



Relatório de administração e demonstrações financeiras

2025

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

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	4
MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO	5
PERFIL DA COMPANHIA	6
MAPA DE OPERAÇÃO	7
GOVERNANÇA CORPORATIVA	9
ORGANOGRAMA	11
COMPLIANCE E INTEGRIDADE	12
PERFORMANCE EM SUSTENTABILIDADE	13
CONJUNTURA ECONÔMICA E SETORIAL	14
CONTEXTO REGULATÓRIO	15
DESEMPENHO OPERACIONAL	18
PESSOAS	20
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	22
Principais indicadores	22
Contratos Futuros de Energia	23
Custos e outros resultados operacionais	23
Ebitda e margem Ebitda	25
Resultado financeiro	26
Endividamento	27
Lucro líquido	28
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	29
Balanços patrimoniais	29
Demonstrações do resultado	31
Demonstrações do resultado abrangente	32
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido	33
Demonstrações dos fluxos de caixa	34
Demonstrações do valor adicionado	35
Notas explicativas da Diretoria para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024	36
1. Informações gerais	36
2. Apresentação das demonstrações financeiras	48
3. Resumo das políticas contábeis materiais	50
4. Gestão de riscos do negócio	52
5. Caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras vinculadas	56

6. Clientes.....	58
7. Tributos a recuperar e a recolher.....	59
8. Repactuação do risco hidrológico – Rio Canoas.....	60
9. Ativo financeiro vinculado à concessão – Rio Paraná.....	61
10. Dividendos e Juros sobre o capital próprio a receber	61
11. Depósitos judiciais.....	62
12. Investimentos	63
13. Imobilizado	66
14. Intangível	69
15. Fornecedores	73
16. Encargos setoriais.....	75
17. Empréstimos – Rio Paranapanema Energia	76
18. Financiamentos – Rio Verde e Rio Canoas.....	79
19. Debêntures.....	82
20. Dividendos e Juros sobre capital próprio a pagar	87
21. Uso do bem público (UBP) – Rio Verde e Rio Canoas	88
22. Partes relacionadas.....	89
23. Provisões.....	94
24. Planos de pensão e aposentadoria – Rio Paranapanema Energia	106
25. Patrimônio líquido.....	110
26. Receita operacional líquida.....	111
27. Energia elétrica vendida, comprada e encargos de uso da rede	113
28. Resultado financeiro.....	114
29. Apuração do imposto de renda e contribuição social e tributos diferidos	115
30. Lucro por ação	118
31. Informações por segmento	118
32. Instrumentos financeiros	120
33. Seguros	124
34. Transações não caixa	125
35. Compromissos assumidos e não reconhecidos	125
36. Evento subsequente.....	125
Membros da Governança.....	126
Declaração da Diretoria.....	127

Relatório anual resumido e parecer do Comitê de auditoria, riscos e partes relacionadas estatutário.....	128
Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas.....	131

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 2025, 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 além da auditoria externa das demonstrações contábeis.

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

O ano de 2025 representou um período de avanços relevantes e aprendizados importantes para a CTG Brasil, em um contexto marcado por transformações no setor elétrico e por um ambiente macroeconômico ainda desafiador.

Um dos principais destaques do ano foi a entrada em operação dos primeiros projetos construídos pela Companhia. O Complexo Solar Arinos entrou em operação comercial plena dentro do cronograma definido, com investimento final abaixo do orçamento originalmente aprovado, resultado de uma gestão atenta à execução, ao planejamento financeiro e do acesso diferenciado a cadeia de suprimentos global.

Já o Complexo Eólico Serra da Palmeira concluiu sua fase de construção e iniciou a operação em regime de testes, conectada ao Sistema Interligado Nacional. Estes projetos inserem a participação das fontes solar e eólica no portfólio da CTG Brasil e reforçam a busca por maior equilíbrio e resiliência do modelo de negócios.

Na operação dos ativos existentes, demos continuidade ao programa de modernização das usinas de Jupia e Ilha Solteira, que avançou para o terceiro lote em 2025. Os resultados observados até o momento indicam ganhos em confiabilidade e eficiência, contribuindo para a manutenção de elevados níveis de disponibilidade do parque gerador. Esses avanços refletem um esforço contínuo de aprimoramento operacional, com atenção à segurança das pessoas, à integridade dos ativos e à gestão de riscos.

Participamos do leilão da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para a repactuação do passivo do sistema associado ao risco hidrológico (GSF — *Generation Scaling Factor*), obtendo com isso a extensão por mais quatro anos da concessão de duas de nossas usinas hidrelétricas, Capivara e Chavantes. Esse movimento reafirma o nosso compromisso com a continuidade das concessões, a preservação das sinergias operacionais da bacia do Rio Paranapanema e uma gestão orientada ao longo prazo.

Do ponto de vista financeiro, a Companhia manteve uma posição sólida ao longo do ano, e atingiu todos as metas previstas. A preservação do *rating* AAA.br pela Moody's Brasil e o baixo nível de alavancagem refletem uma condução prudente da estrutura de capital, apoiada por uma gestão ativa de riscos financeiros e cambiais, em um cenário que exigiu seletividade e cautela nas decisões.

Seguimos participando de forma construtiva de discussões de temas relevantes, acompanhando as discussões sobre a modernização do mercado de energia e a valorização dos atributos das usinas hidrelétricas em um sistema cada vez mais marcado pela intermitência das fontes renováveis.

Seguimos atentos aos desafios e às oportunidades que se apresentam para o setor, com o compromisso de conduzir a Companhia de forma responsável, buscando contribuir para o desenvolvimento do sistema elétrico brasileiro e para a construção de soluções energéticas sustentáveis.

Xinlin Zhang
CEO da CTG Brasil

PERFIL DA COMPANHIA

Fundada em 2013, a CTG Brasil nasceu como parte da estratégia global de expansão da China Three Gorges Corporation, líder mundial em geração de energia limpa. Em 2025, ao completar 12 anos de atuação, a Companhia consolida sua posição como um dos maiores players privados do setor elétrico brasileiro, com uma capacidade instalada total de cerca de 9 GW.

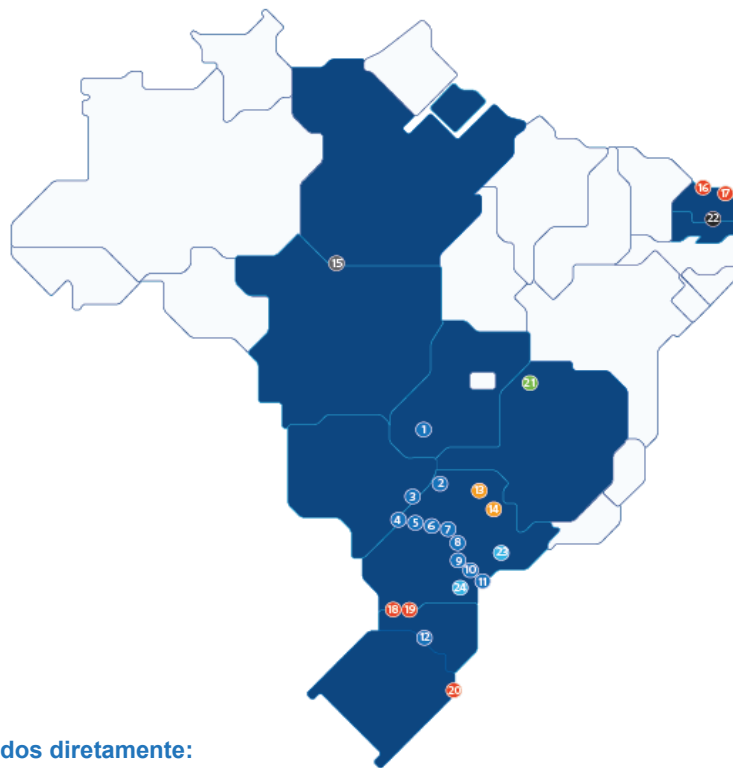
A estrutura operacional da CTG Brasil compreende a gestão de quatro subsidiárias principais — Rio Paraná, Rio Paranapanema, Rio Canoas e Rio Verde — responsáveis por 12 usinas hidrelétricas (UHES) e duas pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e 6 grupos de parques eólicos espalhados pelo Brasil. A Companhia também possui uma comercializadora de energia, a CTG Negócios, responsável por escoar a energia gerada pelos novos empreendimentos de energia renovável.

O ano de 2025 marcou a consolidação da CTG Brasil como desenvolvedora de novos empreendimentos (*greenfield*). O Complexo Solar Fotovoltaico Arinos, em Minas Gerais, entrou em operação comercial plena em meados do ano. Já o Complexo Eólico Serra da Palmeira, na Paraíba, iniciou sua operação em regime de teste no fim de 2025. O projeto aguarda a emissão do certificado para operação comercial plena pelo órgão regulador. Juntos, Arinos e Serra da Palmeira adicionam 1 GW de capacidade, diversificando o portfólio com fontes solar e eólica e agregando resiliência ao modelo de negócios.

A Companhia ainda concluiu a alienação de suas participações nas usinas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão.

Além disso, concluiu em 2025 sua primeira emissão de debêntures, iniciada em 2024, com um dos menores spread do mercado de energia brasileiro (DI + 0,43% a.a.) até a data de emissão, considerando o mesmo prazo de 5 anos. A companhia implementou instrumentos inovadores de proteção cambial (*hedge*) para dívidas em moeda chinesa. A eficiência da gestão financeira garante que a empresa mantenha baixo nível de alavancagem, de 1 vez o Ebitda, um dos menores do setor.

MAPA DE OPERAÇÃO



Ativos controlados diretamente:

- Usinas Hidrelétricas (UHEs)
- Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)
- Complexo Eólico (EOL)
em fase de testes
- Complexo Solar Fotovoltaico (UFV)

Ativos com participação acionária:

- Usinas Hidrelétricas (UHEs)
- Complexos Eólicos (EOL)
- Escritórios corporativos

Localização no mapa	Unidade Federativa (UF)	Ativo	Capacidade instalada
1	GO	UHE Salto	116,0 MW
2	SP/MS	UHE Ilha Solteira	3.444,0 MW
3	SP/MS	UHE Jupia	1.551,2 MW
4	SP/PR	UHE Rosana	354,0 MW
5	SP/PR	UHE Taquaruçu	525,0 MW
6	SP/PR	UHE Capivara	643,0 MW
7	SP/PR	UHE Canoas I	82,5 MW
8	SP/PR	UHE Canoas II	72,0 MW
9	SP/PR	UHE Salto Grande	73,8 MW
10	SP/PR	UHE Chavantes	414,0 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	16,0 MW
15	PA	UHE São Manoel	735,84 MW
16	RN	Parques Eólicos Aroeira, Jericó, Umbuzeiros e Aventura I	126,9 MW
17	RN	Parques Eólicos Baixa do Feijão I, II, III e IV	120,0 MW
18	SC	Parque Eólico Água Doce	9,0 MW
19	SC	Parque Eólico Horizonte	4,8 MW
20	RS	Parque Eólico Tramandaí	70,0 MW
21	MG	Complexo Solar Fotovoltaico Arinos	336,83 MW
22	PB	Complexo Eólico Serra da Palmeira	648,0 MW
23	SP	São Paulo	-
24	PR	Filial Curitiba	-

São Paulo / MS – Mato Grosso do Sul / PR – Paraná / SC – Santa Catarina / PA – Pará / RN – Rio Grande do Norte / RS – Rio Grande do Sul / MG – Minas Gerais / PB – Paraíba / UHE – Usina Hidrelétrica / MW – Megawatt

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 cinco membros, dos quais três 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, Yang Yan, profissional com amplo conhecimento sobre a CTG Brasil, em razão de sua atuação na área operacional e de sua sólida trajetória no setor elétrico, assumiu a presidência do Conselho de Administração da companhia, em substituição a Gao Peng, que deixou a empresa. O Sr. Yang Yan possui mais de 20 anos de experiência no setor elétrico e ingressou na CTG Brasil em 2019, quando assumiu a Diretoria de Operações de Engenharia e Capex. Entre 2016 e 2019, atuou na CTG Power Operation International como diretor do departamento de gestão de projetos. Anteriormente, trabalhou na China Yangtze Power International, no departamento comercial, bem como nas usinas hidrelétricas Three Gorges e Gezhouba, no departamento de operações.

A Diretoria Executiva da companhia é composta por cinco membros.

Estrutura de governança corporativa

Conselho de Administração

Nome	Cargo
Yang Yan	Presidente
Xinlin Zhang	Membro Efetivo
João Manuel Verissimo Marques da Cruz	Membro independente
Raul Calfat	Membro independente
Maria Carolina Lacerda	Membro independente

Diretoria Estatutária

Nome	Cargo
Xinlin Zhang	Diretor-Presidente
Silvio Alexandre Scucuglia da Silva	Diretor Executivo e de Relações com Investidores
Evandro Leite Vasconcelos	Diretor Executivo
Marcio José Peres	Diretor Executivo
Rodrigo Teixeira Egreja	Antônio dos Santos Entraut Junior
Diretor Financeiro	Contador - CRC PR-068461/O-1

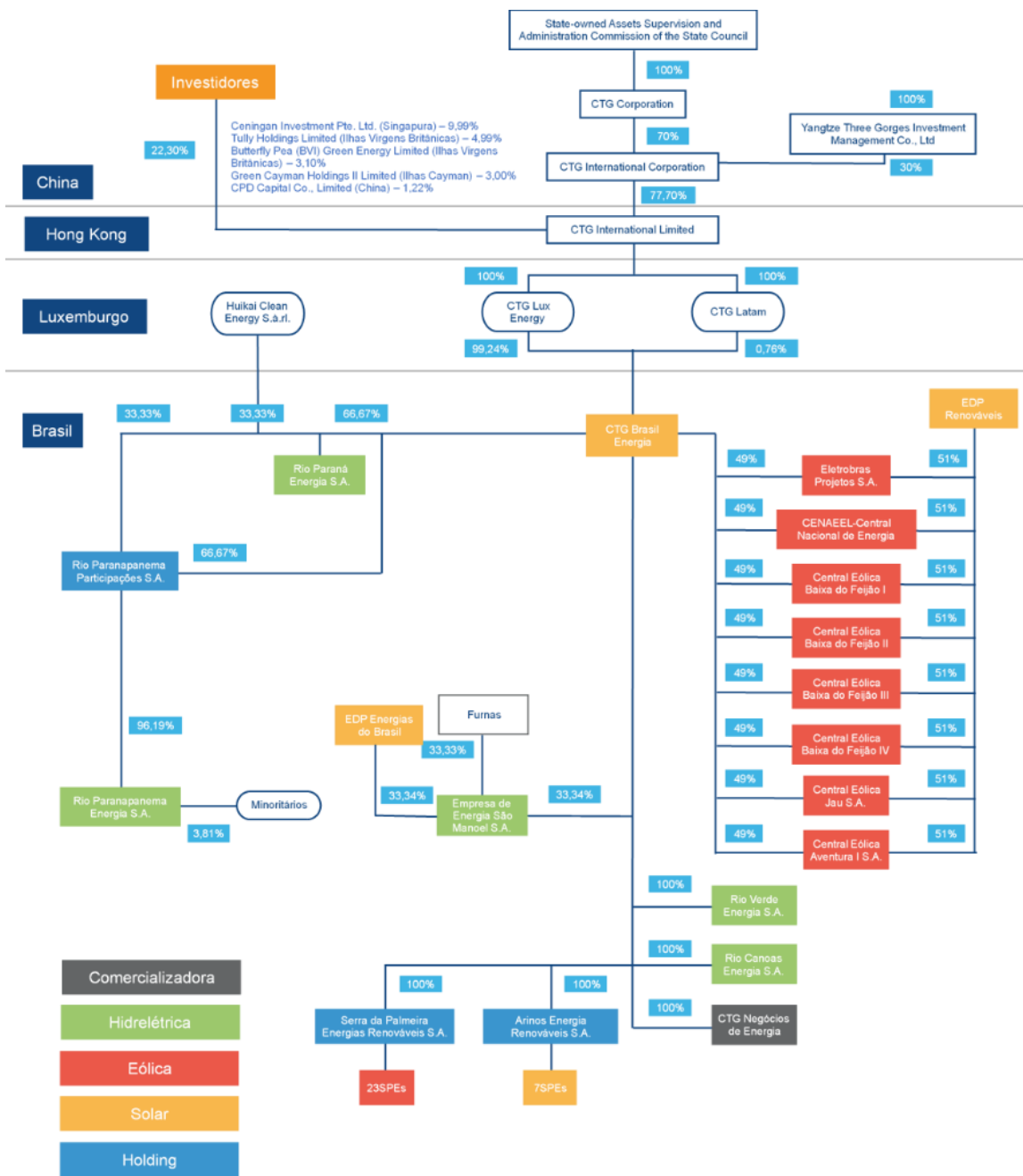
Comitê de Auditoria, Riscos e Partes Relacionadas

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

Comitê de Pessoas e ESG

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

ORGANOGRAMA



COMPLIANCE E INTEGRIDADE

A CTG Brasil reafirma seu compromisso com os mais elevados padrões éticos e a transparência em todas as suas operações. Em 2025, a Companhia consolidou a maturidade de seu Programa Corporativo de Compliance, assegurando que a cultura de integridade perpassasse desde a alta liderança até as operações em campo. Este compromisso é chancelado pela adoção voluntária de práticas de governança alinhadas ao Novo Mercado da B3, o patamar mais elevado de transparência e governança corporativa da bolsa de valores brasileira.

