	(37.177)	(35.723)
PDI	(26.713)	(54.747)
	(627.476)	(658.132)
Receita operacional líquida	5.836.281	6.042.497

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

28.1. Energia elétrica vendida

	Consolidado			
	2024		2023	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos ACL	12.820.466	2.359.984	13.167.105	2.696.534
Contratos ACR	15.400.695	1.740.770	15.245.793	1.700.667
Comercialização de energia	3.305.468	389.514	2.938.490	494.118
Mercado de curto prazo (MCP)	2.314.646	234.881	2.018.347	148.528
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	1.038.441	24.744	3.376.262	63.945
	34.879.716	4.749.893	36.745.997	5.103.792

(*) Não auditado pelos auditores independentes

28.2. Energia elétrica comprada

	Consolidado			
	2024		2023	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos ACL	1.017.423	185.445	680.431	145.778
Comercialização de energia	3.342.026	343.407	2.956.161	426.501
Mercado de curto prazo (MCP)	351.269	39.513	87.216	21.741
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	1.975.606	60.968	427.557	25.547
(-) Crédito de PIS	-	(9.964)	-	(10.145)
(-) Crédito de COFINS	-	(45.896)	-	(46.731)
	6.686.324	573.473	4.151.365	562.691

(*) Não auditado pelos auditores independentes

28.3. Encargos de uso da rede elétrica

28.3.1. Política contábil

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.

	Consolidado	
	2024	2023
Tust	434.280	418.431
TUSD	44.676	41.572
Encargos de conexão	468	466
(-) Crédito de PIS	(7.620)	(7.456)
(-) Crédito de COFINS	(35.098)	(34.346)
	436.706	418.667

29. Resultado financeiro

29.1. Política contábil

As receitas e despesas 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 rendimento de aplicações financeiras, variações monetárias, variações cambiais, juros entre outras.

	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
Receitas				
Rendimento de aplicações financeiras	34.381	84.403	228.127	257.721
Variações monetárias	3.376	2.496	76.224	110.575
Depósitos judiciais	(5)	11	52.353	63.273
Uso do bem público (UBP)	-	-	359	3.187
Tributos a recuperar	3.381	2.485	4.724	3.088
Inadimplência CCEE	-	-	2.568	1.080
Liminares CCEE	-	-	15.998	38.937
Outras	-	-	222	1.010
Variação cambial ativa	24.541	-	74.029	399.722
Instrumentos financeiros derivativos - NDF	120.559	-	120.559	-
Compensação financeira	-	-	1.200	-
(-) PIS e COFINS	(59.893)	(59.642)	(78.475)	(77.676)
Outras receitas financeiras	(28)	8	245	364
	122.936	27.265	421.909	690.706
Despesas				
Juros	(35.541)	-	(304.231)	(378.351)
Debêntures	(1.579)	-	(174.089)	(229.919)
Empréstimos	-	-	-	(44.008)
Financiamentos	-	-	(20.346)	(24.223)
Partes relacionadas	(33.962)	-	(109.718)	(80.105)
Outros	-	-	(78)	(96)
Variações monetárias	(242)	(16)	(52.168)	(58.627)
Uso do bem público (UBP)	-	-	(5.594)	(3.150)
Liminares CCEE	-	-	(10.511)	(1.152)
Provisões para riscos	(1)	(16)	(6.232)	(16.919)
Debêntures	-	-	(7.075)	(14.585)
Financiamentos	-	-	(2.090)	(3.047)
Outras	(241)	-	(20.666)	(19.774)
Variação cambial passiva	(239.760)	-	(601.666)	(248.054)
Despesas plano de pensão	-	-	(1.609)	(1.845)
Carta fiança	(4.217)	(5.257)	(4.217)	(5.257)
Ajuste a valor presente do UBP	-	-	(247)	(3.291)
Atualização / AVP de provisão de grandes reparos	-	-	(274.235)	(117.056)
Outras despesas financeiras	(1.755)	(2.490)	(6.145)	(6.426)
	(281.515)	(7.763)	(1.244.518)	(818.907)
Resultado financeiro líquido	(158.579)	19.502	(822.609)	(128.201)

30. Apuração do imposto de renda e contribuição social e tributos diferidos

30.1. Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido

30.1.1. Política contábil

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					
	2024			2023		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Resultado antes do IRPJ e CSLL		1.500.001			1.818.063	
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
IRPJ e CSLL a alíquota pela legislação	(375.000)	(135.000)	(510.000)	(454.516)	(163.626)	(618.142)
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva						
Equivalência patrimonial de controladas / coligadas	438.947	158.021	596.968	474.357	170.768	645.125
Juros sobre capital próprio (JSCP)	(38.127)	(13.726)	(51.853)	(17.774)	(6.398)	(24.172)
Prejuízo Fiscal e Base de Cálculo Negativa sem constituição de IRPJ e CSLL diferido	-	-	-	(1.180)	(425)	(1.605)
Diferenças temporárias sem constituição de IR/CS diferido	(23.407)	(8.427)	(31.834)	(721)	(260)	(981)
Incentivos fiscais	72	-	72	187	-	187
Outras (adições) exclusões permanentes, líquidas	(2.510)	(911)	(3.421)	(1.657)	(605)	(2.262)
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	(25)	(43)	(68)	(1.304)	(546)	(1.850)
IRPJ e CSLL correntes	25	43	68	1.304	546	1.850
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	25	43	68	1.304	546	1.850
Ajustes correntes - exercícios anteriores	(244)	(87)	(331)	-	-	-
Ajustes diferidos - exercícios anteriores	107	39	146	-	-	-
Total IRPJ e CSLL com efeito no resultado	(112)	(5)	(117)	1.304	546	1.850
Alíquota efetiva	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,1%