O Conselho de Ética e Compliance, colegiado interno responsável por zelar pelo Código de Ética e Conduta nos Negócios, atua de forma diligente na preservação dos valores institucionais e na apuração de possíveis desvios.

A ética e a integridade seguem como valores essenciais para a CTG Brasil, promovidas de forma contínua por meio do Programa Corporativo de Compliance. Todos os colaboradores participam regularmente de treinamentos que reforçam a adesão ao Código de Ética e Conduta, contribuindo para um ambiente de trabalho alinhado às melhores práticas, às políticas internas e à legislação vigente.

Esses treinamentos também abrangem a Lei Geral de Proteção de Dados (Lei nº 13.709/2018), garantindo que todos estejam atualizados quanto às normas que regem o tratamento de dados pessoais na Companhia.

Em 2025, a CTG Brasil teve cinco das suas sete certificações ISO renovadas para um ciclo de mais três anos (2025/2027), sendo elas:

- **ISO 9001** (qualidade)
- **ISO 14001** (meio ambiente)
- **ISO 45001** (saúde e segurança ocupacional)
- **ISO 55001** (gestão de ativos)
- **ISO 31000** (gestão de riscos, autodeclaração com avaliação externa)

E as outras tiveram suas certificações mantidas no ano de 2025 (ciclo 2024/2026), sendo elas:

- **ISO 37301** (gestão de compliance)
- **ISO 37001** (gestão antissuborno)

Resultado de auditorias externas independentes que comprovaram a maturidade e a eficácia dos seus sistemas de gestão. Essas certificações reafirmam o compromisso da Companhia com a excelência, a melhoria contínua e a credibilidade de seus processos, além de posicionar a CTG Brasil como referência em governança e responsabilidade corporativa no setor elétrico.

PERFORMANCE EM SUSTENTABILIDADE

Em 2025, a agenda de sustentabilidade da CTG Brasil avançou no fortalecimento de suas ações, com foco na integração das iniciativas à adequação regulatória e à geração de valor de longo prazo. As iniciativas desenvolvidas ao longo do exercício reforçaram o papel da sustentabilidade como elemento importante do negócio, conectando desempenho socioambiental, aprimoramento da disciplina de gestão e posicionamento estratégico da Companhia.

Ao longo do exercício, a Companhia instituiu Grupo de Trabalho multidisciplinar dedicado à adequação às normas IFRS S1 e S2, envolvendo as áreas de Sustentabilidade, Controladoria, Riscos, Relações com Investidores, Controles Internos e Estratégia. Foi conduzida análise de aderência aos requerimentos da norma, com identificação de aprimoramentos necessários nos processos de reporte, gestão de riscos climáticos e integração das informações financeiras e não financeiras. A iniciativa está alinhada à Resolução CVM nº 219/2024, que estabelece a obrigatoriedade de divulgação de informações financeiras de sustentabilidade a partir do exercício de 2026, e reforça a evolução da maturidade da Companhia na gestão de riscos e oportunidades associados a temas ESG com impacto financeiro.

Mudanças climáticas e transição energética

A CTG Brasil manteve seu posicionamento como geradora de energia a partir de fontes 100% renováveis, reforçando sua contribuição à transição energética e à redução de emissões no setor elétrico brasileiro. O inventário anual de emissões de gases de efeito estufa foi novamente reconhecido com o Selo Ouro do Programa Brasileiro GHG Protocol, atestando a transparência e a qualidade das informações reportadas. A Companhia também evoluiu no CDP – *Carbon Disclosure Project*, alcançando nota B no questionário de mudanças climáticas.

Desenvolvimento territorial e investimento social

A companhia avançou na qualificação dos controles e na estruturação dos processos de gestão dos projetos sociais nos territórios de influência de seus ativos, com foco na eficiência da alocação de recursos e na mitigação de riscos sociais e reputacionais.

Em 2025, os investimentos sociais superaram R\$ 20 milhões, por meio de leis de incentivo e recursos privados. Ao longo do exercício, foram realizados 31 projetos, alcançando cerca de 44 municípios em sete estados do País e beneficiando comunidades locais de forma direta e indireta.

Por meio das leis federais de incentivo, a Companhia apoiou 18 projetos, fortalecendo políticas públicas voltadas à promoção do desenvolvimento socioeconômico. As iniciativas ampliaram o acesso à cultura e ao esporte, além de contribuírem para a melhoria das condições de saúde e do bem-estar social de diferentes públicos, incluindo crianças e adolescentes, pessoas idosas, mulheres e pessoas com deficiência.

No âmbito dos investimentos privados, destacaram-se o Programa de Geração de Renda e iniciativas de qualificação de mão de obra e de empreendedores locais. O Projeto Usina de Negócios consolidou-se como instrumento estruturado de geração de renda e fortalecimento das cadeias produtivas nos entornos dos complexos Arinos (MG), Serra da Palmeira (PB) e da Usina Hidrelétrica de Ilha Solteira, apoiando produtores rurais, mulheres empreendedoras e iniciativas de agricultura familiar. No Complexo Serra da Palmeira, o projeto Fazendo a Diferença implementou tecnologias sociais voltadas à segurança hídrica e alimentar, ampliando a autonomia produtiva das famílias atendidas.

CONJUNTURA ECONÔMICA E SETORIAL

O cenário econômico de 2025 foi marcado pela resiliência da atividade brasileira, embora sob o ambiente macro ainda restritivo e custo de capital elevado. O controle da inflação permaneceu como prioridade central do Banco Central, que manteve a taxa de juros em patamares elevados para assegurar a convergência do IPCA à meta. Esse ambiente de juros altos exigiu das empresas uma gestão de caixa extremamente rigorosa e uma estratégia de financiamento seletiva, favorecendo players com balanços sólidos e gestão de risco elevada.

No mercado de câmbio, observou-se uma maior volatilidade ao longo do ano, influenciado tanto por fatores externos quanto pelas discussões sobre o equilíbrio fiscal doméstico.

O setor de energia manteve sua relevância como um dos principais vetores de investimento do país, ainda que com um ritmo mais seletivo, e os preços de energia registraram recuperação. Também foi um ano em que o *curtailment* (o corte de geração renovável que pode ocorrer por restrições operacionais do sistema ou por falta de demanda) deixou de ser um risco teórico e passou a ser um fator econômico concreto, com potencial de afetar decisões de investimento (leia mais em Contexto regulatório).

A CTG Brasil comprovou a excelência de seus indicadores financeiros, mantendo-se como uma das empresas mais desalavancadas e rentáveis do setor elétrico nacional. A renovação do *Rating* AAA.br pela agência de classificação de riscos Moody's Local Brasil reflete a confiança do mercado na capacidade da Companhia de cumprir metas agressivas de desempenho mesmo em um cenário de custos de capital elevados.

Indicadores macroeconômicos	Triênio		
	2023	2024	2025
PIB	2,9%	3,4%	2,50%*
IPCA	4,62%	4,83%	4,26%
IGP-M	-3,18%	6,54%	-1,05%
Taxa Selic	11,75%	12,25%	15,0%
Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP)	6,55%	7,43%	9,07%
Taxa de Câmbio (USD)	4,890	6,192	5,5024

* O valor do PIB 2,5% é a prévia do resultado divulgado em 19/02/2026 pelo IBC-Br (Índice de Atividade Econômica do Banco Central) em 2025. O fechamento oficial não foi divulgado até a publicação deste relatório.

CONTEXTO REGULATÓRIO

A CTG Brasil mantém sua participação ativa nos debates promovidos por entidades setoriais e órgãos reguladores, focando na modernização do sistema elétrico e no reconhecimento do valor dos atributos das hidrelétricas.

O ano foi marcado pela aprovação da Lei 15.269/2025 (a partir da MP 1.304/2025), e que representou uma das atualizações mais significativas do marco regulatório do setor elétrico em quase duas décadas. Entre as medidas, a legislação referenda a abertura gradual e estruturada do Ambiente de Contratação Livre (ACL) para todos os consumidores (incluindo residenciais). A referida lei também revisou critérios legais para formação de tarifas e encargos, incluindo novas regras de apuração de custos no Mercado de Curto Prazo (MCP) (leia mais a seguir, em Comercialização) e reorganizou encargos setoriais, incluindo regras sobre como subsídios para energia eólica e solar são alocados e como eles impactam a CDE (Conta de Desenvolvimento Energético, encargo setorial pago pelos consumidores de energia que financia políticas públicas do setor) e rateios entre consumidores. Um desses pontos foi a limitação dos subsídios para a geração de energia incentivada a contratações feitas até o fim de 2025, buscando tornar os incentivos mais sustentáveis e menos onerosos ao sistema como um todo.

A CTG Brasil segue exercendo papel ativo e qualificado nas discussões setoriais para que a regulação reconheça e remunere adequadamente os serviços prestados pelas UHEs para a segurança energética, especialmente diante do desafio do *curtailment* (restrição de geração das fontes solar e eólica por excesso de oferta ou falta de demanda em algumas horas do dia), que exige soluções regulatórias para o equilíbrio do mercado e estímulo à demanda. Um dos destaques nesse sentido é o debate sobre as usinas hidrelétricas reversíveis, que armazenam energia ao bombear água para um reservatório superior, promovendo benefícios à rede, como flexibilidade operacional, estabilidade e armazenamento de energia.). Com a experiência da sua matriz, que aplica a solução na China, as usinas reversíveis podem dar suporte à expansão de fontes renováveis intermitentes e reforçam a estabilidade do sistema e a racionalidade econômica da transição energética.

Também em 2025, a Rio Paranapanema participou do leilão de créditos oriundos da repactuação do risco hidrológico (GSF), que resultou na extensão do prazo de concessão das usinas de Capivara e Chavantes por mais quatro anos. A Companhia permanece atenta à agenda de renovação das concessões e acompanha as discussões sobre a revisão da metodologia de garantias físicas prevista para 2027.

Paralelamente, a Companhia monitora de perto a regulamentação da Reforma Tributária, participando ativamente dos grupos de trabalho setoriais para garantir que a transição para o novo modelo de impostos (IBS e CBS) ocorra com neutralidade e eficiência para o setor de energia.

Prazos de concessão

Paralelamente, a Companhia monitora de perto a regulamentação da Reforma Tributária, participando ativamente dos grupos de trabalho setoriais para garantir que a transição para o novo modelo de impostos (IBS e CBS) ocorra com neutralidade e eficiência para o setor de energia.

Entidade	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 da concessão / autorização
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Jurumirim	UHE	SP	Parapanema	101,0	42,5	22/09/1999	19/04/2032
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Chavantes	UHE	SP/PR	Parapanema	414,0	168,9	22/09/1999	31/03/2036
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Salto Grande	UHE	SP/PR	Parapanema	73,8	49,7	22/09/1999	13/05/2032
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Capivara	UHE	SP/PR	Parapanema	643,0	328,6	22/09/1999	22/04/2036
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Taquarupçu	UHE	SP/PR	Parapanema	525,0	195,4	22/09/1999	21/04/2032
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Rosana	UHE	SP/PR	Parapanema	354,0	173,6	22/09/1999	17/04/2032
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 183/1998	Canoas I	UHE	SP/PR	Parapanema	82,5	51,5	30/07/1998	01/08/2037
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 183/1998	Canoas II	UHE	SP/PR	Parapanema	72,0	43,4	30/07/1998	29/07/2037
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 549/2002	Retiro	PCH	SP	Sapucaí	16,0	8,1	10/10/2002	24/11/2034
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 706/2002	Palmeiras	PCH	SP	Sapucaí	16,5	8,1	18/12/2002	11/02/2049
Rio Canoas Energia S.A	Nº 03/2010	Garibaldi	UHE	SC	Canoas	191,9	84,9	14/12/2010	14/01/2051
Rio Verde Energia S.A	Nº 90/2002	Salto	UHE	GO	Verde	116,0	63,2	11/12/2002	11/04/2046
Rio Paraná Energia S.A	Nº 01/2016	Jupia	UHE	SP/MS	Paraná	1.551,2	849,9	05/01/2016	20/04/2047
Rio Paraná Energia S.A	Nº 01/2016	Ilha Solteira	UHE	SP/MS	Paraná	3.444,0	1.645,0	05/01/2016	21/04/2047
						7.600,9	3.712,8		

Entidade	Resolução autorizativa Aneel	Usina	Tipo	Unidade Federativa (UF)	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	48,1	14,8	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 2 Ltda.	Nº 10.169/2021	Arinos 2	UFV	MG	48,1	14,8	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 4 Ltda.	Nº 10.171/2021	Arinos 4	UFV	MG	48,1	14,7	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 8 Ltda.	Nº 10.175/2021	Arinos 8	UFV	MG	48,1	14,7	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 9 Ltda.	Nº 10.176/2021	Arinos 9	UFV	MG	48,1	14,8	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 10 Ltda.	Nº 10.177/2021	Arinos 10	UFV	MG	48,1	14,7	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 32 Ltda.	Nº 11.413/2022	Arinos 32	UFV	MG	48,1	15,0	01/04/2022	01/04/2057
					336,7	103,5		

Entidade	Resolução autorizativa Aneel	Usina	Tipo	Unidade Federativa (UF)	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Início da autorização	Vencimento da autorização
Serra da Palmeira Energia 1 Ltda.	Nº 11.823/2022	Serra da Palmeira I	EOL	PB	36,0	13,2	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 2 Ltda.	Nº 11.824/2022	Serra da Palmeira II	EOL	PB	30,0	9,0	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 3 Ltda.	Nº 11.825/2022	Serra da Palmeira III	EOL	PB	24,0	6,5	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 4 Ltda.	Nº 11.826/2022	Serra da Palmeira IV	EOL	PB	30,0	12,4	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 5 Ltda.	Nº 11.827/2022	Serra da Palmeira V	EOL	PB	36,0	16,9	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 6 Ltda.	Nº 11.828/2022	Serra da Palmeira VI	EOL	PB	24,0	10,5	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 7 Ltda.	Nº 11.829/2022	Serra da Palmeira VII	EOL	PB	30,0	12,1	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 8 Ltda.	Nº 11.830/2022	Serra da Palmeira VIII	EOL	PB	24,0	10,0	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 9 Ltda.	Nº 11.831/2022	Serra da Palmeira IX	EOL	PB	24,0	11,7	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 10 Ltda.	Nº 11.832/2022	Serra da Palmeira X	EOL	PB	30,0	10,9	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 11 Ltda.	Nº 11.833/2022	Serra da Palmeira XI	EOL	PB	24,0	10,5	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 12 Ltda.	Nº 11.834/2022	Serra da Palmeira XII	EOL	PB	24,0	9,0	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 13 Ltda.	Nº 11.835/2022	Serra da Palmeira XIII	EOL	PB	42,0	17,3	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 14 Ltda.	Nº 11.836/2022	Serra da Palmeira XIV	EOL	PB	24,0	9,8	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 15 Ltda.	Nº 11.837/2022	Serra da Palmeira XV	EOL	PB	36,0	14,7	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 16 Ltda.	Nº 11.838/2022	Serra da Palmeira XVI	EOL	PB	24,0	10,4	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 17 Ltda.	Nº 11.839/2022	Serra da Palmeira XVII	EOL	PB	30,0	14,9	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 18 Ltda.	Nº 11.840/2022	Serra da Palmeira XVIII	EOL	PB	18,0	7,9	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 19 Ltda.	Nº 11.841/2022	Serra da Palmeira XIX	EOL	PB	30,0	13,6	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 20 Ltda.	Nº 11.842/2022	Serra da Palmeira XX	EOL	PB	24,0	8,9	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 21 Ltda.	Nº 11.843/2022	Serra da Palmeira XXI	EOL	PB	24,0	8,2	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 22 Ltda.	Nº 11.844/2022	Serra da Palmeira XXII	EOL	PB	24,0	8,8	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 23 Ltda.	Nº 11.845/2022	Serra da Palmeira XXIII	EOL	PB	36,0	12,7	12/05/2022	12/05/2057
					648,0	259,9		

Comercialização

O ano de 2025 marcou um ponto de recuperação nos preços de energia no mercado brasileiro. O principal fator para essa valorização foram mudanças na modelagem regulatória permitindo que os preços horários reflitam explicitamente as variações de oferta e demanda ao longo do dia, considerando a intermitência das fontes solar e eólica e valorizando a flexibilidade dos ativos geradores hidrelétricos. Complementarmente, o cenário hidrológico contribuiu para a sustentação dos preços, visto que, embora o regime de chuvas tenha apresentado melhora em relação a 2024, os volumes permaneceram abaixo da média histórica.