	Consolidado					
	2024			2023		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Resultado antes do IRPJ e CSLL		3.017.957			3.535.110	
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
IRPJ e CSLL a alíquota pela legislação	(754.489)	(271.616)	(1.026.105)	(883.778)	(318.160)	(1.201.938)
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva						
Equivalência patrimonial de controladas / coligadas	35.382	12.738	48.120	25.801	9.289	35.090
Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos (*)	39.023	14.048	53.071	-	-	-
Juros sobre capital próprio (JSCP)	182.633	65.747	248.380	186.277	67.060	253.337
Prejuízo Fiscal e Base de Cálculo Negativa sem constituição de IRPJ e CSLL diferido	(11.930)	(4.297)	(16.227)	36.707	13.136	49.843
Doações Incentivadas	18.324	-	18.324	12.082	-	12.082
Mais-valia	(15.312)	(5.512)	(20.824)	(15.237)	(5.485)	(20.722)
Diferença por tributação de lucro presumido em controladas	2.395	578	2.973	1.395	361	1.756
Diferenças temporárias sem constituição de IR/CS diferido	(22.127)	(7.967)	(30.094)	(721)	(260)	(981)
Incentivos fiscais	202	-	202	2.950	-	2.950
Adesão ao programa Litígio Zero (nota 23.2.3.1)	(5.263)	(1.895)	(7.158)	-	-	-
Outras (adições) exclusões permanentes, líquidas	(9.520)	(3.499)	(13.019)	(6.707)	(2.506)	(9.213)
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	(540.682)	(201.675)	(742.357)	(641.231)	(236.565)	(877.796)
IRPJ e CSLL correntes	499.803	186.960	686.763	437.565	163.246	600.811
IRPJ e CSLL diferidos	40.879	14.715	55.594	203.666	73.319	276.985
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	540.682	201.675	742.357	641.231	236.565	877.796
Ajustes correntes - exercícios anteriores	(440)	(87)	(527)	-	-	-
Ajustes diferidos - exercícios anteriores	107	39	146	22	-	22
Total IRPJ e CSLL com efeito no resultado	540.349	201.627	741.976	641.253	236.565	877.818
Alíquota efetiva	17,9%	6,7%	24,6%	18,1%	6,7%	24,8%

(*) A reversão da provisão, tratada nesta linha, está referenciada no item 13.5 desta demonstração, cujo impacto na reconciliação de impostos deve-se ao fato da incorporada Rio Sapucaí Mirim Energia Ltda ser optante pelo Lucro Presumido e não registrou um diferido ativo quando da sua constituição.

30.2. Tributos diferidos

30.2.1. Política contábil

O imposto de renda e contribuição social diferidos são reconhecidos usando-se o método do passivo sobre as diferenças temporárias decorrentes de diferenças entre as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas demonstrações financeiras.

Adicionalmente, são reconhecidos somente na proporção da probabilidade de que o lucro tributável futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser usadas. O montante do imposto de renda diferido ativo é revisado a cada data das demonstrações financeiras e reduzido pelo montante que não seja mais realizável através de lucros tributáveis futuros. Ativos e passivos fiscais diferidos são calculados usando as alíquotas fiscais aplicáveis ao lucro tributável nos anos em que essas diferenças temporárias deverão ser realizadas.

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

O Grupo apresenta o imposto de renda e contribuição social diferidos no grupo não circulante conforme CPC 26 / IAS 1 — Apresentação das demonstrações financeiras.

	Controladora					
	2024			2023		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Ativo de imposto diferido						
Diferenças temporárias						
Provisões para riscos (*)	-	-	-	108	38	146
Total bruto	-	-	-	108	38	146
Passivo de imposto diferido						
Diferenças temporárias						
Instrumentos financeiros derivativos	(552)	(199)	(751)	-	-	-
Total bruto	(552)	(199)	(751)	-	-	-
Imposto diferido líquido	(552)	(199)	(751)	108	38	146

(*) Saldo oriundo de incorporação da controlada CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda em 2023 estornado em 2024.

	Consolidado					
	2024			2023		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Ativo de imposto diferido						
Prejuízo fiscal e Base de cálculo negativa	265.610	94.466	360.076	317.810	113.259	431.069
Diferenças temporárias						
Provisões para grandes reparos	378.455	136.244	514.699	298.099	107.316	405.415
Variação cambial	128.205	46.154	174.359	50.100	18.036	68.136
Liminares CCEE (GF)	28.889	10.400	39.289	30.261	10.894	41.155
Provisões para riscos	24.695	8.889	33.584	31.366	11.290	42.656
Provisões de penalidades contratuais	9.235	3.324	12.559	9.231	3.325	12.556
Benefício fiscal	4.508	1.623	6.131	5.606	2.018	7.624
Participações nos Lucros e Resultado (PLR)	5.462	1.965	7.427	5.439	1.959	7.398
Amortização de direito de uso	-	-	-	209	75	284
Outras provisões	2.362	852	3.214	1.725	621	2.346
Total bruto	847.421	303.917	1.151.338	749.846	268.793	1.018.639
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	(734.949)	(264.582)	(999.531)	(598.821)	(215.576)	(814.397)
Total	112.472	39.335	151.807	151.025	53.217	204.242
Passivo de imposto diferido						
Diferenças temporárias						
Efeitos de ativo financeiro vinculado a concessão	(1.574.128)	(566.687)	(2.140.815)	(1.401.330)	(504.479)	(1.905.809)
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	(188.947)	(68.022)	(256.969)	(207.291)	(74.626)	(281.917)
Ajuste de avaliação patrimonial	(78.430)	(28.234)	(106.664)	(100.894)	(36.322)	(137.216)
Juros sobre depósito vinculado	(54.285)	(19.543)	(73.828)	(43.401)	(15.624)	(59.025)
Ajuste a valor presente do UBP	(7.943)	(2.859)	(10.802)	(7.558)	(2.720)	(10.278)
Reserva especial - Reorganização societária - Aquisição Rio Sapucaí-Mirim Energia	(6.513)	(2.345)	(8.858)	(6.513)	(2.345)	(8.858)
Ajuste atuarial plano de pensão	(3.811)	(1.372)	(5.183)	(2.688)	(968)	(3.656)
Contratos futuros de energia	-	-	-	(4.554)	(1.640)	(6.194)
Instrumentos financeiros derivativos	(552)	(199)	(751)	-	-	-
Total bruto	(1.914.609)	(689.261)	(2.603.870)	(1.774.229)	(638.724)	(2.412.953)
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	734.949	264.582	999.531	598.823	215.576	814.399
Total	(1.179.660)	(424.679)	(1.604.339)	(1.175.406)	(423.148)	(1.598.554)
Imposto diferido líquido	(1.067.188)	(385.344)	(1.452.532)	(1.024.381)	(369.931)	(1.394.312)

O 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:

	2025	2026	2027	2028	2029	A partir de 2030	Total
Imposto diferido ativo	63.012	41.255	60.017	58.843	57.291	870.920	1.151.338
Imposto diferido passivo	(131.319)	(129.061)	(129.380)	(128.809)	(122.302)	(1.962.999)	(2.603.870)
Imposto diferido líquido	(68.307)	(87.806)	(69.363)	(69.966)	(65.011)	(1.092.079)	(1.452.532)

31. Lucro por ação

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

Os quadros a seguir apresentam os dados de resultados e ações utilizadas no cálculo dos lucros básico e diluído por ação:

	Controladora	
	2024	2023
Numerador		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas da Companhia		
Lucro líquido do exercício	1.500.118	1.816.213
Denominador (Média ponderada de números de ações)		
Ações ordinárias	992.653	992.653
Resultado básico e diluído por ação	1,51122	1,82966

32. Informações por segmento

32.1. Política contábil

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 Diretores 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\$ 406 milhões): reconhecimento da remuneração a valor presente da parcela do mercado regulado do contrato de concessão (RBO – Retorno da Bonificação da Outorga) como receita do Ativo Financeiros, sendo a emissão das NFs de venda de energia considerada como a realização desse Ativo Financeiro;
- ✓ Depreciação e Amortização (R\$ 251 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 35%); (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\$ 274 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\$ 126 milhões): imposto diferido calculado sobre as diferenças temporárias acima descritas.

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

Principais Indicadores de Gestão	2024							
	Geração	Margem %	Comercialização	Margem %	Administração e outros	Margem %	Consolidado ajustado	Margem %
Receita operacional líquida ajustada	5.052.913	100,0%	377.361	100,0%	-	0,0%	5.430.274	100,0%
Ebitda ajustado	4.034.754	79,9%	15.705	4,2%	(84.600)	0,0%	3.965.859	73,0%
Lucro líquido ajustado antes da variação cambial	2.440.831	48,3%	(10.877)	-2,9%	(205.605)	0,0%	2.224.349	41,0%
Lucro líquido ajustado	2.234.635	44,2%	(10.877)	-2,9%	(205.605)	0,0%	2.018.153	37,2%
Depreciação e amortização	(846.383)	-	-	-	(78.226)	-	(924.609)	-
Receita financeira	295.093	-	7.290	-	119.526	-	421.909	-
Despesa financeira	(688.756)	-	(10)	-	(281.517)	-	(970.283)	-
Imposto de renda e contribuição social	(560.073)	-	(33.862)	-	(22.318)	-	(616.253)	-

Principais Indicadores de Gestão	2023							
	Geração	Margem %	Comercialização	Margem %	Administração e outros	Margem %	Consolidado ajustado	Margem %
Receita operacional líquida ajustada	5.242.537	100,0%	464.281	100,0%	-	0,0%	5.706.818	100,0%
Ebitda ajustado	4.026.169	76,8%	(45.719)	-9,8%	(90.336)	0,0%	3.890.114	68,2%
Lucro líquido ajustado antes da variação cambial	2.350.981	44,8%	(24.687)	-5,3%	(71.974)	0,0%	2.254.320	39,5%
Lucro líquido ajustado	2.451.082	46,8%	(24.687)	-5,3%	(71.974)	0,0%	2.354.421	41,3%
Depreciação e amortização	(823.987)	-	-	-	(77.065)	-	(901.052)	-
Receita financeira	658.003	-	8.245	-	24.458	-	690.706	-
Despesa financeira	(694.073)	-	(14)	-	(7.764)	-	(701.851)	-
Imposto de renda e contribuição social	(715.030)	-	12.801	-	(24.473)	-	(726.702)	-