A Companhia também conseguiu capturar oportunidades de mercado a partir de uma gestão de riscos ágil e eficiente, resultado do conjunto de investimentos feitos nos últimos anos em ferramentas de inteligência de mercado, modelagem de cenários e estratégias de proteção contra riscos hidrológicos e de preço, incorporando aprendizados do mercado financeiro e ampliando a sofisticação das decisões comerciais. Com isso, foi possível otimizar a comercialização tanto no curto quanto no longo prazo, melhorar a previsibilidade de resultados e capturar oportunidades em janelas de preço mais favoráveis, gerando contribuições importantes para as receitas em 2025.

A Companhia registrou 15.833,1 GWh (47,94%) no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e 17.194,4 GWh (52,06%) no Ambiente de Contratação Livre (ACL), totalizando 33.027,5 GWh, valor consolidado e validado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em energia comercializada, reforçando a solidez e a diversificação de seu portfólio de ativos

DESEMPENHO OPERACIONAL

Em 2025, a CTG Brasil operou em um contexto de maior normalidade hidrológica em diversas bacias do Sistema Interligado Nacional (SIN), após um ano anterior marcado por baixos níveis de afluência. Esse cenário, aliado à gestão dos ativos de geração, contribuiu para o cumprimento das metas operacionais da Companhia, com a disponibilidade do parque gerador consolidado em 96,15%, nível superior ao parâmetro de referência estabelecido pelo órgão regulador (93,99%).

Expansão e consolidação das *greenfields*: o ano de 2025 foi um marco para a diversificação do portfólio da CTG Brasil com o início da operação plena de seus primeiros projetos desenvolvidos do planejamento à construção. O Complexo Solar Arinos, em Minas Gerais, entrou em operação comercial em meados do ano, em linha com o cronograma previsto, com investimento final inferior ao orçamento aprovado. A execução eficiente foi viabilizada pelo acesso estratégico a fornecedores internacionais, negociações em momentos favoráveis do câmbio e pela integração imediata ao Centro de Operação da Geração (COG), em Ilha Solteira.

O Complexo Eólico Serra da Palmeira, na Paraíba, também teve sua construção concluída e ingressou em sua fase operacional no fim de 2025, operando em regime de geração em teste com energia conectada ao SIN e liquidada ao preço de mercado (PLD). Somado ao Complexo de Arinos, essas operações adicionam cerca de 1 GW de capacidade instalada renovável ao modelo de negócios da Companhia.

Eficiência operacional e modernização: o programa de modernização das usinas Jupia e Ilha Solteira avançou para o terceiro lote em 2025. Com o segundo lote concluído e 12 unidades já reformadas apresentando taxas de falhas próximas a zero, o novo estágio contempla a renovação de mais seis máquinas até 2028. A aplicação de aprendizados técnicos das fases anteriores tem permitido a otimização dos processos, resultando em menor tempo de parada das máquinas em intervenção.

A automação e a teleassistência também avançaram. O modelo de monitoramento remoto fora do horário comercial a partir do COG foi estendido para as usinas de Chavantes e Capivara, elevando a eficiência operacional na bacia do rio Paranapanema sem comprometer a confiabilidade da geração.

O índice de falhas, paradas forçadas, atingiu em 2025 um dos melhores resultados da série histórica, consolidando a Companhia entre os benchmarks do setor. Esses resultados são reconhecidos no ranking regulatório da Aneel, Declaração de Autoavaliação Regulatória e de Desempenho Operacional (DARDO), no qual oito usinas da CTG Brasil figuraram entre as dez melhores do país. Salto, Capivara e Chavantes obtiveram nota geral máxima (100) na avaliação na análise que verifica critérios de Meio Ambiente, Gestão da Operação, Gestão da Manutenção, Operação e Manutenção, Segurança e Indicadores de Desempenho. O órgão regulador avaliou cerca de 150 usinas na fiscalização realizada em 2024, cujos dados foram divulgados em 2025.

Segurança e confiabilidade: a CTG Brasil reafirmou sua posição como referência setorial em segurança do trabalho, mantendo índices de excelência e sem registrar nenhum acidente grave ao longo do ano. A taxa de frequência foi 1,58 e a taxa de gravidade, de 0,43. Os números são significativamente menores que o limite do padrão de excelência da Organização Internacional do Trabalho (OIT), de 202 e 50, respectivamente. Todas as barragens sob administração do Grupo permanecem classificadas como de baixo risco, em total conformidade com a legislação vigente.

Usina	Índice de disponibilidade*			Limite regulatório
	2023	2024	2025	
Rio Paraná (média)	94,72%	94,27%	94,97%	93,62%
Rio Paranapanema (média)	98,05%	98,28%	98,54%	94,74%
Rio Canoas	97,88%	97,62%	97,81%	94,76%
Rio Verde	97,78%	97,77%	98,07%	94,58%
Consolidado (média)	95,84%	95,61%	96,15%	93,99%

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

Usina	Geração de energia (GWh)		
	2023	2024	2025
Rio Paraná	18.025,00	18.361,00	18.587,10
Rio Paranapanema	11.100,00	6.842,00	7.195,00
Rio Canoas	983,50	1.103,00	744,91
Rio Verde	462,30	434,80	426,90
Arinos	-	-	72,2
Total	30.570,80	26.740,80	27.026,12

PESSOAS

No exercício de 2025, a Companhia promoveu reestruturação na área de Pessoas e Cultura, com ajustes organizacionais decorrentes de mudanças na alta liderança. O movimento teve como foco o fortalecimento das políticas de atração e retenção de talentos, remuneração e planejamento sucessório.

Foram mantidas e aprimoradas iniciativas voltadas ao desenvolvimento de competências e à formação de profissionais, por meio de programas estruturados de capacitação, desenvolvimento de líderes, aprendizagem corporativa, plano de carreira e mapeamento sucessório. A Companhia também manteve o incentivo à educação formal e ao desenvolvimento de idiomas, além de priorizar a mobilidade interna nos processos de recrutamento.

Em 2025, foi retomado o Programa de Intercâmbio, com a participação de cinco profissionais em imersão técnica e cultural na China, reforçando a integração entre equipes e o desenvolvimento de competências estratégicas.

Atualmente, a gestão de pessoas e os processos de contratação e promoção baseiam-se em critérios técnicos, de desempenho e na legislação vigente.

Abaixo estão as principais métricas, nos termos do Artigo 133, §6º da Lei 6.404/76:

Tabela de Proporcionalidade - 2024		
Gênero	Total empregados	%
Homens	137	54,0
Mulheres	115	46,0
Total	252	100,0

Tabela de Proporcionalidade - 2025		
Gênero	Total empregados	%
Homens	203	72,00
Mulheres	78	28,00
Total	281	100,00

Tabela de Proporcionalidade Conselho de Administração		
Gênero	Quantidade	%
Homens	4	80,0
Mulheres	1	20,0
Total	5	100,0

Tabela de Proporcionalidade Diretoria Estatutária		
Gênero	Quantidade	%
Homens	4	100,0
Mulheres	0	0,0
Total	4	100,0

Tabela de Proporcionalidade Comitê de Auditoria, Riscos e Partes Relacionadas		
Gênero	Quantidade	%
Homens	2	50,0
Mulheres	2	50,0
Total	4	100,0

Tabela de Proporcionalidade Comitê de Pessoas e ESG		
Gênero	Quantidade	%
Homens	2	67,0
Mulheres	1	33,0
Total	3	100,0

Índice (mulheres/homens) 2024 x 2025			
(M/H)	Total empregados	Contratações	Desligamentos
2024	0,84	0,94	1,43
2025	0,38	1,03	0,29

2024		
Média salarial	Homens	Mulheres
Cargos de diretoria	R\$ 614.587,86	R\$ 477.500,78
Cargos gerenciais	R\$ 239.752,09	R\$ 219.611,38
Cargos administrativos	R\$ 155.782,92	R\$ 88.471,69
Cargos de produção	R\$ -	R\$ -

2025		
Média salarial	Homens	Mulheres
Cargos de diretoria	R\$ 1.453.783,41	R\$ 993.437,51
Cargos gerenciais	R\$ 459.341,28	R\$ 343.481,08
Cargos administrativos	R\$ 203.211,88	R\$ 168.002,34
Cargos de produção	R\$ -	R\$ -

Proporção salarial 2024 x 2025		
(M/H)	2024	2025
Cargos de diretoria	0,78	0,68
Cargos gerenciais	0,92	0,75
Cargos administrativos	0,57	0,83
Cargos de produção	0,00	0,00

Entre 2024 e 2025, os indicadores de proporção mulheres/homens (M/H) evidenciaram variações relevantes tanto na composição do quadro funcional quanto na estrutura remuneratória.

No total de empregados, o índice reduziu de 0,84 para 0,38, indicando maior predominância masculina ao final de 2025. Nas movimentações do período, observou-se equilíbrio nas contratações em 2024 (0,94) e leve predominância feminina em 2025 (1,03). Quanto aos desligamentos, houve inversão do padrão: em 2024, o índice de 1,43 indicava maior proporção de desligamentos femininos, enquanto em 2025 o índice de 0,29 aponta predominância de desligamentos masculinos.

No que se refere à proporção salarial, verificou-se equalização na diretoria, com o índice passando de 0,78 para 1,00. Nos cargos gerenciais, o indicador reduziu de 0,92 para 0,75, enquanto nos cargos administrativos houve avanço, com melhora de 0,57 para 0,83. Nos cargos de produção, o índice permaneceu em 0,00 em ambos os exercícios, refletindo ausência de mulheres nessa categoria.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Nessa seção 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

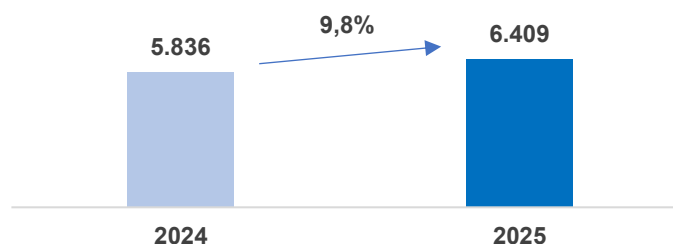
	Consolidado		
	2025	2024	Variação
Indicadores econômicos			
Receita operacional bruta	5.397.184	4.749.893	13,6%
Receita de ativos financeiros	1.716.901	1.713.864	0,2%
(-) Deduções à receita operacional	(705.453)	(627.476)	12,4%
Receita operacional líquida	6.408.632	5.836.281	9,8%
Contratos futuros de energia	-	(18.216)	-100,0%
(-) Custos e outros resultados operacionais	(2.629.155)	(2.119.029)	24,1%
Resultado de participação societárias	61.015	141.530	-56,9%
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	3.840.492	3.840.566	0,0%
Ebitda	4.593.895	4.514.054	1,8%
Margem Ebitda - %	71,7%	77,3%	-5,6 p.p.
Resultado financeiro	(293.709)	(822.609)	-64,3%
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	3.546.783	3.017.957	17,5%
Lucro líquido do exercício	2.680.217	2.275.981	17,8%
Margem líquida - %	41,8%	39,0%	2,8 p.p.
Quantidade de ações	992.653	992.653	0,0%
Lucro líquido básico e diluído por ação (Controladora)	1,83385	1,51122	21,3%

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

A receita operacional líquida consolidada foi de R\$ 6.408,6 milhões no ano de 2025, representando um crescimento de R\$ 572,4 milhões em relação ao ano de 2024. Sobre essa variação vale destacar as seguintes variações na receita bruta:

- Elevação de R\$ 382,6 milhões na receita do mercado de curto prazo (MCP e MRE), principalmente em função do aumento do preço médio da liquidação das diferenças (PLD) na comparação entre os dois exercícios, além dos efeitos positivos da geração e da modulação ao longo do ano de 2025;
- Elevação de R\$ 187 milhões em contratos no ambiente de contratação regulada (ACR), modalidade na qual as Controladas Rio Paraná e Rio Paranapanema passaram a operar a partir de 2025, em decorrência dos 31º e 32º Leilões de Energia.
- Crescimento de R\$ 132,8 milhões na receita de contratos no mercado livre (ACL) principalmente pelo maior volume de energia vendida nessa modalidade na comparação entre os dois exercícios;
- Redução de R\$ 55,2 milhões na receita de comercialização de energia, principalmente em virtude da descontinuidade das operações da CTG Trading no final de 2024.

Receita operacional líquida (R\$ milhões)



Contratos Futuros de Energia

Efeito favorável de R\$ 18,2 milhões na linha de contratos futuros de energia, em razão da descontinuidade das operações da CTG Trading no final de 2024. Além disso, houve a mudança no perfil de atuação da controlada CTG NE que, com a entrada em operação dos projetos renováveis do Grupo, passou a atuar como representante das geradoras renováveis solar e eólica junto à CCEE e, como consequência, deixando de ser aplicável a metodologia do MTM.

Custos e outros resultados operacionais

	Consolidado		
	2025	2024	Variação
Pessoal	(336.589)	(301.463)	11,7%
Material	(29.287)	(17.613)	66,3%
Serviços de terceiros	(146.237)	(139.920)	4,5%
Energia comprada	(866.544)	(573.473)	51,1%
Depreciação e amortização	(753.403)	(673.488)	11,9%
Encargos de uso da rede elétrica	(464.425)	(436.706)	6,3%
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)	(107.297)	(87.418)	22,7%
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)	(13.296)	(12.320)	7,9%
Seguros	(22.026)	(22.195)	-0,8%
Aluguéis	(6.537)	(4.764)	37,2%
(Constituições) / reversões de provisões para riscos	(23.996)	33.119	-172,5%
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	(1.321)	(2.728)	-51,6%
Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos	-	156.093	-100,0%
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	5.841	-	100,0%
Alienação de participações societárias	172.833	-	100,0%
Outros	(36.871)	(36.153)	2,0%
	(2.629.155)	(2.119.029)	24,1%

Os custos e outros resultados operacionais apresentaram um aumento de aproximadamente R\$ 510,1 milhões, quando comparado com o exercício anterior. A respeito dessa variação, vale destacar:

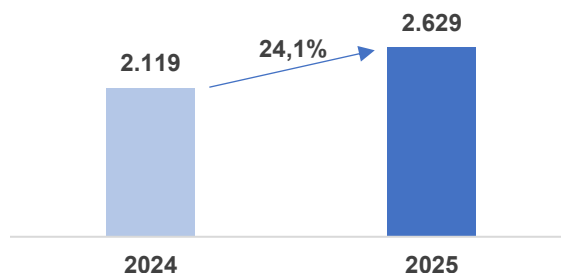
- Aumento de R\$ 293,1 milhões na rubrica de energia comprada, principalmente no Ambiente de Contratação Livre (ACL), decorrente principalmente da cobertura de lastro

em função da piora do indicador de risco hidrológico (GSF) na comparação entre os períodos;

- Em 2024, houve evento não recorrente referente à reversão de perdas por não recuperabilidade de ativos no montante de R\$ 156,1 milhões, relacionado à provisão constituída na antiga subsidiária Sapucaí-Mirim, na controlada indireta Rio Paranapanema Energia.
- Na rubrica de provisões para riscos, efeito desfavorável de R\$ 57,1 milhões, uma vez que em 2025 foi reconhecida provisão acerca de ação de natureza tributária no valor de R\$ 23,8 milhões após andamentos desfavoráveis em ações similares na controlada indireta Rio Paranapanema, enquanto em 2024, foram registradas reversões do saldo residual de contingência regulatória na controlada Rio Paraná no valor de R\$ 27,1 milhões e R\$ 10,4 milhões referentes à adesão ao Programa de Redução de Litigiosidade Fiscal (PRLF) na controlada indireta Rio Paranapanema;
- Aumento de R\$ 79,9 milhões nos custos e despesas com depreciação e amortização, principalmente em razão da entrada em operação das empresas do parque solar de Arinos ao longo do período além do início da amortização referente à extensão das concessões das UHEs Capivara e Chavantes, na controlada indireta Rio Paranapanema;
- Aumento de R\$ 35,1 milhões na linha de pessoal onde os principais fatores foram: dissídio e mérito, ano completo da troca de estratégia de benefício dos carros para os executivos na Holding e complemento da provisão para remuneração variável;
- Aumento de R\$ 27,7 milhões nos custos com encargos regulatórios pelo uso da rede Elétrica, principalmente em decorrência do reajuste das Tarifas dos Encargos de Transmissão (Tust);
- Acréscimo de R\$ 19,9 milhões nos custos com compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH), basicamente em razão da maior geração das Usinas do grupo na comparação entre os exercícios (26.887 GWh em 2025 x 26.193 GWh em 2024);

Tais efeitos foram parcialmente compensados pelo efeito positivo de R\$ 172,8 milhões decorrentes da alienação das participações societárias nos empreendimentos Jari e Cachoeira Caldeirão, sendo R\$ 232,8 milhões reconhecidos como ganho de capital, compensados pelo reconhecimento de R\$ 60 milhões relacionados a contingências cuja avaliação de riscos foi revisada durante o processo de alienação.

Custos e outros resultados operacionais (R\$ milhões)



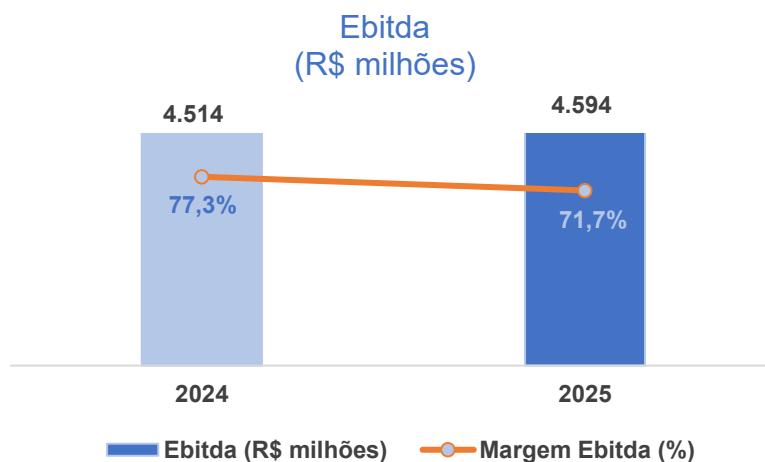
Ebitda e margem Ebitda

	Consolidado		
	2025	2024	Varição
Lucro líquido do exercício	2.680.217	2.275.981	17,8%
Imposto de renda e contribuição social	866.566	741.976	16,8%
Resultado financeiro (líquido)	293.709	822.609	-64,3%
Depreciação e amortização	753.403	673.488	11,9%
Ebitda	4.593.895	4.514.054	1,8%
<i>Margem Ebitda</i>	<i>71,7%</i>	<i>77,3%</i>	<i>-5,6 p.p.</i>

O Ebitda é uma medição não contábil que toma como base as disposições da Resolução 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 2025 acumulou R\$ 4.593,9 milhões o que representa um aumento de R\$ 79,8 milhões quando comparado ao Ebitda apurado no ano de 2024.



Resultado financeiro

	Consolidado		
	2025	2024	Varição
Receitas			
Rendimento de aplicações financeiras	298.338	228.127	30,8%
Variações monetárias	88.814	76.224	16,5%
Ganho com variação cambial	233.368	74.029	215,2%
Instrumentos financeiros derivativos - NDF	-	120.559	-100,0%
Ajuste a valor presente (AVP)	356	-	100,0%
Outros	(94.505)	(77.030)	22,7%
	526.371	421.909	24,8%
Despesas			
Juros	(487.519)	(304.231)	60,2%
Variações monetárias	(59.455)	(52.168)	14,0%
Perda com variação cambial	(7.940)	(601.666)	-98,7%
Instrumentos financeiros derivativos - NDF	(78.003)	-	100,0%
Ajuste a valor presente (AVP)	(175.245)	(274.482)	-36,2%
Outros	(11.918)	(11.971)	-0,4%
	(820.080)	(1.244.518)	-34,1%
Resultado financeiro líquido	(293.709)	(822.609)	-64,3%

AVP – Ajuste a Valor Presente

O resultado financeiro líquido apresentado em 2025 foi negativo em R\$ 293,7 milhões, representando uma melhora de R\$ 528,9 milhões em relação ao ano de 2024. Acerca dessa variação positiva, vale destacar:

- Impacto líquido favorável de R\$ 441,1 milhões no resultado decorrente do reconhecimento contábil da variação cambial incidente sobre o empréstimo entre partes relacionadas mantido pela controlada Rio Paraná junto à CTG Luxemburgo. Esse impacto foi causado basicamente pela valorização do real (R\$) frente ao dólar (US\$) no ano de 2025. Em 2025, houve valorização de 15,6% (de R\$ 6,1923 para R\$ 5,6621 em Jul/2025, quando a dívida foi liquidada) enquanto em 2024 a moeda brasileira tinha desvalorizado -26,4% (de R\$ 4,8972 para R\$ 6,1923). Além disso, em 2025 houve a liquidação completa do empréstimo em janela favorável de câmbio, outro fator que corroborou com a melhora da variação cambial líquida;
- Redução de R\$ 110,7 milhões na despesa de atualização monetária referente ao passivo relativo à provisão constituída para grandes reparos. Essa redução 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;
- Impacto favorável de R\$ 113,4 milhões, sendo R\$ 312,0 milhões no resultado decorrente do reconhecimento contábil da variação cambial líquida incidente sobre os empréstimos entre partes relacionadas mantidos pela Controladora junto à CTG Luxemburgo, parcialmente compensado pelo efeito negativo de R\$ 198,6 milhões do instrumento de *hedge* (NDF) contratado para proteção da exposição cambial;

- Redução de R\$ 77,7 milhões relativo à despesa de juros sobre o empréstimo entre partes relacionadas, dos quais R\$ 61,9 correspondem ao valor contratado pela controlada Rio Paraná e R\$15,8 milhões se referem ao montante mantido pela Controladora, ambos junto à CTG Luxemburgo;
- Elevação de R\$ 70,2 milhões nas receitas com aplicação financeira principalmente em função do crescimento do CDI na comparação entre os exercícios;

Tais efeitos favoráveis, foram compensados com o aumento de R\$ 262,8 milhões nos juros e variação monetária incidentes sobre debêntures e empréstimos, principalmente em razão da captação feita pela controladora no montante de R\$ 1.150 milhões em 2025 e pela controlada indireta Paranapanema no montante de R\$ 650 milhões, além do aumento do CDI na comparação entre os exercícios.

Endividamento

	Consolidado		Variação
	2025	2024	
Empréstimos	674.204	-	100,0%
Curto prazo	674.204	-	100,0%
Financiamentos	180.198	227.754	-20,9%
Curto prazo	47.941	51.612	-7,1%
Longo prazo	132.257	176.142	-24,9%
Debêntures	3.740.732	2.829.033	32,2%
Curto prazo	448.065	320.269	39,9%
Longo prazo	3.292.667	2.508.764	31,2%
Partes relacionadas	-	3.237.048	-100,0%
Curto prazo	-	3.237.048	-100,0%
Dívida Bruta	4.595.134	6.293.835	-27,0%
(-) Instrumentos financeiros derivativos - NDF	-	(122.768)	-100,0%
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(878.956)	(2.742.164)	-67,9%
(-) Aplicações financeiras vinculadas	(23.142)	(26.859)	-13,8%
Dívida líquida	3.693.036	3.402.044	8,6%

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 2025, a dívida líquida apresentou aumento de R\$ 291 milhões na comparação com a posição final de 2024.

Esse aumento reflete, principalmente, a conclusão da captação da 1ª emissão de debêntures da CTG Brasil, no montante de R\$ 1.150 milhão e captação de R\$ 650 milhões na controlada indireta Rio Paranapanema Energia e foram compensadas com a liquidação dos empréstimos com partes relacionadas junto à CTG Luxemburgo. No consolidado, as liquidações incluíram R\$ 1.721,1 milhões pagos pela CTG Brasil (referentes à captação de janeiro de 2024) e R\$ 1.515,9 milhões com a liquidação pela controlada Rio Paraná (parcelas de novembro de 2024, maio e novembro de 2025, incluindo principal e juros) e pela utilização parcial do caixa para pagamento do

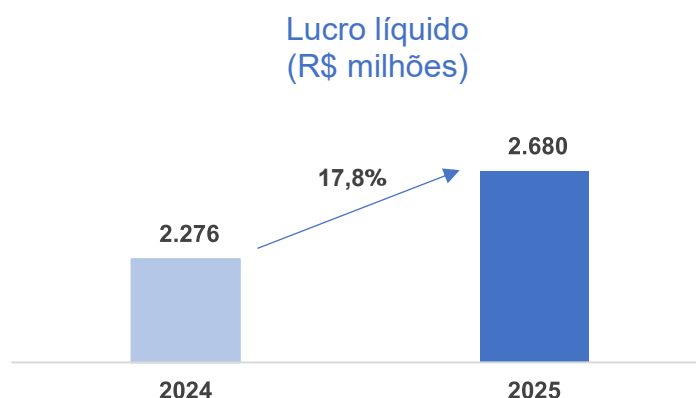
mecanismo concorrencial do GSF para extensão das concessões das UHEs Capivara e Chavantes, realizada na Rio Paranapanema Energia.

Entidade	Dividas	Remuneração	Vencimento	Consolidado		Variação
				2025	2024	
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	1.452.582	301.579	381,7%
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 1,81% ao ano	15/09/2026	16.656	37.731	-55,9%
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,16% ao ano	15/09/2026	1.280	3.062	-58,2%
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,34% ao ano	16/06/2031	161.451	186.052	-13,2%
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP	16/06/2031	811	909	-10,8%
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	-100,0%
Rio Paraná Energia S.A.	Debêntures 1ª emissão - série 2	IPCA + 6,15% ao ano	16/06/2025	-	169.933	-100,0%
Rio Paraná Energia S.A.	Debêntures 2ª emissão - série 2	IPCA + 4,63% ao ano	15/06/2031	826.522	789.585	4,7%
Rio Paraná Energia S.A.	Debêntures 3ª emissão - série única	DI + 1,29% ao ano	27/06/2027	800.096	799.328	0,1%
Rio Paranapanema Energia S.A.	Debêntures 8ª emissão - série 2	IPCA + 5,50% ao ano	15/03/2025	-	119.344	-100,0%
Rio Paranapanema Energia S.A.	Debêntures 10ª emissão - série 1	DI + 0,60% ao ano	22/07/2029	320.092	314.149	1,9%
Rio Paranapanema Energia S.A.	Debêntures 10ª emissão - série 2	DI + 0,70% ao ano	22/07/2031	341.440	335.115	1,9%
Rio Paranapanema Energia S.A.	Empréstimo Notas Comerciais 1ª emissão - série única	DI + 0,40% ao ano	12/02/2026	422.916	-	100,0%
Rio Paranapanema Energia S.A.	Empréstimo Notas Comerciais 2ª emissão - série 1	DI + 0,50% ao ano	17/06/2026	251.288	-	100,0%
				4.595.134	6.293.835	-27,0%

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

A CTG Brasil apresentou um desempenho de resultados bastante positivo no ano de 2025. O lucro líquido consolidado apurado foi de R\$ 2.680 milhões, o que representa um crescimento de R\$ 404,2 milhões ou + 17,8% na comparação anual com o resultado apurado no exercício de 2024.



DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Balanços patrimoniais

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024

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

Ativo	Nota	Controladora		Consolidado	
		2025	2024	2025	2024
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	5.1	268.865	266.444	878.956	2.742.164
Clientes	6	-	-	769.725	604.811
Tributos a recuperar	7	80.018	65.923	85.010	73.581
Repactuação do risco hidrológico	8	-	-	259	259
Ativo financeiro vinculado à concessão	9	-	-	1.350.293	1.292.618
Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)	10	827.904	1.261.203	6.026	25.647
Partes relacionadas	22.3	8.602	-	-	-
Serviços em curso		-	-	43.506	46.686
Instrumentos financeiros derivativos		-	122.768	-	122.768
Outros créditos		5.387	5.348	53.446	64.584
Total do ativo circulante		1.190.776	1.721.686	3.187.221	4.973.118
Não circulante					
Realizável a longo prazo					
Aplicações financeiras vinculadas	5.2	-	-	23.142	26.859
Tributos a recuperar	7	-	-	1.590	2.409
Tributos diferidos	29.2	-	-	173.801	151.807
Repactuação do risco hidrológico	8	-	-	4.837	5.096
Ativo financeiro vinculado à concessão	9	-	-	11.647.732	11.359.155
Dividendos	10	1.808.808	-	-	-
Depósitos judiciais	11	-	14	765.871	707.607
Outros créditos		215	3.036	15.039	4.016
		1.809.023	3.050	12.632.012	12.256.949
Investimentos	12	15.715.280	16.594.323	934.239	1.691.435
Imobilizado	13	25.884	10.072	8.073.616	6.875.711
Intangível	14	270.583	262.562	8.184.831	7.725.348
Total do ativo não circulante		17.820.770	16.870.007	29.824.698	28.549.443
Total do ativo		19.011.546	18.591.693	33.011.919	33.522.561

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Balancos patrimoniais

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024

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

Passivo	Nota	Controladora		Consolidado	
		2025	2024	2025	2024
Circulante					
Fornecedores	15	8.148	6.948	763.144	777.634
Salários, provisões e contribuições sociais		39.992	34.240	88.032	82.347
Tributos a recolher	7	70.138	58.414	390.350	557.823
Encargos setoriais	16	-	-	86.980	89.553
Indenização socioambiental		-	-	1.074	1.021
Empréstimos	17	-	-	674.204	-
Financiamentos	18	-	-	47.941	51.612
Debêntures	19	6.135	1.579	448.065	320.269
Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)	20	2.077.598	2.517.033	2.392.340	3.080.474
Uso do bem público (UBP)	21	-	-	3.847	3.687
Partes relacionadas	22.3	-	1.721.162	4.642	3.241.447
Provisões	23	-	-	567.093	329.646
Outras obrigações		6.200	7.821	8.848	11.940
Total do passivo circulante		2.208.211	4.347.197	5.476.560	8.547.453
Não circulante					
Fornecedores	15	-	-	93.117	77.368
Tributos diferidos	29.2	-	751	1.935.786	1.604.339
Encargos setoriais	16	-	-	48.855	44.392
Indenização socioambiental		-	-	18.986	19.462
Financiamentos	18	-	-	132.257	176.142
Debêntures	19	1.446.447	300.000	3.292.667	2.508.764
Dividendos	10	427.000	-	1.338.924	-
Uso do bem público (UBP)	21	-	-	33.966	34.101
Provisões	23	6.070	5.896	1.548.879	1.696.380
Outras obrigações		88.590	4.483	110.080	12.774
Total do passivo não circulante		1.968.107	311.130	8.553.517	6.173.722
Total do passivo		4.176.318	4.658.327	14.030.077	14.721.175
Patrimônio líquido	25				
Capital social		11.670.895	11.670.895	11.670.895	11.670.895
Reserva legal		518.320	427.301	518.320	427.301
Reserva de retenção de lucros		2.555.385	1.704.672	2.555.385	1.704.672
Ajuste de avaliação patrimonial		90.628	130.498	90.628	130.498
Total do patrimônio líquido		14.835.228	13.933.366	14.835.228	13.933.366
Participação dos não controladores		-	-	4.146.614	4.868.020
Total do patrimônio líquido Consolidado		14.835.228	13.933.366	18.981.842	18.801.386
Total do passivo e patrimônio líquido		19.011.546	18.591.693	33.011.919	33.522.561

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações do resultado

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024

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

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2025	2024	2025	2024
Receita operacional líquida	26.1	-	-	6.408.632	5.836.281
Contratos futuros de energia		-	-	-	(18.216)
Custos operacionais					
Pessoal		-	-	(185.131)	(173.878)
Material		-	-	(27.293)	(16.172)
Serviços de terceiros		-	-	(87.211)	(81.649)
Energia comprada	27.2	-	-	(866.544)	(573.473)
Depreciação e amortização	13.2 e 14.2	-	-	(655.822)	(587.714)
Encargos de uso da rede elétrica	27.3	-	-	(464.425)	(436.706)
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)		-	-	(107.297)	(87.418)
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)		-	-	(13.296)	(12.320)
Seguros		-	-	(21.049)	(21.557)
Aluguéis		-	-	(1.909)	(1.081)
(Constituições) / reversões de provisões para riscos	23.4	-	-	(2.984)	5.780
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	6.3	-	-	(1.321)	(2.728)
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	14.3	-	-	5.841	-
Outros		-	-	(7.779)	(9.113)
		-	-	(2.436.220)	(1.998.029)
Resultado bruto		-	-	3.972.412	3.820.036
Outros resultados operacionais					
Pessoal		(131.621)	(103.879)	(151.458)	(127.585)
Material		(971)	(758)	(1.994)	(1.441)
Serviços de terceiros		(36.615)	(35.258)	(59.026)	(58.271)
Depreciação e amortização	13.2 e 14.2	(17.006)	(16.118)	(97.581)	(85.774)
Seguros		(495)	(457)	(977)	(638)
Aluguéis		(3.732)	(3.078)	(4.628)	(3.683)
(Constituições) / reversões de provisões para riscos	23.4	(170)	(5.991)	(21.012)	27.339
Compartilhamento de despesas	22.3	81.544	75.787	-	-
Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos		-	-	-	156.093
Alienação de participações societárias		172.833	-	172.833	-
Outros		(6.386)	(7.455)	(29.092)	(27.040)
		57.381	(97.207)	(192.935)	(121.000)
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	12.2	1.998.588	1.755.787	61.015	141.530
		1.998.588	1.755.787	61.015	141.530
Resultado antes das receitas e despesas financeiras		2.055.969	1.658.580	3.840.492	3.840.566
Resultado financeiro	26.1				
Receitas		84.702	122.936	526.371	421.909
Despesas		(314.945)	(281.515)	(820.080)	(1.244.518)
		(230.243)	(158.579)	(293.709)	(822.609)
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		1.825.726	1.500.001	3.546.783	3.017.957
Imposto de renda e contribuição social	29.1				
Corrente		(5.346)	263	(556.313)	(686.236)
Diferido		-	(146)	(310.253)	(55.740)
		(5.346)	117	(866.566)	(741.976)
Lucro líquido do exercício		1.820.380	1.500.118	2.680.217	2.275.981
Atribuível a					
Acionistas controladores		1.820.380	1.500.118	1.820.380	1.500.118
Acionistas não controladores		-	-	859.837	775.863
		1.820.380	1.500.118	2.680.217	2.275.981
Lucro líquido básico e diluído por ação	30	1.83385	1.51122	-	-