	2024	2023
Lucro líquido societário	2.275.981	2.657.292
Ajustes de GAAP líquidos de impostos na controlada Rio Paraná em virtude da aplicação ICPC-01	257.828	302.871
Lucro líquido ajustado	2.018.153	2.354.421
Ebitda societário ICVM 156/2022	4.514.054	4.329.285
Ajustes GAAP (Societário vs Regulatório) na controlada Rio Paraná em virtude da aplicação ICPC-01	406.665	335.965
Resultado de equivalência patrimonial das investidas	141.530	103.206
Ebitda ajustado ICVM 156/2022	3.965.859	3.890.114

	2024	2023
Lucro líquido societário	2.275.981	2.657.292
Imposto de renda e contribuição social	741.976	877.818
Resultado financeiro (líquido)	822.609	128.201
Depreciação e amortização	673.488	665.974
Ebitda societário ICVM 156/2022	4.514.054	4.329.285

	2024	2023
Receita líquida societária	5.836.281	6.042.497
Ajustes de GAAP líquidos de impostos na controlada Rio Paraná em virtude da aplicação ICPC-01	406.007	335.679
Receita líquida ajustada	5.430.274	5.706.818

33. Instrumentos financeiros

33.1. Política contábil

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.

33.2. Classificação

O Grupo pode classificar seus ativos financeiros nas seguintes categorias:

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

iii. Mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes;

A Diretoria 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.

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.

33.3. 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.

33.4. 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.

33.5. Mensuração do valor justo na data da aquisição

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

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

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

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

As operações do Grupo e suas Controladas compreendem a geração e a venda de energia elétrica para companhias distribuidoras e clientes livres. As vendas são efetuadas através dos denominados “contratos bilaterais”, assinados em período posterior ao da privatização das controladas, que determinam a quantidade e o preço de venda da energia elétrica. O preço é reajustado anualmente pela variação do IGP-M e/ou IPCA. Eventuais diferenças entre a quantidade de energia gerada, energia alocada e o somatório das quantidades vendidas através de contratos são ajustadas através das regras de mercado e liquidadas no âmbito da CCEE. Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio do Grupo estão descritos na nota explicativa nº 4.

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

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

33.6. Instrumentos financeiros no balanço patrimonial

33.6.1. 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	Consolidado					
	Classificação	Hierarquia do valor justo	2024		2023	
			Valor contábil	Valor a mercado	Valor contábil	Valor a mercado
Ativos financeiros						
Caixas e bancos	Custo amortizado	-	1.575	1.575	953	953
Aplicações financeiras	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	2.740.589	2.740.589	1.697.089	1.697.089
Aplicações financeiras vinculadas	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	26.859	26.859	24.566	24.566
Clientes	Custo amortizado	-	604.811	604.811	689.232	689.232
Ativo financeiro vinculado à concessão	Custo amortizado	-	12.651.773	12.651.773	12.245.768	12.245.768
Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)	Custo amortizado	-	25.647	25.647	34.643	34.643
Depósitos judiciais	Custo amortizado	-	707.607	707.607	660.204	660.204
Partes relacionadas	Custo amortizado	-	-	-	1.045	1.045
Instrumentos financeiros derivativos	Valor justo por meio de outros resultados abrangentes	Nível 2	122.768	122.768	-	-
Contratos futuros de energia	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	-	-	203.097	203.097
			16.881.629	16.881.629	15.556.597	15.556.597
Passivos financeiros						
Fornecedores	Custo amortizado	-	855.002	855.002	640.518	640.518
Encargos setoriais	Custo amortizado	-	133.945	133.945	152.472	152.472
Financiamentos	Custo amortizado	-	227.754	227.754	277.524	277.524
Debêntures	Custo amortizado	-	2.829.033	3.125.300	2.822.804	2.813.889
Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)	Custo amortizado	-	3.080.474	3.080.474	2.394.393	2.394.393
Uso do bem público (UBP)	Custo amortizado	-	37.788	37.788	36.050	36.050
Partes relacionadas	Custo amortizado	-	3.241.447	3.241.447	1.131.901	1.131.901
Contratos futuros de energia	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	-	-	184.881	184.881
			10.405.443	10.701.710	7.640.543	7.631.628

33.7. Instrumentos financeiros derivativos

33.7.1. Política contábil

Os derivativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo na data em que um contrato de derivativos é celebrado e são, subsequentemente, remensurados ao seu valor justo no final de cada mês. O ganho ou a perda resultante é reconhecido no resultado imediatamente a menos que o derivativo seja designado e efetivo como instrumento de *hedge*, em cujo caso a data de reconhecimento no resultado depende da natureza da relação de *hedge*.

A Companhia designa NDF (*Non Deliverable Forward*) como *hedge* para os fluxos de caixa para uma estrutura de *hedge* de componentes de risco de empréstimo *intercompany*.

No início do relacionamento de *hedge*, a Companhia documenta a relação econômica entre os instrumentos de *hedge* e os itens protegidos, incluindo mudanças nos fluxos de caixa dos instrumentos de *hedge* que devem compensar as mudanças nos fluxos de caixa dos itens protegidos por *hedge*.

A Companhia documenta seu objetivo e estratégia de gerenciamento de risco para a realização de suas operações de *hedge*. Mudanças no valor justo de qualquer instrumento derivativo que não se qualifique para contabilização de *hedge* são reconhecidas imediatamente no resultado e estão incluídas em resultado financeiro.