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações do resultado abrangente

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024

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

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Lucro líquido do exercício	1.820.380	1.500.118	2.680.217	2.275.981
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	-	4.490
Imposto de renda e contribuição social sobre projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	-	(979)	-	(1.526)
Resultado atuarial com plano de pensão de benefício definido	(91)	383	(142)	597
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre resultado atuarial	31	(130)	48	(204)
	(60)	2.153	(94)	3.357
Itens a serem posteriormente reclassificados para o resultado				
Hedge de fluxo de caixa	(2.209)	2.209	(2.209)	2.209
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre Hedge de fluxo de caixa	751	(751)	751	(751)
	(1.458)	1.458	(1.458)	1.458
Total do resultado abrangente do exercício	1.818.862	1.503.729	2.678.665	2.280.796

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024

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

	Capital social	Reservas		Lucros acumulados	Ajuste de avaliação patrimonial		Patrimônio líquido da controladora	Participação dos não controladores	Total do patrimônio líquido Consolidado
		Legal	Retenção de lucros		Custo atribuído	Outros resultados abrangentes			
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
Resultado abrangente do exercício	-	-	-	1.820.380	-	-	1.820.380	859.837	2.680.217
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	(2.209)	(2.209)	-	(2.209)
Hedge de fluxo de caixa	-	-	-	-	-	751	751	-	751
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre Hedge de fluxo de caixa	-	-	-	-	-	(91)	(91)	(51)	(142)
Resultado atuarial com plano de pensão de benefício definido	-	-	-	-	-	31	31	17	48
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre resultado atuarial	-	-	-	-	-	(1.518)	-	-	-
	-	-	-	1.820.380	-	(1.518)	1.818.862	859.803	2.678.665
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	58.109	(58.109)	-	-	-	-
Imposto diferido sobre a realização do ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	(19.757)	19.757	-	-	-	-
	-	-	-	38.352	(38.352)	-	-	-	-
Contribuições e distribuições aos acionistas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva legal	-	91.019	-	(91.019)	-	-	-	-	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	850.713	(850.713)	-	-	-	-	-
Dividendos intermediários	-	-	-	(427.000)	-	-	(427.000)	(1.225.775)	(1.652.775)
Dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	-	(866)	(866)
Juros sobre capital próprio	-	-	-	(490.000)	-	-	(490.000)	(354.568)	(844.568)
	-	91.019	850.713	(1.858.732)	-	-	(917.000)	(1.581.209)	(2.498.209)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	11.670.895	518.320	2.555.385	-	79.545	11.083	14.835.228	4.146.614	18.981.842

	Capital social	Reservas		Lucros acumulados	Ajuste de avaliação patrimonial		Patrimônio líquido da controladora	Participação dos não controladores	Total do patrimônio líquido Consolidado
		Legal	Retenção de 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	-	-	-	1.500.118	-	-	1.500.118	775.863	2.275.981
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	2.209	2.209	-	2.209
Hedge de fluxo de caixa	-	-	-	-	-	(751)	(751)	-	(751)
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre Hedge de fluxo de caixa	-	-	-	-	-	2.879	2.879	1.611	4.490
Projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	-	-	-	-	-	(979)	(979)	(547)	(1.526)
Imposto de renda e contribuição social sobre projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	-	-	-	-	-	383	383	214	597
Resultado atuarial com plano de pensão de benefício definido	-	-	-	-	-	(130)	(130)	(74)	(204)
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre resultado atuarial	-	-	-	-	-	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

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações dos fluxos de caixa

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024

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

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2025	2024	2025	2024
Fluxos de caixa das atividades operacionais					
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		1.825.726	1.500.001	3.546.783	3.017.957
Ajustes em:					
Equivalência patrimonial	12.2	(1.998.588)	(1.755.787)	(61.015)	(141.530)
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	6.3	-	-	1.321	2.728
Depreciação e amortização	13.2 e 14.2	17.006	16.118	753.403	673.488
Alienação de participações societárias		(172.833)	-	(172.833)	-
Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos		-	-	-	(156.093)
Resultado na baixa do ativo imobilizado / intangível	13.2 e 14.2	8	282	1.840	1.011
Juros e variação monetária de ativos financeiros	9.3	-	-	(1.716.901)	(1.713.864)
Juros e amortização de custos sobre empréstimos	17.3	-	-	24.437	-
Juros, variação monetária e amortização de custos sobre financiamentos	18.6	-	-	21.792	22.717
Juros, variação monetária e amortização de custos sobre debêntures	19.4	209.638	1.579	425.506	182.869
AVP e variação monetária sobre UBP	21.2	-	-	3.914	5.482
Juros e variação cambial sobre partes relacionadas	22.3	(78.525)	249.181	(193.446)	637.355
Atualização e amortização AVP sobre provisão de grandes reparos	23.2	-	-	163.510	274.235
Variação monetária sobre depósitos judiciais		(1)	5	(64.250)	(52.353)
Constituição e variação monetária sobre provisão para riscos	23.5	174	5.992	27.793	(26.887)
AVP sobre descomissionamento de ativos	23.3	-	-	6.655	-
AVP sobre licença ambiental	23.4	-	-	2.122	-
Instrumentos financeiros derivativos - NDF	32.7	78.003	(120.559)	78.003	(120.559)
Contratos futuros de energia		-	-	-	18.216
Variação monetária referente a liminar CCEE		-	-	(4.311)	(5.487)
Outras variações		(4.508)	(3.381)	19.976	12.870
Variação nos ativos e passivos					
Clientes		-	-	(165.146)	84.261
Ativo financeiro vinculado à concessão	9.3	-	-	1.370.649	1.307.859
Partes relacionadas		(8.602)	12.531	243	1.255
Serviços em curso		-	-	(19.314)	(12.398)
Depósito judicial	11.2	15	30	443	176
Fornecedores		1.200	(11.269)	291.249	209.862
Salários, provisões e contribuições sociais		5.752	875	5.685	1.589
Encargos setoriais		-	-	18.455	7.307
Capitalização de debêntures	19.4	-	-	85.010	104.540
Uso do bem público (UBP)	21.2	-	-	(3.889)	(3.744)
Provisões	23.1	-	(199)	(236.622)	(230.329)
Impostos, taxas e contribuições		28.812	12.913	(189.418)	(161.048)
Outras variações ativas e passivas		25.268	(4.399)	37.726	(14.440)
Caixa (aplicado nas)/ gerado pelas operações		(71.455)	(96.087)	4.059.370	3.927.045
Recebimento de dividendos					
	10.2	1.368.328	578.462	33.699	69.731
Recebimento de juros sobre o capital próprio					
	10.2	534.233	510.928	25.647	34.643
Pagamento de imposto de renda e contribuição social					
		-	(131)	(673.591)	(532.812)
Pagamento de juros sobre financiamentos					
	18.6	-	-	(16.561)	(20.569)
Pagamento de juros sobre debentures					
	19.4	(202.729)	-	(451.537)	(228.419)
Pagamento de variação monetária sobre debêntures					
	19.4	-	-	(91.374)	(76.932)
Pagamento de juros sobre partes relacionadas					
	22.4	(44.259)	-	(140.536)	-
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		1.584.118	993.172	2.745.117	3.172.687
Fluxos de caixa das atividades de investimentos					
Aporte de Capital					
	12.2	(1.424.122)	(2.451.606)	-	-
Adições no ativo imobilizado e intangível					
	13.2 e 14.2	(40.847)	50.745	(2.720.191)	(2.611.475)
Recebimento pela alienação de participações societárias					
	12.2	1.143.027	-	1.143.027	-
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimentos		(321.942)	(2.400.861)	(1.577.164)	(2.611.475)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos					
Valor recebido pelo empréstimo de partes relacionadas					
		-	1.471.981	-	1.471.981
Valor recebido pela emissão de debêntures					
	19.4	1.150.000	300.000	1.150.000	920.000
Valor recebido pela emissão de empréstimo					
	17.3	-	-	650.000	-
Custo de transação pela emissão de debêntures					
	19.4	(5.906)	-	(5.906)	(829)
Custo de transação pela emissão de empréstimo					
	17.3	-	-	(233)	-
Liquidação de NDF - hedge de dívida					
		42.556	-	42.556	-
Pagamento de financiamentos					
	18.6	-	-	(52.787)	(51.918)
Pagamento de debêntures					
	19.4	-	-	(200.000)	(895.000)
Pagamento de partes relacionadas					
	22.4	(1.590.470)	-	(2.893.744)	-
Pagamento de dividendos					
	20.2	(405.435)	-	(1.028.345)	(193.977)
Pagamento de juros sobre capital próprio					
	20.2	(450.500)	(549.950)	(692.702)	(767.347)
Fluxo de caixa líquido (aplicado nas) gerado pelas atividades de financiamento		(1.259.755)	1.222.031	(3.031.161)	482.910
Aumento/ (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa					
		2.421	(185.658)	(1.863.208)	1.044.122
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício					
		266.444	452.102	2.742.164	1.698.042
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício					
		268.865	266.444	878.956	2.742.164

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 2025 E 2024

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

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2025	2024	2025	2024
Receitas					
Venda de energia		-	-	5.397.183	4.749.893
Receita de ativos financeiros	9.3	-	-	1.716.901	1.713.864
Outras receitas		59.181	61.154	66.866	63.647
Alienação de participações societárias	12.1	172.833		172.833	
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	6.3	-	-	(1.321)	(2.728)
		232.014	61.154	7.352.462	6.524.676
Insumos adquiridos de terceiros					
Energia comprada e encargos de uso da rede		-	-	(1.463.837)	(1.108.757)
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)		-	-	5.841	-
Contratos futuros de energia	27.3	-	-	-	(18.216)
Materiais e serviços de terceiros		43.958	39.771	(178.532)	(174.215)
Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos		-	-	-	156.093
Outros resultados operacionais		(6.894)	(12.785)	(88.683)	(25.754)
		37.064	26.986	(1.725.211)	(1.170.849)
Valor adicionado bruto		269.078	88.140	5.627.251	5.353.827
Depreciação e amortização	13.2 e 14.2	(17.006)	(16.118)	(753.403)	(673.488)
Valor adicionado líquido produzido		252.072	72.022	4.873.848	4.680.339
Equivalência patrimonial	12.2	1.998.588	1.755.787	61.015	141.530
Outras receitas financeiras		157.220	182.829	621.179	500.386
Valor adicionado recebido em transferência		2.155.808	1.938.616	682.194	641.916
Valor adicionado total a distribuir		2.407.880	2.010.638	5.556.042	5.322.255
Distribuição do valor adicionado					
Pessoal					
Remuneração direta		88.629	61.334	217.464	178.560
Benefícios		19.700	21.359	59.692	66.396
Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS)		5.717	5.862	14.735	15.467
		114.046	88.555	291.891	260.423
Impostos, taxas e contribuições					
Federais		296.225	(25.184)	1.740.371	1.248.501
Estaduais		752	670	51.097	38.032
Municipais		484	465	108.236	88.305
		297.461	(24.049)	1.899.704	1.374.838
Remuneração de capitais de terceiros					
Aluguéis		4.256	3.578	7.358	5.574
Outras despesas financeiras		133.385	402.074	638.520	1.365.077
		137.641	405.652	645.878	1.370.651
Remuneração de capitais próprios					
Juros sobre capital próprio (JSCP)		490.000	476.000	490.000	476.000
Dividendos intermediários		427.000	520.500	427.000	520.500
Lucros retidos		941.732	543.980	941.732	543.980
Participação dos não-controladores nos lucros retidos		-	-	859.837	775.863
		1.858.732	1.540.480	2.718.569	2.316.343
Valor adicionado distribuído		2.407.880	2.010.638	5.556.042	5.322.255

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas explicativas da Diretoria para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024

(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, registrada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM), 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.

Seguindo a estratégia do processo de balanceamento e otimização de seu portfólio de ativos, o Grupo celebrou contrato de compra e venda de ações junto a EDP Energias do Brasil S.A. e a Engie Brasil Energia S.A., prevendo a alienação da totalidade das ações da Companhia Energética do Jari – CEJA e da Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A (“Contrato”) conforme nota explicativa nº 12.

Além do valor da Receita Anual de Geração (RAG) pelo regime de cotas, previsto no contrato de concessão da controlada Rio Paraná Energia e 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 da controlada Rio Canoas, a partir de 2025, a controlada Rio Paraná Energia e a controlada indireta Rio Paranapanema Energia passaram a comercializar energia no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), proveniente de novos contratos em decorrência do 31º e 32º Leilões de Energia Existente, cujos efeitos podem ser observados nas notas explicativas nº 6 e 26.

Em 31 de dezembro de 2025, o Grupo apresentou um capital circulante líquido (CCL) negativo Consolidado no montante de R\$ 2.289.339, em virtude, basicamente, da constituição de dividendos e juros sobre capital próprio a pagar, em exercícios anteriores. Acerca dessa posição, vale destacar a redução do passivo de dividendos e a liquidação dos empréstimos com partes relacionadas beneficiada pela janela favorável de câmbio com a consequente redução da posição final do caixa. Em 31 de dezembro de 2024 o CCL negativo Consolidado apresentado no montante de R\$ 3.574.334, foi em virtude de transferência para o passivo circulante das parcelas de debêntures referente a 8ª emissão série 2ª, na Controlada indireta Rio Paranapanema Energia, transferência para o passivo circulante da parcela referente a dívida de partes

relacionadas com a CTG Lux na Controlada Rio Paraná e constituição de dividendos e juros sobre capital próprio a pagar, em exercícios anteriores.

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 e bom relacionamento no mercado além de boa posição no *rating* de crédito para captações.

1.2. Projetos Renováveis

Destinam-se à geração de energias renováveis por meio das fontes 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 de que as aquisições dos projetos não fizeram parte do escopo de aplicação das normas contábeis IFRS 3 / CPC 15 (Combinações de Negócios), visto que, na sua aquisição junto a terceiros, não geravam inputs e outputs necessários para serem caracterizados como "negócios", tendo sido considerados como aquisição de ativos intangíveis.

1.2.1. Arinos

O projeto Arinos, localizado em Minas Gerais, teve início da construção no 2º trimestre de 2023, com capacidade instalada de 336,7 MW, iniciou parcialmente as operações em 2024 e passou a operar por completo em 2025, conforme nota explicativa nº 1.4.1.

1.2.2. Serra da Palmeira

O projeto Serra da Palmeira, localizado no estado da Paraíba, com capacidade de 648 MW, teve início da construção no 4º trimestre de 2023, e iniciou suas operações de teste conforme nota explicativa nº 1.4.2, com previsão de início da operação comercial em 2026.

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:

Entidade	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	19/04/2032
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Chavantes	UHE	SP/PR	Parapanema	414,0	168,9	22/09/1999	31/03/2036
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Salto Grande	UHE	SP/PR	Parapanema	73,8	49,7	22/09/1999	13/05/2032
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Capivara	UHE	SP/PR	Parapanema	643,0	328,6	22/09/1999	22/04/2036
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Taquarucu	UHE	SP/PR	Parapanema	525,0	195,4	22/09/1999	21/04/2032
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 76/1999	Rosana	UHE	SP/PR	Parapanema	354,0	173,6	22/09/1999	17/04/2032
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 183/1998	Canoas I	UHE	SP/PR	Parapanema	82,5	51,5	30/07/1998	01/08/2037
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 183/1998	Canoas II	UHE	SP/PR	Parapanema	72,0	43,4	30/07/1998	29/07/2037
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 549/2002	Retiro	PCH	SP	Sapucaí	16,0	8,1	10/10/2002	24/11/2034
Rio Parapanema Energia S.A	Nº 706/2002	Palmeiras	PCH	SP	Sapucaí	16,5	8,1	18/12/2002	11/02/2049
Rio Canoas Energia S.A	Nº 03/2010	Ganibaldi	UHE	SC	Canoas	191,9	84,9	14/12/2010	14/01/2051
Rio Verde Energia S.A	Nº 90/2002	Salto	UHE	GO	Verde	116,0	63,2	11/12/2002	11/04/2046
Rio Paraná Energia S.A	Nº 01/2016	Jupia	UHE	SP/MS	Paraná	1.551,2	849,9	05/01/2016	20/04/2047
Rio Paraná Energia S.A	Nº 01/2016	Ilha Solteira	UHE	SP/MS	Paraná	3.444,0	1.645,0	05/01/2016	21/04/2047
						7.600,9	3.712,8		

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

1.3.1.1. Extensões de Outorgas de Concessão

Em 4 de abril de 2025, foi publicada a Resolução Homologatória Aneel nº 3.439, de 1º de abril de 2025, que aprovou o prazo remanescente de extensão das outorgas das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), em atendimento ao artigo 3º da REN 1.035/2022. Tal artigo estabelece a compensação pelos impactos decorrentes das restrições ao escoamento de energia ocasionadas pela Usina Hidrelétrica de Belo Monte, em

virtude de atraso no início da operação comercial ou do início em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão associadas. Ainda dentro do contexto do acordo do *Generation Scaling Factor* (GSF), houve um cálculo adicional da compensação pelos impactos decorrentes dessas restrições.

Na sequência, caberá à Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica (SCE)/Aneel providenciar os termos aditivos aos contratos de concessão, bem como os ajustes nas resoluções autorizativas, a fim de formalizar a extensão das outorgas.

Os respectivos impactos financeiros, reconhecidos no ativo intangível em contrapartida ao resultado como recuperação de custos, e prazo adicional, estão apresentados no quadro a seguir:

Entidade	Usina	Tipo	Dias de extensão	Impacto financeiro	Data fim de concessão / autorização	Nova data fim de concessão / autorização
Rio Paranapanema Energia S.A	Jurumirim	UHE	2	129	17/04/2032	19/04/2032
Rio Paranapanema Energia S.A	Chavantes	UHE	2	516	30/03/2032	01/04/2032
Rio Paranapanema Energia S.A	Salto Grande	UHE	2	157	11/05/2032	13/05/2032
Rio Paranapanema Energia S.A	Capivara	UHE	2	1.005	21/04/2032	23/04/2032
Rio Paranapanema Energia S.A	Taquaruçu	UHE	2	597	19/04/2032	21/04/2032
Rio Paranapanema Energia S.A	Rosana	UHE	2	548	15/04/2032	17/04/2032
Rio Paranapanema Energia S.A	Canoas I	UHE	3	161	29/07/2037	01/08/2037
Rio Paranapanema Energia S.A	Canoas II	UHE	3	135	26/07/2037	29/07/2037
Rio Paranapanema Energia S.A	Retiro	PCH	3	24	21/11/2034	24/11/2034
Rio Paranapanema Energia S.A	Palmeiras	PCH	6	24	05/02/2049	11/02/2049
Rio Canoas Energia S.A	Garibaldi	UHE	3	75	11/01/2051	14/01/2051
Rio Verde Energia S.A	Salto	UHE	5	182	06/04/2046	11/04/2046
Rio Paraná Energia S.A	Jupia	UHE	3	777	17/04/2047	20/04/2047
Rio Paraná Energia S.A	Ilha Solteira	UHE	3	1.511	18/04/2047	21/04/2047
				5.841		

1.3.1.1.1. Aquisição de títulos não pagos no MCP para extensão de concessões das UHEs Capivara e Chavantes – controlada indireta Rio Paranapanema Energia

Em 1º de agosto de 2025, a Controlada Indireta Rio Paranapanema Energia participou do Mecanismo Concorrencial para Negociação de Títulos de Valores não pagos no Mercado de Curto Prazo (MCP), promovido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme previsto na Medida Provisória nº 1.300, de 21 de maio de 2025, e na Portaria Normativa MME nº 112, de 17 de julho de 2025.

No referido leilão, foram arrematados 46.800 (quarenta e seis mil e oitocentos) títulos, totalizando R\$ 952,8 milhões. Desse montante, 30.848 títulos, no valor de R\$ 657,7 milhões, foram alocados à UHE Capivara, e 15.952 títulos, no valor de R\$ 295,1 milhões, à UHE Chavantes. O pagamento dos referidos montantes ocorreu no dia 8 de setembro de 2025. Os títulos adquiridos foram utilizados para prorrogar o prazo das concessões das respectivas usinas.

Para subsidiar a participação no leilão a Rio Paranapanema Energia captou um título de dívida, na modalidade de nota comercial, conforme nota explicativa nº 17.

O respectivo impacto financeiro, reconhecido no ativo intangível em contrapartida ao caixa e prazo adicional estão apresentados no quadro a seguir:

Entidade	Usina	Tipo	Dias de extensão	Custos do mecanismo concorrencial	Títulos arrematados	Impacto financeiro	Data fim de concessão	Nova data fim de concessão
Rio Paranapanema Energia S.A	Chavantes	UHE	1.460	498	295.112	295.610	01/04/2032	31/03/2036
Rio Paranapanema Energia S.A	Capivara	UHE	1.460	964	657.708	658.672	23/04/2032	22/04/2036
				1.462	952.820	954.282		

Em 16 de setembro de 2025, foi publicada a Resolução Autorizativa nº 16.467/2025, que aprovou a extensão dos prazos de outorga dos empreendimentos hidrelétricos participantes do MRE, bem como a minuta dos Termos Aditivos aos Contratos de Concessão dessas usinas.

Os períodos de extensão aprovados decorrem da Resolução Homologatória nº 3.439, de 1º de abril de 2025, que homologou os prazos remanescentes de extensão das UHEs que receberam compensação relacionada ao acordo do GSF, conforme previsto no art. 3º da REN nº 1.035/2022. A homologação também abrange o prazo de concessão das usinas que negociaram títulos referentes aos passivos do MCP, por meio do Mecanismo Concorrencial estabelecido pela MP nº 1.300/2025, controlada indireta Rio Paranapanema.

Em cumprimento ao processo de formalização da extensão das outorgas, foram assinados no último trimestre de 2025, os seguintes aditivos contratuais contemplando os dias de extensão das usinas:

(i) o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 001/2016-MME, referente às Usinas Hidrelétricas Ilha Solteira e Jupia, cujo extrato foi publicado no Diário Oficial da União (DOU) em 12 de novembro de 2025 (Seção 3, página 107);

(ii) o Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 176/1999-Aneel, abrangendo as UHEs Jurumirim, Salto Grande, Capivara, Chavantes, Taquaruçu e Rosana, também publicado no DOU na mesma data e seção (página 107, volume 163, nº 216).

Esses aditivos formalizam as condições aprovadas pela Resolução Homologatória, garantindo a extensão das outorgas e os ajustes regulatórios necessários. Os demais Termos Aditivos, relativos às usinas hidrelétricas Canoas I, Canoas II, Salto e Garibaldi, permanecem pendentes de assinatura e deverão ser formalizados em breve junto a Aneel.

1.3.2. Usinas Fotovoltaicas (UFV)

A tabela a seguir demonstra as resoluções autorizativas das controladas:

Entidade	Resolução autorizativa Aneel	Usina	Tipo	Unidade Federativa (UF)	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	48,1	14,8	22/08/2021	22/08/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 2 Ltda.	Nº 10.169/2021	Arinos 2	UFV	MG	48,1	14,8	22/08/2021	22/08/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 4 Ltda.	Nº 10.171/2021	Arinos 4	UFV	MG	48,1	14,7	22/08/2021	22/08/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 8 Ltda.	Nº 10.175/2021	Arinos 8	UFV	MG	48,1	14,7	22/08/2021	22/08/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 9 Ltda.	Nº 10.176/2021	Arinos 9	UFV	MG	48,1	14,8	22/08/2021	22/08/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 10 Ltda.	Nº 10.177/2021	Arinos 10	UFV	MG	48,1	14,7	22/08/2021	22/08/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 32 Ltda.	Nº 11.413/2022	Arinos 32	UFV	MG	48,1	15,0	01/04/2022	01/04/2057
					336,7	103,5		

MG – Minas Gerais

1.3.3. Centrais Geradoras Eólicas (EOL)

A tabela a seguir demonstra as resoluções autorizativas das controladas:

Entidade	Resolução autorizativa Aneel	Usina	Tipo	Unidade Federativa (UF)	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Início da autorização	Vencimento da autorização
Serra da Palmeira Energia 1 Ltda.	Nº 11.823/2022	Serra da Palmeira I	EOL	PB	36,0	13,2	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 2 Ltda.	Nº 11.824/2022	Serra da Palmeira II	EOL	PB	30,0	9,0	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 3 Ltda.	Nº 11.825/2022	Serra da Palmeira III	EOL	PB	24,0	6,5	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 4 Ltda.	Nº 11.826/2022	Serra da Palmeira IV	EOL	PB	30,0	12,4	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 5 Ltda.	Nº 11.827/2022	Serra da Palmeira V	EOL	PB	36,0	16,9	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 6 Ltda.	Nº 11.828/2022	Serra da Palmeira VI	EOL	PB	24,0	10,5	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 7 Ltda.	Nº 11.829/2022	Serra da Palmeira VII	EOL	PB	30,0	12,1	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 8 Ltda.	Nº 11.830/2022	Serra da Palmeira VIII	EOL	PB	24,0	10,0	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 9 Ltda.	Nº 11.831/2022	Serra da Palmeira IX	EOL	PB	24,0	11,7	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 10 Ltda.	Nº 11.832/2022	Serra da Palmeira X	EOL	PB	30,0	10,9	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 11 Ltda.	Nº 11.833/2022	Serra da Palmeira XI	EOL	PB	24,0	10,5	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 12 Ltda.	Nº 11.834/2022	Serra da Palmeira XII	EOL	PB	24,0	9,0	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 13 Ltda.	Nº 11.835/2022	Serra da Palmeira XIII	EOL	PB	42,0	17,3	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 14 Ltda.	Nº 11.836/2022	Serra da Palmeira XIV	EOL	PB	24,0	9,8	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 15 Ltda.	Nº 11.837/2022	Serra da Palmeira XV	EOL	PB	36,0	14,7	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 16 Ltda.	Nº 11.838/2022	Serra da Palmeira XVI	EOL	PB	24,0	10,4	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 17 Ltda.	Nº 11.839/2022	Serra da Palmeira XVII	EOL	PB	30,0	14,9	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 18 Ltda.	Nº 11.840/2022	Serra da Palmeira XVIII	EOL	PB	18,0	7,9	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 19 Ltda.	Nº 11.841/2022	Serra da Palmeira XIX	EOL	PB	30,0	13,6	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 20 Ltda.	Nº 11.842/2022	Serra da Palmeira XX	EOL	PB	24,0	8,9	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 21 Ltda.	Nº 11.843/2022	Serra da Palmeira XXI	EOL	PB	24,0	8,2	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 22 Ltda.	Nº 11.844/2022	Serra da Palmeira XXII	EOL	PB	24,0	8,8	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 23 Ltda.	Nº 11.845/2022	Serra da Palmeira XXIII	EOL	PB	36,0	12,7	12/05/2022	12/05/2057
					648,0	259,9		

PB – Paraíba

No dia 26 de maio de 2025, foi publicada a portaria da Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento do Ministério de Minas e Energia (SNTep/MME) nº 2.949, definindo os montantes de garantia física de energia das usinas eólicas conforme tabela acima.

1.4. Despachos de operação comercial e em teste – Arinos e Serra da Palmeira

1.4.1. Arinos

Entidade	Usina	Operação em teste			Operação comercial			
		Despacho	Data do despacho	Data de início	Despacho	Data do despacho	Data de início	UGs autorizadas
Usina Fotovoltaica Arinos C 1 Ltda.	Arinos 1	3.516	19/11/2024	19/11/2024	1.151	16/04/2025	17/04/2025	1 a 161
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	1.152	16/04/2025	17/04/2025	1 a 101
Usina Fotovoltaica Arinos C 8 Ltda.	Arinos 8	1.890	26/06/2024	26/06/2024	3.825	19/12/2024	18/12/2024	1 a 161
Usina Fotovoltaica Arinos C 9 Ltda.	Arinos 9	1.891	26/06/2024	26/06/2024	2.655	05/09/2024	04/09/2024	55 a 161
Usina Fotovoltaica Arinos C 10 Ltda.	Arinos 10	2.512	30/08/2024	29/08/2024	3.656	03/12/2024	30/11/2024	1 a 54
Usina Fotovoltaica Arinos C 32 Ltda.	Arinos 32	3.690	04/12/2024	04/12/2024	2.663	05/09/2024	05/09/2024	1 a 107
					2.794	17/09/2024	17/09/2024	108 a 161
					3.172	21/10/2024	19/10/2024	1 a 161
					1.150	16/04/2025	17/04/2025	1 a 161

UGs – Unidades Geradoras

1.4.2. Serra da Palmeira

Entidade	Usina	Operação em teste		
		Despacho	Data do despacho	Data de início
Serra da Palmeira Energia 1 Ltda.	Serra da Palmeira I	1.274	25/04/2025	26/04/2025
Serra da Palmeira Energia 2 Ltda.	Serra da Palmeira II	1.398	08/05/2025	09/05/2025
Serra da Palmeira Energia 3 Ltda.	Serra da Palmeira III	1.243	23/04/2025	24/04/2025
Serra da Palmeira Energia 4 Ltda.	Serra da Palmeira IV	2.055	09/07/2025	10/07/2025
Serra da Palmeira Energia 5 Ltda.	Serra da Palmeira V	1.245	23/04/2025	24/04/2025
Serra da Palmeira Energia 6 Ltda.	Serra da Palmeira VI	2.439	14/08/2025	15/08/2025
Serra da Palmeira Energia 7 Ltda.	Serra da Palmeira VII	2.386	07/08/2025	08/08/2025
Serra da Palmeira Energia 8 Ltda.	Serra da Palmeira VIII	1.607	28/05/2025	29/05/2025
Serra da Palmeira Energia 9 Ltda.	Serra da Palmeira IX	1.246	23/04/2025	24/04/2025
Serra da Palmeira Energia 10 Ltda.	Serra da Palmeira X	1.242	23/04/2025	24/04/2025
Serra da Palmeira Energia 11 Ltda.	Serra da Palmeira XI	1.269	25/04/2025	26/04/2025
Serra da Palmeira Energia 12 Ltda.	Serra da Palmeira XII	1.270	25/04/2025	26/04/2025
Serra da Palmeira Energia 13 Ltda.	Serra da Palmeira XIII	2.440	14/08/2025	15/08/2025
Serra da Palmeira Energia 14 Ltda.	Serra da Palmeira XIV	1.244	23/04/2025	24/04/2025
Serra da Palmeira Energia 15 Ltda.	Serra da Palmeira XV	1.396	08/05/2025	09/05/2025
Serra da Palmeira Energia 16 Ltda.	Serra da Palmeira XVI	1.272	25/04/2025	26/04/2025
Serra da Palmeira Energia 17 Ltda.	Serra da Palmeira XVII	1.271	25/04/2025	26/04/2025
Serra da Palmeira Energia 18 Ltda.	Serra da Palmeira XVIII	1.275	25/04/2025	26/04/2025
Serra da Palmeira Energia 19 Ltda.	Serra da Palmeira XIX	1.608	28/05/2025	29/05/2025
Serra da Palmeira Energia 20 Ltda.	Serra da Palmeira XX	2.382	07/08/2025	08/08/2025
Serra da Palmeira Energia 21 Ltda.	Serra da Palmeira XXI	2.444	14/08/2025	15/08/2025
Serra da Palmeira Energia 22 Ltda.	Serra da Palmeira XXII	2.664	03/09/2025	04/09/2025
Serra da Palmeira Energia 23 Ltda.	Serra da Palmeira XXIII	2.446	14/08/2025	15/08/2025

Conforme o despacho apresentado nos quadros anteriores, as Controladas indiretas foram liberadas para operação em teste e comercial. A energia produzida durante esse período de teste é liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP), atrelado ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), por meio da CTG Brasil Negócios de Energia S.A. ("CTG NE") que representa as Controladas indiretas junto a CCEE.

1.5. Revisão das garantias físicas das usinas hidrelétricas

1.5.1. 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 indireta Rio Paranapanema em relação à garantia física vigente em dezembro de 2017.

Em 2 de fevereiro de 2018, a Controlada Rio Paranapanema Energia ajuizou duas ações perante a Justiça Federal do Distrito Federal em face da União Federal, com pedido de liminar para suspender a aplicação desta portaria e questionar os parâmetros de garantia física. Em ambas as ações, as liminares não foram concedidas em primeira instância.