A Companhia estima o valor justo dos derivativos através de metodologia própria de marcação a mercado, partindo de cotações divulgadas em mercados ativos, sendo reconhecido o ganho ou a perda acumulada no instrumento de *hedge* desde o início de sua utilização. Os valores justos dos instrumentos financeiros derivativos designados nas relações de *hedge* são divulgados ao longo da Demonstração Financeira.

33.7.2. Contrato de Hedge

A Companhia celebrou em janeiro de 2024, com o banco Deutsche Bank S.A, dois contratos de derivativos na modalidade NDF, na qual a Companhia fixou o preço futuro da moeda CNH (Yuan Chinês) a uma taxa média de CNH/R\$ 0,7285, para o Empréstimo I contraído com a sua acionista Controladora China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L. (nota explicativa nº 21.4.2). A operação tem como objetivo a proteção de sua exposição ao risco cambial.

33.7.2.1. Contabilidade de Hedge (Hedge Accounting)

A Companhia designa suas operações sujeitas a *hedge accounting* com objetivo de proteção de fluxo de caixa, referente às suas exposições a riscos de variação do câmbio referente ao principal da dívida.

A Companhia utiliza instrumentos financeiros, mais especificamente, NDFs – Contrato a Termo, como instrumento de proteção da sua exposição ao empréstimo *intercompany*, e a prática vigente é de contratar exclusivamente junto a bancos de grande porte, de forma que o risco de crédito não seja relevante para a relação de *hedge*.

A Companhia adota o CPC 48 – Instrumentos Financeiros como prática contábil para contabilidade de *hedge* com o objetivo minimizar qualquer tipo de descasamento do resultado do exercício, onde, a Companhia formaliza em seus controles de *hedge* a relação econômica entre item protegido e instrumento de *hedge*, índice de *hedge* e teste de efetividade prospectivo. Segue abaixo o quadro referente aos instrumentos derivativos:

Instrumentos	Moeda Referencial	Contraparte	Data de início	Data de vencimento	Valor base (moeda estrangeira)	Ajuste MTM	Efeito do Hedge no Patrimônio líquido	Efeito do Hedge no resultado financeiro
Non Deliverable Forward - NDF	CNH / BRL	Deutsche Bank S.A	29/01/2024	13/01/2025	517.064	63.445	753	62.303
Non Deliverable Forward - NDF	CNH / BRL	Deutsche Bank S.A	30/01/2024	13/01/2025	517.064	59.323	705	58.256
					1.034.128	122.768	1.458	120.559

BRL – Real brasileiro

33.7.2.2. Efetividade do Hedge

A Companhia faz uso do *hedge* de fluxo de caixa para proteger a exposição à riscos provenientes de variação cambial de suas atividades de financiamento (Empréstimo I). A relação econômica entre o item protegido e instrumento de *hedge*, tem um índice de cobertura de 1,03.

Para testar a efetividade a Companhia adota a metodologia de análise de sensibilidade, que consiste na comparação da variação cambial do instrumento de *hedge* com a variação cambial do objeto de *hedge*, ambos contendo choques nas Ptax de apreçamento da data-base, conforme política de *hedge accounting*.

As fontes de inefetividade de *hedge* que podem afetar a relação de proteção durante o seu prazo, avaliadas pela Companhia, são o descasamento entre o volume de item protegido realizado e volume protegido pelo instrumento de *hedge*, e o descasamento entre datas de início e fim.

Os ganhos/perdas relacionados a parcela efetiva do *hedge* são reconhecidos no patrimônio líquido, na rubrica de outros resultados abrangentes, e a parcela inefetiva é reconhecida no resultado financeiro, em custo de *hedge*.

Os valores anteriormente reconhecidos em outros resultados abrangentes e acumulados no patrimônio líquido são reclassificados para o resultado nos períodos nos quais o item objeto de hedge afeta o resultado.

A relação de *hedge* é descontinuada a partir do momento que o instrumento de *hedge* não atenda aos requisitos de contabilidade de *hedge*, como por exemplo em casos de liquidação antecipada ou expiração do prazo do derivativo. A descontinuação é contabilizada prospectivamente.

Demonstramos a seguir, os impactos do *hedge* e sua efetividade com o cálculo da sensibilidade para o cenário provável considerando a taxa e saldo vigente em 31 de dezembro de 2024, calculada em cenários estimados conforme abaixo:

	Provável	25%	50%	-25%	-50%
Cotação CNH	0,8436	1,0545	1,2654	0,6327	0,4218
Hedge - Contratos a termo (NDF)	872.390	1.090.488	1.308.585	654.293	436.195
Fluxo de Caixa - Item Protegido	843.600	1.054.500	1.265.400	632.700	421.800
Impacto	28.790	35.988	43.185	21.593	14.395
Efetividade	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03

34. Seguros

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

Apólices	Vigência	Limite máximo de indenização (*)
Cobertura operacional		
Risco operacional	04/08/2024 a 04/08/2025	1.000.000
Responsabilidade civil	04/08/2024 a 04/08/2025	150.000
Responsabilidade civil ambiental	04/08/2023 a 04/08/2025	110.000
Responsabilidade civil para diretores e executivos	08/12/2024 a 08/12/2025	150.000
Construção Arinos Energias Renováveis		
Risco de engenharia	12/06/2023 a 31/01/2025	1.405.942
Responsabilidade civil	12/06/2023 a 31/01/2025	50.000
Construção Serra da Palmeira Energias Renováveis		
Risco de engenharia	27/12/2023 a 30/04/2026	1.773.595
Responsabilidade civil	29/09/2023 a 30/04/2026	100.000
Transporte	23/05/2024 a 23/05/2025	10.000

(*) Não auditados pelos auditores independentes

Foram realizados endossos (extensão de obra) para os seguros com vencimento em janeiro de 2025 referente ao RC e RE de Arinos, com as mesmas características apresentadas, até a finalização do projeto.