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

Em 16 de dezembro de 2020, foi proferida decisão judicial em sede de apelação que confirmou e estabilizou o efeito da liminar da Controlada indireta 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 indireta Rio Paranapanema, referente a ação que tratava a legitimidade da revisão de garantia física ocorrida em 2017, a votação foi favorável à Rio Paranapanema Energia em 4 votos a 1, na 6ª Turma do Tribunal Regional Federal da Primeira Região (TRF1), que deu provimento ao recurso 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.

1.5.2. 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.

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 a Rio Paranapanema Energia e a 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 Energia 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.

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

Foi publicada em 25 de julho de 2025 a Resolução homologatória nº 3.506/2025 para a RAG, referente ao período de julho/2025 até junho/2026. Devido aos índices de disponibilidade das UHEs Ilha Solteira e Jupiá, e diante da gestão e evolução do projeto de modernização das usinas, houve um acréscimo de R\$ 29,9 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. Lei nº 15.235/2025 (decorrente da MP nº 1.300/2025) – Repactuação/Antecipação UBP

Em 8 de outubro de 2025, foi publicada a Lei nº 15.235/2025, decorrente da conversão da MP nº 1.300/2025, que trouxe medidas para modernização do setor elétrico. Entre elas, destaca-se a criação do mecanismo de repactuação das parcelas vincendas do Uso de Bem Público (UBP) para usinas hidrelétricas licitadas sob o critério de maior pagamento de UBP. Esse mecanismo substitui a obrigação de pagamento do UBP original pela obrigação de pagamento de uma tarifa setorial diretamente à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), em parcela única, condicionada ao aceite do empreendedor.

Pelo novo arranjo, o saldo vincendo do UBP pode ser antecipado por meio do cálculo do valor presente das parcelas futuras, desconsiderando valores associados ao período de eventual extensão da outorga.

A UHE Salto enquadra-se nas condições iniciais estabelecidas pela Lei para repactuação do valor da UBP, desta forma a Controlada Rio Verde Energia está avaliando sua atratividade do ponto de vista financeiro.

1.8. Lei nº 15.269/2025 (decorrente da MP nº 1.304/2025) – Modernização do Setor Elétrico

A Lei nº 15.269/2025 publicada em 24 de novembro de 2025 introduz alterações relevantes do setor elétrico que afetam as empresas da CTG Brasil, como a possibilidade de renovação de concessões, alteração nas regras de autoprodução de energia, armazenamento, regras para ressarcimento de cortes de geração (*curtailment*), negociação de energia incentivada no mercado livre, limites das revisões de garantias físicas, tarifas, encargos e descomissionamento de usinas, com o objetivo de promover a modicidade tarifária, a segurança energética e a sustentabilidade do setor.

1.8.1. Renovação de concessões:

A Lei possibilita a renovação de concessões de geração outorgadas antes de 11 de dezembro de 2003 por mais 30 anos sob o regime de Produção Independente de energia, mediante pagamento de valor estipulado pelo Poder Concedente. As usinas da Controlada indireta Rio Parapanema Energia, outorgadas em 1999 estão sujeitas ao processo de prorrogação previsto na nova regra.

1.8.2. Revisão de Garantia Física:

A Lei trouxe mudanças relevantes nas regras de revisão ordinária da garantia física das usinas. A partir da publicação da lei, o ganho de garantia física entre revisões está limitado a 5% por ciclo, e o ganho acumulado durante todo o período da concessão não pode ultrapassar 10%. A regra se aplica a todas as UHEs do Grupo, não sendo aplicável apenas às PCHs, eólicas e solares.

1.8.3. Ressarcimento dos cortes de geração (curtailment):

A Lei estabeleceu a possibilidade de ressarcimento pelos cortes de geração (*curtailment*) aplicáveis a geradores renováveis, incluindo fontes eólicas e solares, decorrentes de razões elétricas e de confiabilidade, ampliando o escopo anteriormente restrito aos cortes exclusivamente por razões elétricas.

A regulamentação aplicável trata, neste momento, apenas do período passado, compreendido entre 01 de setembro de 2023 e 15 de novembro de 2025, período no qual as Controladas Arinos encontravam-se em operação comercial, conforme descrito na nota explicativa nº 1.3, fazendo jus, portanto, ao eventual ressarcimento relacionado aos cortes de geração ocorridos no período. Por sua vez, as Controladas Serra da Palmeira não fazem jus ao ressarcimento nesse mesmo intervalo, uma vez que ainda não iniciaram operação comercial.

Os critérios detalhados para apuração e homologação dos valores a serem ressarcidos ainda estão em discussão no âmbito da Consulta Pública MME nº 210/2025, não concluída até a presente data. Dessa forma, embora já tenham sido realizados cálculos preliminares dos valores potencialmente ressarcíveis, o montante final dependerá da conclusão do processo regulatório e posterior homologação pelos órgãos competentes, notadamente o ONS e a Aneel.

Até o momento, não há definição regulatória quanto ao ressarcimento de cortes de geração para períodos futuros.

1.8.4. TFSEE:

A Lei também estabeleceu o pagamento de Taxa de Fiscalização de Energia Elétrica da Aneel para os agentes de e autoprodução e de comercialização de energia elétrica, na proporção da energia elétrica comercializada. Esta obrigação será regulamentada pela Aneel terá impacto na Controlada CTGNE.

1.9. Eventos tributários

1.9.1. Reforma tributária

Em 16 de janeiro de 2025, o Projeto de Lei Complementar nº 68/2024 foi sancionado, convertendo-se na Lei Complementar nº 214/2025, com vetos parciais, regulamentando dispositivos da Emenda Constitucional nº 132/2023 e instituindo a nova estrutura do sistema tributário nacional.

A partir de 2026, inicia-se o período de testes da Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS) e do Imposto sobre Bens e Serviços (IBS). A CBS substituirá o PIS e a COFINS a partir de 2027, enquanto o ICMS e o ISS serão gradualmente substituídos pelo IBS até 2032, com aplicação plena em 2033. A nova sistemática elimina a cumulatividade, adota a tributação “por fora” e consolida a incidência no destino.

Para o setor de energia elétrica, a Lei Complementar nº 214/2025 estabelece o regime de diferimento da CBS e do IBS, nos termos do artigo 28, nas operações que não sejam destinadas a consumidores finais.

O Grupo realizou a análise dos efeitos do novo modelo tributário e concluiu os ajustes sistêmicos necessários. Em dezembro de 2025, o Grupo finalizou os ajustes em seus sistemas para viabilizar o destaque da CBS e do IBS a partir de 1º de janeiro de 2026. Adicionalmente, o Grupo já considera as regras da reforma tributária, inclusive as disposições transitórias, na negociação e formalização de novos contratos no Ambiente de Contratação Livre (ACL). No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), relativamente aos contratos firmados anteriormente à vigência do

novo regime, aplicam-se os mecanismos de compensação previstos no artigo 21 da Emenda Constitucional nº 132/2023 e no artigo 373 da Lei Complementar nº 214/2025, não se esperando impacto negativo para o Grupo, uma vez que tais contratos se sujeitam ao regime de diferimento mencionado acima.

1.9.2. Pillar II

Em dezembro de 2024, a Medida Provisória nº 1.262/2024 foi convertida na Lei nº 15.079/2024, incorporando à legislação tributária brasileira as Regras GloBE (Global Anti-Base Erosion), no âmbito do Pilar II da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), cuja aplicação se iniciou em 2025. Em complemento, a Receita Federal do Brasil publicou a Instrução Normativa nº 2.228/2024, que regulamenta a aplicação do regime, inclusive por meio de regras simplificadoras.

O Grupo avaliou os efeitos da implementação das novas regras para o exercício de 2025 e aplicou as regras simplificadoras previstas na Instrução Normativa nº 2.228/2024 para avaliação da eventual exigência do adicional do Pilar II, concluindo que não haverá recolhimento nesse exercício, uma vez que a alíquota efetiva apurada, após os ajustes legais aplicáveis, permaneceu superior à alíquota mínima de 15% estabelecida pela legislação. O Grupo continuará acompanhando a evolução do tema e avaliando os impactos potenciais nos exercícios subsequentes.

1.9.3. Efeitos da Nova Tributação de Lucros e Dividendos

Em 26 de novembro de 2025, o Projeto de Lei nº 1.087/2025 foi sancionado, convertendo-se na Lei nº 15.270/2025, que instituiu a tributação, à alíquota de 10%, dos lucros e dividendos distribuídos a partir de 1º de janeiro de 2026, sendo a tributação aplicável tanto a beneficiários pessoa física quanto a investidores estrangeiros. Em decorrência dessa alteração legislativa, o Grupo avaliou os efeitos da nova regra à luz do planejamento financeiro e estratégico.

Nesse contexto, foram deliberados dividendos referentes a parcela dos lucros apurados até 2025, observados os limites legais aplicáveis, a disponibilidade de caixa e a estratégia de investimentos do Grupo. Nos termos da legislação aplicável, o pagamento desses dividendos poderá ser realizado até 2028 conforme provisionado na nota explicativa nº 20.2.

1.9.4. Efeitos da Lei Complementar nº 224/2025

Em 26 de dezembro de 2025, o Projeto de Lei Complementar nº 128/2025 foi sancionado, convertendo-se na Lei Complementar nº 224/2025, que promoveu ajustes na legislação tributária federal, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2026, observadas as regras de anterioridade aplicáveis.

No regime do lucro presumido, a Lei Complementar nº 224/2025 determinou o acréscimo de 10% nos percentuais de presunção da base de cálculo do IRPJ e da CSLL, aplicáveis à parcela da receita bruta anual que exceder R\$ 5 milhões, observada a proporcionalidade por período de apuração.

Adicionalmente, a norma elevou a alíquota do imposto de renda retido na fonte incidente sobre os Juros sobre o Capital Próprio (JSCP) de 15% para 17,5%, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2026.

O Grupo avaliou os potenciais efeitos das alterações introduzidas pela Lei Complementar nº 224/2025, considerando sua estrutura operacional e os regimes de tributação aplicáveis, e continuará acompanhando a regulamentação infralegal e a evolução da interpretação pelas autoridades fiscais, a fim de monitorar eventuais impactos futuros.

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, registrada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM), 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 controla indiretamente 96,19% da Controlada indireta Rio Paranapanema Energia S.A. (Rio Paranapanema Energia), uma sociedade anônima de capital aberto, registrada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM), categoria A e listada na B3, 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), 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), uma sociedade por ações de capital fechado com sede na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo.

Na condição de Holding, atua com os objetivos de: i. operar e explorar, de forma direta ou por meio de suas subsidiárias, direitos decorrentes de contratos de concessão, permissão ou autorização; através de desenvolvimento de estudo, planejamento, projeto, construção e operação de sistemas de produção e transformação de energia elétrica resultantes da utilização de fontes eólica e solar, além de estudo, planejamento e execução de planos e programas relacionados à pesquisa e ao desenvolvimento de novas fontes de energia; ii. representação de outras sociedades, nacionais ou estrangeiras, por conta própria ou de terceiros, e participa de 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 empresa controlada em conjunto com a EDP – Energias do Brasil

1.11.1.1. 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): Ceneael, 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 26 de fevereiro de 2026.

2.2. Base de preparação e mensuração

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram preparadas de acordo com as normas contábeis 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 CPCs, os quais foram aprovados pela 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 1.5);
- 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 (nota explicativa nº 23);
- v. Imposto de renda e contribuição social diferidos (nota explicativa nº 29.2).

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 líquido ou no prejuízo e em outros resultados abrangentes gerados pelas

investidas, após sua aquisição. A distribuição do resultado também gera redução no valor contábil desses 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 de consolidação incluíram: (i) a eliminação dos investimentos da Controladora em suas Controladas; (ii) a eliminação dos saldos, transações, receitas e despesas entre a Controladora e suas Controladas, bem como entre as próprias controladas; e (iii) o reconhecimento da participação de acionistas não controladores nos balanços patrimoniais, nas demonstrações do resultado e nas demonstrações do resultado abrangente.

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 2025 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. *Impairment*

O Grupo testa a recuperabilidade de seus ativos, imobilizados e intangíveis quando há algum indicativo que sugira a possibilidade de desvalorização deste ativo. Os ativos são segregados como unidade geradora de caixa, e o teste tem como critério do fluxo de caixa descontado que depende de diversas estimativas, que são influenciadas pelas condições de mercado vigentes no momento da avaliação.

3.3.1. Impairment de ativos não financeiros

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

Os detalhes das análises de *impairment* do Grupo estão evidenciados na nota explicativa nº 13.5.

3.3.2. Impairment de ativos financeiros

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

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.

3.4. Adoção as normas de contabilidade novas e revisadas

Os pronunciamentos novos e alterados que entraram em vigência a partir de 01 de janeiro de 2025 não geraram impactos nas demonstrações financeiras do Grupo.

- Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio e Conversão de Demonstrações contábeis (CPC 02 (R2) / IAS 21);
- Créditos de Carbono (tCO₂e), Permissões de emissão (*allowances*) e Crédito de Descarbonização (CBIO) (OCPC 10);
- Melhorias Anuais às Normas Contábeis IFRS:
 - IFRS 1 Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade;
 - IFRS 7 Instrumentos Financeiros: Evidenciação;
 - IFRS 9 Instrumentos Financeiros;
 - IFRS 10 Demonstrações Consolidadas; e
 - IAS 7 Demonstração dos Fluxos de Caixa.

Os pronunciamentos alterados que entraram em vigência a partir de 01 de janeiro de 2026 não possuem expectativas de impactos nas demonstrações financeiras do Grupo.

- Instrumentos Financeiros: Evidenciação (IFRS 7 / CPC 40);
- Instrumentos Financeiros (IFRS 9 / CPC 48).

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

- Apresentação e Divulgação das Demonstrações Financeiras (IFRS 18 / CPC 51); cuja avaliação e tratativas estão em andamento.
- 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 *curtailment*, risco de taxa de juros de valor justo, risco de taxa de juros de fluxo de caixa), 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 relevante é o ajuste do MRE, por meio do fator GSF, que pode reduzir ou aumentar a energia disponível para venda das 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 em renováveis não-hídricas – *Curtailment*

O Grupo está sujeito a eventos de *curtailment* em seus empreendimentos de geração eólica e solar, decorrentes de determinações do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para a redução da geração, em função de restrições operativas do Sistema Interligado Nacional (SIN), incluindo, entre outras, limitações no escoamento da energia pela rede de transmissão, requisitos de segurança do sistema ou variações na carga demandada.

Nessas circunstâncias, as Controladas Arinos e Serra da Palmeira podem ter sua geração reduzida, ainda que haja disponibilidade do recurso energético, impactando o montante de energia efetivamente gerado no período.

A redução da geração pode resultar em diferenças entre a energia contratada e a energia efetivamente gerada, podendo gerar exposições ao mercado de curto prazo, conforme as regras vigentes do setor elétrico e o perfil de contratação do Grupo.

4.1.1.3. 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 e aplicações vinculadas.

Para o financiamento junto ao BNDES, o risco está ligado à variação da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP). As debêntures e notas comerciais 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 e notas comerciais 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 que aumentem saldos passivos em moeda estrangeira cujo risco é o aumento da obrigação com a instituição cedente e redução do lucro líquido. O Grupo possuía instrumentos de hedge para proteção em relação aos aumentos nas taxas de moeda estrangeira conforme nota explicativa nº 32.7. Também conforme nota explicativa nº 22.4 o Grupo liquidou o empréstimo junto a CTG Lux.

4.1.3. Risco de concentração de clientes

O Grupo, considerando os riscos de mercado, desenvolveu metodologia e implementou política de proteção a seu portfólio de clientes, que foi desenvolvida desde sua primeira versão.

Atualmente são estabelecidos limites que consideram a participação dos clientes e seus respectivos setores de atuação, dentre outras premissas como robustez financeira e patrimonial.

O Grupo adota, como uma de suas principais premissas de controle, a garantia física de energia a ser contratada.

No exercício de 2025, em razão de contrato firmado na Controlada Rio Verde, em período no qual as condições de negociação eram mais favoráveis que as atualmente observadas, verificou-se concentração superior a 10% da receita operacional com contraparte de grande porte e com excelente histórico de relacionamento.

4.1.4. 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.

4.1.5. 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 (empréstimos, financiamentos e debêntures) 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.