35. Transações não caixa

	Consolidado	
	2024	2023
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	61.154	56.332
Imposto diferido sobre a realização do ajuste de avaliação patrimonial	(20.792)	(19.154)
Projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	4.490	6.618
Imposto de renda e contribuição social sobre projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	(1.526)	(2.250)
Resultado atuarial com plano de pensão de benefício definido	597	628
Imposto de renda e contribuição social diferido sobre resultado atuarial	(204)	(214)
Hedge de fluxo de caixa	2.209	-
Imposto de renda e contribuição social diferido sobre hedge de fluxo de caixa	(751)	-

36. Compromissos assumidos e não reconhecidos

36.1. Contratos de compra e venda de energia elétrica

Contratos	Compromissos até
ACL - Contratos bilaterais	2038

37. Evento subsequente

37.1. Liberação dos recursos da 1ª emissão de Debêntures série única – CTG BR

Conforme nota explicativa nº 18.9 a Companhia emitiu sua primeira debênture em dezembro de 2024 onde parte das debêntures no valor de R\$ 300.000, foi subscrita e integralizada em 19 de dezembro de 2024. Nos dias 6 e 7 de janeiro e 25 de fevereiro de 2025, tivemos a subscrição e integralização de R\$ 1.150.000.

37.2. Liquidação de empréstimo CTG BR com CTG Lux

Em 13 de janeiro de 2025, foi liquidado o Empréstimo I captado em 25 de janeiro de 2024 junto a CTG Lux, assim como as NDFs contratadas para cobertura da variação cambial do principal da operação.

37.3. Amortização de principal e pagamento de juros do empréstimo com partes relacionadas da controlada Rio Paraná

Em 26 de fevereiro de 2025 a Rio Paraná efetuou a amortização do empréstimo com partes relacionadas mantida junto a CTG Lux. Foi feita a amortização parcial do principal da parcela com vencimento original em novembro de 2024 no montante de R\$ 221 milhões e pagamento dos juros acumulados no valor de R\$ 88 milhões.

Membros da Governança

Conselho de Administração

Zhang Liyi
Membro do Conselho

Zhang Jun
Membro do Conselho

Raul Calfat
Membro do Conselho

Maria Carolina Ferreira Lacerda
Membro do Conselho

Diretoria

Zhang Liyi
Diretor-Presidente

Silvio Alexandre Scucuglia da Silva
Diretor de Relações com Investidores

Evandro Leite Vasconcelos
Diretor

Marcio José Peres
Diretor

Rodrigo Teixeira Egreja
Diretor de Controladoria

Antonio dos Santos Entraut Junior
Contador - CRC PR-068461/O-1

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Administradores e Acionistas da
China Three Gorges Brasil Energia S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da China Three Gorges Energia S.A. ("Companhia"), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2024 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais e consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da China Three Gorges Brasil Energia S.A. em 31 de dezembro de 2024, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as "IFRS Accounting Standards", 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 às 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 - CFC, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principal assunto de auditoria

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

Ativo financeiro vinculado à concessão da controlada Rio Paraná

Conforme divulgado na nota explicativa nº 9 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a controlada Rio Paraná atua como prestadora de serviço de geração de energia elétrica em regime de alocação de cotas de garantia física de energia e potência. A Rio Paraná pagou um montante pelo direito de concessão, do qual uma parcela possui previsão contratual de pagamentos fixos e garantidos pelo Poder Concedente durante o prazo da concessão e sem risco de demanda, classificada como ativo financeiro. Em 31 de dezembro de 2024, o saldo do ativo financeiro vinculado à concessão, registrado no ativo circulante e não circulante, é de R\$12.651.773 mil. Devido à relevância dos valores e do julgamento significativo envolvido para definir as premissas de cálculo adotadas, consideramos a mensuração do ativo financeiro vinculado à concessão como um assunto significativo para a nossa auditoria.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) o entendimento dos controles internos, do modelo de negócio e da política estabelecida para as contabilizações e as mensurações subsequentes; (ii) a análise das movimentações dos saldos e testes substantivos sobre o modelo matemático e correspondentes dados e premissas.

Com base nos procedimentos de auditoria efetuados relacionados à mensuração e à divulgação do ativo financeiro vinculado à concessão e nas evidências de auditoria obtidas que suportam os nossos testes, entendemos que os critérios de mensuração adotados pela Diretoria, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa nº 9 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024 tomadas em conjunto.

Provisão para grandes reparos da controlada Rio Paraná

Conforme divulgado na nota explicativa nº 22 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, ao adquirir os direitos associados à concessão das usinas de Jupia e Ilha Solteira, a Diretoria, com base nas estimativas de engenheiros, provisionou o valor total que se espera despendar nos reparos necessários à operação das referidas unidades geradoras, de acordo com os requerimentos e níveis de disponibilidade previstos no Edital do Leilão. Em 31 de dezembro de 2024, o saldo da provisão para grandes reparos, registrado no passivo circulante e não circulante, é de R\$1.928.416 mil.

Devido à relevância dos valores e do julgamento significativo envolvido para mensurar a expectativa de desembolsos futuros, consideramos a mensuração da provisão para grandes reparos como um assunto significativo para a nossa auditoria. Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) o entendimento dos controles internos e dos processos e procedimentos para as contabilizações e as mensurações subsequentes; (ii) a análise retrospectiva relativa aos montantes classificados no circulante e pagos no exercício corrente; (iii) a análise das movimentações dos saldos, recálculo do ajuste a valor presente e testes substantivos em bases amostrais sobre os desembolsos realizados no exercício; (iv) a avaliação das divulgações efetuadas pela Diretoria nas demonstrações financeiras.

Nossos procedimentos anteriormente descritos e as evidências de auditoria obtidas que suportam os nossos testes revelaram um ajuste sobre o saldo da provisão de grandes reparos, o qual não foi efetuado pela Diretoria por ser considerado imaterial nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Também como resultado de nossos procedimentos anteriormente descritos, identificamos determinadas deficiências de controles internos relacionadas à mensuração da provisão para grandes reparos, as quais nos levaram a alterar nossa abordagem de auditoria e a ampliar a extensão e modificar a natureza de nossos procedimentos planejados.

Com base nos procedimentos de auditoria efetuados relacionados à mensuração e à divulgação da provisão para grandes reparos e nas evidências de auditoria obtidas que suportam os nossos testes, entendemos que os critérios de mensuração adotados pela Diretoria, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa nº 22 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024, tomadas em conjunto.

Provisão para riscos (passivos contingentes e regulatórios) da controlada Rio Paranapanema

Conforme divulgado nas notas explicativas nº 15 e nº 23 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a controlada Rio Paranapanema possui estimativa contábil relacionada à provisão para riscos fiscais, trabalhistas, cíveis, ambientais e regulatórios. A determinação da probabilidade de perda, assim como a definição da exposição à perda, requer o exercício de julgamento significativo da Diretoria, em conjunto com seus assessores jurídicos. Em 31 de dezembro de 2024, o saldo total da provisão para riscos (passivos contingentes), líquido dos depósitos judiciais diretamente relacionados, é de R\$87.180 mil, o valor referente aos processos cuja probabilidade de êxito foi considerada possível é de R\$256.606 mil, e o saldo referente à liminar da garantia física é de R\$409.518 mil (passivos regulatórios). Devido à relevância dos valores e do julgamento significativo envolvido para definir a probabilidade de perda, a subjetividade para mensurar as provisões e elaborar as divulgações necessárias para as demonstrações financeiras, com a utilização de conhecimento técnico e análise de jurisprudências, consideramos a mensuração da provisão para riscos como um assunto significativo para a nossa auditoria.

Dessa forma, nossos principais procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) o entendimento do processo de reconhecimento da provisão para riscos e divulgação dos processos relevantes; (ii) a confirmação externa com a totalidade dos escritórios advocatícios que patrocinam as causas em base interina e atualização da confirmação externa na data-base 31 de dezembro de 2024; (iii) a análise e o teste da movimentação dos saldos provisionados; (iv) a avaliação das divulgações efetuadas pela Diretoria nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Com base nos procedimentos de auditoria efetuados relacionados à mensuração e à divulgação da provisão para riscos da Companhia e nas evidências de auditoria obtidas que suportam os nossos testes, entendemos que os critérios de mensuração da provisão para riscos adotados pela Diretoria, assim como as respectivas divulgações nas notas explicativas nº 15 e nº 23 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024 tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado - DVA referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024, elaboradas sob a responsabilidade da Diretoria da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de "IFRS Accounting Standards", 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 reconciliadas com as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e os registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e o seu conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no pronunciamento técnico CPC 09 (R1) - 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.

Valores correspondentes do exercício anterior

As demonstrações financeiras mencionadas anteriormente incluem valores correspondentes do exercício findo em 31 de dezembro de 2023. A auditoria das demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2023 foi conduzida sob a responsabilidade de outros auditores independentes, que emitiram relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras, sem nenhuma modificação, com data de 28 de fevereiro de 2024.

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

A Diretoria da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório de Desempenho Econômico-Financeiro.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrange o Relatório de Desempenho Econômico-Financeiro, 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 de Desempenho Econômico-Financeiro e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 de Desempenho Econômico-Financeiro, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a esse respeito.

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

A Diretoria 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 "IFRS Accounting Standards", 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 Diretoria é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando e 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 Diretoria pretenda liquidar a Companhia e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e de 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 detecta as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte 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 de suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Diretoria.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela Diretoria, 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 e de suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar a 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 e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Planejamos e executamos a auditoria do grupo para obter evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou unidades de negócio do grupo como base para formar a opinião sobre as demonstrações financeiras do grupo. Somos responsáveis pela direção, pela supervisão e pela revisão do trabalho de auditoria executado para os propósitos da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

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



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

São Paulo, 27 de fevereiro de 2025

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes Ltda.
CRC nº 2 SP 011609/O-8

Renato Vieira Lima
Contador
CRC nº 1 SP 257330/O-5

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 a emissão das demonstrações financeiras anuais da Companhia relativas ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024; e (ii) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda., auditores independentes da Companhia, relativamente às demonstrações financeiras anuais da Companhia relativas ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024.

São Paulo, 25 de fevereiro de 2025.

Silvio Alexandre Scucuglia da Silva

Diretor

Evandro Leite Vasconcelos

Diretor

Relatório anual resumido e parecer do Comitê de auditoria, riscos e partes relacionadas estatutário

INTRODUÇÃO

O Comitê de Auditoria, Riscos e Partes Relacionadas (“COAUD” e/ou “Comitê”) da China Three Gorges Brasil Energia S.A. (“Companhia”), órgão estatutário de assessoramento que se reporta diretamente ao Conselho de Administração, foi instituído pela Reunião do Conselho de Administração (“RCA”) realizada em 24 de novembro de 2022, conforme previsto no art. 24 do Estatuto Social da Companhia e no art. 22 do Regulamento do Novo Mercado.

A elaboração do presente documento atende ao art. 26, (vi) do Estatuto Social da Companhia e ao art 22, parágrafo 1º do Regulamento do Novo Mercado.

FINALIDADE DO COMITÊ DE AUDITORIA, RISCOS E PARTES RELACIONADAS

Assessorar o Conselho de Administração da Companhia no que concerne ao exercício de suas funções de auditoria e supervisão (i) dos processos de apresentação de relatórios contábeis e financeiros; (ii) dos processos de controles internos, avaliação e monitoramento de riscos e gerenciamento de *compliance*; (iii) das atividades dos auditores internos e auditores externos independentes; e (iv) demais competências atribuídas ao Comitê, de acordo com o disposto no Regimento Interno do Comitê de Auditoria, Riscos e Partes Relacionadas (“Regimento Interno”).

COMPOSIÇÃO DO COMITÊ DE AUDITORIA, RISCOS E PARTES RELACIONADAS

Durante o exercício social de 2024, o Comitê foi composto pelos seguintes membros:

- Maria Carolina Ferreira Lacerda – Coordenadora (Conselheira de Administração Independente);
- Raul Calfat – Membro (Conselheiro de Administração Independente)
- Maria Helena Pettersson – Membro (Especialista em Contabilidade Societária)
- Junjie Wei – Membro

PRINCIPAIS ATIVIDADES REALIZADAS NO EXERCÍCIO SOCIAL 2024

Durante o ano de 2024, o Comitê reuniu-se em 9 (nove) ocasiões. As pautas das reuniões foram estabelecidas de acordo com as obrigações regimentais do Comitê. Os principais temas discutidos foram:

- Análise das Demonstrações Financeiras;
- Apresentação dos Resultados dos testes de Controles Internos;
- Apresentação e acompanhamento do Plano Anual de Auditoria Interna;
- Atualização dos Projetos de Riscos e Controles Internos;
- Atualização dos Processos de Segurança de Informação de Dados e Governança;
- Atualização da Carteira de Ações Judiciais da Companhia; e
- Atualização do Programa de *Compliance*;

I. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

O Comitê acompanhou e examinou o processo de elaboração das Demonstrações Financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 e procedeu à apreciação do Relatório da Administração, Relatório dos Auditores Independentes e demais documentos destinados à publicação.

O Comitê tomou conhecimento e verificou que as práticas contábeis adotadas pelos gestores responsáveis e auditores independentes durante a elaboração das demonstrações financeiras estão alinhadas às normas e legislações aplicáveis.

O Comitê reuniu-se com os auditores independentes durante o exercício de 2024 para acompanhamento dos trabalhos realizados e avaliou positivamente a performance, qualidade e independência dos auditores externos.

II. AUDITORIA INTERNA E GESTÃO DE RISCOS

O Comitê acompanhou, examinou e discutiu as atividades desenvolvidas pela Auditoria Interna, como o Plano Anual de Auditoria Interna; Resultados dos testes de Controles Internos; Projetos de Riscos e Controles Internos; e Programa de *Compliance*. O Comitê discutiu e recomendou ações para reduzir os riscos da Companhia e aumentar os controles internos.

III. PARTES RELACIONADAS

O Comitê acompanhou, em conjunto com a Administração, as transações com partes relacionadas, a fim de garantir o cumprimento da Política de Transações com Partes Relacionadas da Companhia.

IV. CANAL DE DENÚNCIAS

O Comitê acompanhou o canal de denúncias da Companhia, conforme previsto no Regimento Interno e Estatuto Social da Companhia.

PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA, RISCOS E PARTES RELACIONADAS

No exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, o Comitê acompanhou, examinou e discutiu as atividades da auditoria independente e considera que as demonstrações financeiras trimestrais e demonstrações contábeis anuais foram elaboradas em conformidade com a legislação brasileira, e recomenda sua aprovação pelo Conselho de Administração.

O Comitê exerceu suas atribuições sem interferências da Administração e não existe, até o momento, nenhuma divergência a ser relatada.

O Comitê, por fim, recomenda a aprovação do presente Relatório Anual Resumido do Comitê de Auditoria, Riscos e Partes Relacionadas Estatutário, referente ao exercício social de 2024, pelo Conselho de Administração da Companhia.

São Paulo, 27 de fevereiro de 2025.

Maria Carolina Lacerda
Coordenadora

Raul Calfat
Membro

Junjie Wei
Membro

Maria Helena Pettersson
Membro