Entidade	Dívida	Remuneração	Controladora			
			De três meses a um ano	De um a dois anos	Mais de dois anos	Total
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	Debêntures 1ª emissão - série única	DI + 0,43% ao ano	198.554	172.886	1.667.091	2.038.531

Entidade	Dívida	Remuneração	Consolidado					
			Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a dois anos	Mais de dois anos	Total
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	Debêntures 1ª emissão - série única	DI + 0,43% ao ano	-	-	198.554	172.886	1.667.091	2.038.531
Rio Paraná Energia S.A.	Debêntures 2ª emissão - série 2	Variação IPCA + 4,63% ao ano	-	-	39.185	40.697	1.095.228	1.175.110
Rio Paraná Energia S.A.	Debêntures 3ª emissão - série única	Variação DI + 1,29% ao ano	-	-	493.010	431.003	-	924.013
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP	3.370	4.002	11.714	-	-	19.086
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP	3.370	6.630	29.189	37.016	111.997	188.202
Rio Parapanema Energia S.A.	Debêntures 10ª emissão - série 1	Variação DI + 0,60% ao ano	23.094	-	21.665	38.927	348.742	432.428
Rio Parapanema Energia S.A.	Debêntures 10ª emissão - série 2	Variação DI + 0,70% ao ano	24.809	-	23.276	41.859	434.409	524.353
Rio Parapanema Energia S.A.	Notas Comerciais 1ª emissão - série única	Variação DI + 0,40% ao ano	-	-	-	-	-	-
Rio Parapanema Energia S.A.	Notas Comerciais 2ª emissão - série 1	Variação DI + 0,50% ao ano	-	-	268.035	-	-	268.035
			54.643	10.632	1.084.628	762.388	3.657.467	5.569.750

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 empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas (*Covenants*), normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas a atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros, que foram atendidas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, (notas explicativas nº 17, 18 e 19).

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 23.5.

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 absoluta entre as taxas e índices vigentes em 31 de dezembro de 2025 e as premissas disponibilizadas por consultoria especializada para o cenário dos próximos 12 meses, conforme demonstrado a seguir:

					Controladora				
Instrumentos financeiros	Indexador	Indexador do valor contábil	Indexador do cenário provável	Variação absoluta no cenário provável	Saldo contábil em 2025	Cenário atual (*)	Cenário provável (**)	Efeito absoluto	
Ativos financeiros									
Aplicações financeiras	DI	14,90%	12,40%	250 bps	268.771	40.047	33.328	6.719	
					268.771	40.047	33.328	6.719	
Passivos financeiros									
Debêntures 1ª emissão - série única	DI + 0,43% ao ano	14,90%	12,40%	250 bps	1.452.582	223.611	202.978	20.633	
					1.452.582	223.611	202.978	20.633	
					Consolidado				
Entidade	Instrumentos financeiros	Indexador	Indexador do valor contábil	Indexador do cenário provável	Variação absoluta no cenário provável	Saldo contábil em 2025	Cenário atual (*)	Cenário provável (**)	Efeito absoluto
Ativos financeiros									
Consolidado	Aplicações financeiras	DI	14,90%	12,40%	250 bps	877.940	130.813	108.865	21.947
Consolidado	Aplicações financeiras vinculadas	DI	14,90%	12,40%	250 bps	23.142	3.448	2.870	578
Rio Paraná Energia S.A.	Ativo financeiro vinculado à concessão	IPCA	4,27%	4,40%	13 bps	12.988.025	554.941	571.527	16.586
						13.899.107	689.202	683.262	39.111
Passivos financeiros									
China Three Gorges Brasil Energia S.A	Debêntures 1ª emissão - série única	DI + 0,43% ao ano	14,90%	12,40%	250 bps	1.452.582	223.611	202.978	20.633
Rio Paraná Energia S.A.	Debêntures 2ª emissão - série 2	IPCA + 4,63% ao ano	4,27%	4,40%	13 bps	826.522	75.190	78.293	1.101
Rio Paraná Energia S.A.	Debêntures 3ª emissão - série única	DI + 1,29% ao ano	14,90%	12,40%	250 bps	800.096	131.073	110.813	20.280
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 1,81% ao ano	9,07%	8,57%	50 bps	16.656	1.840	1.755	81
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,16% ao ano	9,07%	8,57%	50 bps	1.280	146	140	4
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,34% ao ano	9,07%	8,57%	50 bps	161.451	18.764	17.936	828
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP	9,07%	8,57%	50 bps	811	74	69	5
Rio Paranapanema Energia S.A.	Debêntures 10ª emissão - série 1	DI + 0,60% ao ano	14,90%	12,40%	250 bps	320.092	49.900	41.850	8.050
Rio Paranapanema Energia S.A.	Debêntures 10ª emissão - série 2	DI + 0,70% ao ano	14,90%	12,40%	250 bps	341.440	53.621	45.025	8.596
Rio Paranapanema Energia S.A.	Empréstimo Notas Comerciais 1ª emissão - série única	DI + 0,40% ao ano	14,90%	12,40%	250 bps	422.916	64.958	54.343	10.615
Rio Paranapanema Energia S.A.	Empréstimo Notas Comerciais 2ª emissão - série 1	DI + 0,50% ao ano	14,90%	12,40%	250 bps	251.288	38.886	32.572	6.314
Rio Canoas Energia S.A.	Uso do bem público (UBP)	IPCA	4,27%	4,40%	13 bps	13.662	583	601	18
Rio Verde Energia S.A.	Uso do bem público (UBP)	IGPM	-1,05%	3,87%	492 bps	24.151	(253)	936	1.189
Rio Paraná Energia S.A.	Provisão para grandes reparos	IPCA	4,27%	4,40%	13 bps	1.123.874	47.983	49.417	1.434
Rio Paraná Energia S.A.	Provisão para grandes reparos	IGPM	-1,05%	3,87%	492 bps	749.250	(7.861)	29.030	36.891
						6.506.071	698.515	663.758	116.027

IGP-M – Índice Geral de Preços - Mercado

(*) composto pela atualização dos saldos contábeis, considerando a variação do indexador do valor contábil nos últimos 12 meses.

(**) reflete a atualização dos saldos contábeis com base no indexador projetado para os próximos 12 meses, de acordo com a mediana das expectativas de mercado em 2026, disponibilizada por consultoria especializada.

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 índice de alavancagem financeira é utilizado para evidenciar a estrutura de capital do Grupo. Esse índice corresponde à dívida líquida expressa como percentual do capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos, financiamentos e debêntures de curto e longo prazos, subtraído o montante de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras vinculadas. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido com a dívida líquida.

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2025	2024	2025	2024
Empréstimos	17	-	-	674.204	-
Financiamentos	18	-	-	180.198	227.754
Debêntures	19	1.452.582	301.579	3.740.732	2.829.033
Partes relacionadas passiva China Three Gorges (Luxembourg)	22.4	-	1.721.162	-	3.237.048
Dívida Bruta		1.452.582	2.022.741	4.595.134	6.293.835
(-) Instrumentos financeiros derivativos - NDF		-	(122.768)	-	(122.768)
(-) Caixa e equivalentes de caixa	5.1	(268.865)	(266.444)	(878.956)	(2.742.164)
(-) Aplicações financeiras vinculadas	5.2	-	-	(23.142)	(26.859)
Dívida líquida		1.183.717	1.633.529	3.693.036	3.402.044
Patrimônio líquido	25	14.835.228	13.933.366	18.981.839	18.801.386
Total do capital		16.018.945	15.566.895	22.674.875	22.203.430
Índice de alavancagem financeira - (%)*		7,4	10,5	16,3	15,3

* 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 28).

5.1.2. Composição

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Caixas e bancos	94	108	1.016	1.575
Aplicações financeiras	268.771	266.336	877.940	2.740.589
Certificado de depósito bancário (CDB)	268.771	266.336	877.940	2.740.589
	268.865	266.444	878.956	2.742.164

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 2024	618	24.230	2.011	26.859
Aplicações	-	-	91	91
Rendimentos	50	2.902	296	3.248
Resgates	(660)	(5.950)	(9)	(6.619)
Imposto de renda retido na fonte (IRRF)	(8)	(429)	-	(437)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	-	20.753	2.389	23.142

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 de caixa, equivalentes de caixa e das aplicações financeiras vinculadas mantidas pelo Grupo.

5.3.1. Composição

Standard & Poor's (*)	Moody's (*)	Fitch (*)	Controladora		Consolidado	
			2025	2024	2025	2024
AAA	AAA	AAA	-	-	133.154	439.054
AAA	-	-	-	-	1	1
AAA	AAA	-	62.785	56	355.512	604.742
-	AA	-	1	6.370	1	483.608
AAA	AA	AAA	1.559	1.364	1.559	1.364
-	AAA	AAA	204.519	258.653	411.867	480.392
-	AAA	-	1	1	4	759.862
			268.865	266.444	902.098	2.769.023

(*) 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 estimativa para crédito de liquidação duvidosa. Na prática, dado o prazo de cobrança, são normalmente reconhecidas ao valor faturado, ajustado pela estimativa para crédito de liquidação duvidosa, 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 respaldados por contratos nas seguintes modalidades:

- Ambiente de Contratação Livre (ACL) - Suprimento de energia elétrica negociado de forma bilateral;
- Ambiente de Contratação Regulada (ACR) - Ambiente de Contratação Regulada
 - Cotas de Garantia Física (CCGF) celebrado com as distribuidoras de energia;
 - Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) fundamentos na Lei nº 12.783/2013 que criou o regime de cotas de garantia física para determinadas usinas com concessões vincendas à época;
 - Contratos em decorrência do 31º e 32º Leilões de Energia Existente;
- Energia de curto prazo – Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) / Mercado de Curto Prazo (MCP) de acordo com a dinâmica do mercado, apurados, divulgados e liquidados pela CCEE.

	Consolidado						
	À vencer	Vencidos			(-) PECLD	2025	2024
	Até 90 dias	Até 90 dias	De 91 a 365 dias	Acima de 365 dias			
Contratos ACL	259.072	1.980	1.325	2.728	(4.049)	261.056	240.956
Contratos ACR	335.772	-	-	-	-	335.772	311.365
Energia de curto prazo (MRE/MCP)	172.897	-	-	-	-	172.897	52.490
	767.741	1.980	1.325	2.728	(4.049)	769.725	604.811

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 para essa liquidação.

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

Para o exercício de 31 de dezembro de 2025, houve constituição de PECLD no valor de R\$ 1.321, na Controlada indireta Rio Paranapanema Energia referente e R\$ 1.073 na Controlada CTG NE referente ao não cumprimento de cláusula contratual relativa à venda de energia elétrica no ACL, e em 2024 pela mesma razão foi registrado R\$ 1.655 na Controlada indireta Rio Paranapanema Energia, totalizando R\$ 4.049.

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: registro contra pagamento, 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 e a 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			
	2025	2024	2025		2024	
	Circulante	Circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Ativo						
Saldo negativo / Antecipações de IRPJ e CSLL	80.014	65.906	80.594	-	67.214	819
PIS e COFINS a recuperar	-	-	-	-	417	-
INSS a recuperar	-	-	81	1.590	551	1.590
ICMS a recuperar	-	-	3.601	-	4.192	-
ISS a recuperar	-	-	309	-	849	-
IRRF sobre JSCP a recuperar	-	-	314	-	276	-
Outros	4	17	111	-	82	-
	80.018	65.923	85.010	1.590	73.581	2.409
Passivo						
IRPJ e CSLL a recolher	-	-	242.914	-	438.804	-
PIS e COFINS a recolher	70.000	58.187	126.304	-	91.476	-
ICMS a recolher	-	-	16.301	-	15.248	-
Outros	138	227	4.831	-	12.295	-
	70.138	58.414	390.350	-	557.823	-

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\$ 5.096. 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

	2025			2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Repactuação de risco hidrológico	259	4.837	5.096	259	5.096	5.355
	259	4.837	5.096	259	5.096	5.355

Produto	2025			
	Repactuação (MW médios)	Repactuação (MWh)	Reembolso unitário (R\$)	Saldo a reembolsar
SP90	42,249	422.487	12,06	5.096

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

	2025			2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Principal	268.856	5.108.255	5.377.111	268.856	5.377.111	5.645.967
Juros e atualização monetária	1.081.437	6.539.477	7.620.914	1.023.762	5.982.044	7.005.806
	1.350.293	11.647.732	12.998.025	1.292.618	11.359.155	12.651.773

9.3. Movimentação

Saldo em 31 de dezembro de 2024	12.651.773
Juros e atualização monetária	1.716.901
Liquidação	(1.370.649)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	12.998.025

10. Dividendos e Juros sobre o capital próprio a receber

10.1. Política contábil

A distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio é feita pelo Grupo com base no Estatuto / Contrato Social de suas controladas e coligadas, e é reconhecido como um ativo em suas demonstrações financeiras. A partir de 2026, conforme notas explicativas nº 1.9.3 e 1.9.4 haverá alteração na retenção de impostos sobre os dividendos e JSCP.

10.2. Composição e movimentação

	Controladora						Consolidado				
	Saldo em 2024	Movimentação do exercício		Ativo circulante	Saldo em 2025		Saldo em 2024	Movimentação do exercício		Saldo em 2025	
	Ativo circulante	A receber	Recebidos		Ativo não circulante	Total	Ativo circulante	A receber	Recebidos	Ativo circulante	
(A) Dividendos											
Rio Parapanema Participações S.A.	161.806	437.079	(302.796)	-	296.089	296.089	-	-	-	-	
Rio Canoas Energia S.A.	16.571	34.000	(16.571)	34.000	-	34.000	-	-	-	-	
Rio Verde Energia S.A.	90.000	127.000	(90.000)	127.000	-	127.000	-	-	-	-	
CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.	10.716	24.140	(10.716)	24.140	-	24.140	-	-	-	-	
Rio Paraná Energia S.A.	447.877	1.979.388	(914.546)	-	1.512.719	1.512.719	-	-	-	-	
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	-	70	(70)	-	-	-	-	70	(70)	-	
Elebrás Projetos S.A.	-	29.672	(29.672)	-	-	-	-	29.672	(29.672)	-	
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	-	3.957	(3.957)	-	-	-	-	3.957	(3.957)	-	
	726.970	2.635.306	(1.368.328)	185.140	1.808.808	1.993.948	-	33.699	(33.699)	-	
(B) Juros sobre capital próprio (*)											
Rio Canoas Energia S.A.	17.000	25.500	(17.000)	25.500	-	25.500	-	-	-	-	
Rio Verde Energia S.A.	14.450	13.600	(14.450)	13.600	-	13.600	-	-	-	-	
CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.	-	2.635	-	2.635	-	2.635	-	-	-	-	
Rio Paraná Energia S.A.	477.136	595.003	(477.136)	595.003	-	595.003	-	-	-	-	
CEJA - Companhia Energética do Jari	21.138	-	(21.138)	-	-	-	21.138	-	(21.138)	-	
Elebrás Projetos S.A.	4.509	6.026	(4.509)	6.026	-	6.026	4.509	6.026	(4.509)	6.026	
	534.233	642.764	(534.233)	642.764	-	642.764	25.647	6.026	(25.647)	6.026	
(A+B) Total de Dividendos e JSCP a receber	1.261.203	3.278.070	(1.902.561)	827.904	1.808.808	2.636.712	25.647	39.725	(59.346)	6.026	

(*) 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 mantêm discussões judiciais para as quais foram necessários depósitos judiciais para suspensão de exigibilidade, entre os principais são destacados:

11.2. Composição e movimentação

Estão classificados nesta rubrica somente os depósitos judiciais recursais não relacionados com as provisões de contingências com classificação de risco de perda provável (vide nota explicativa nº 23.5).

	Controladora
	Trabalhistas
Saldo em 31 de dezembro de 2024	14
Variações monetárias	1
(-) Baixas	(15)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	-

	Consolidado				
	Trabalhistas	Fiscais	Ambientais	Regulatórios	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	269	655.277	5.916	46.145	707.607
Variações monetárias	18	55.208	488	2.993	58.707
Adições	55	-	-	-	55
(-) Baixas	(101)	-	-	-	(101)
Reclassificações	(71)	(322)	(4)	-	(397)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	170	710.163	6.400	49.138	765.871

11.3. Fiscais

11.3.1. Rio Paraná Energia:

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 2025 é de R\$ 686.681.

Os demais depósitos judiciais com causas fiscais correspondem ao total de R\$ 30 em 31 de dezembro de 2025.

11.3.2. Rio Paranapanema Energia:

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 2025 é de R\$ 12.552;

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 2025 é de R\$ 5.811.

11.4. Ambientais

11.4.1. Rio Paranapanema Energia:

Variação monetária em 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 2025 é de R\$ 6.400.

11.5. Regulatórios

11.5.1. Rio Paranapanema Energia:

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 13 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

Controladora								
	Participação acionária	2024	Aporte de Capital	Dividendos	JSCP	Plano de pensão	Equivalência patrimonial (*)	Alienação de participações societárias
Controladas								
Rio Canoas Energia S.A.	100,00%	624.638	-	(34.000)	(30.000)	-	37.019	-
Rio Verde Energia S.A.	100,00%	241.199	-	(127.000)	(16.000)	-	121.555	-
CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.	100,00%	36.665	-	(24.140)	(3.100)	-	108.958	-
Rio Paraná Energia S.A.	66,67%	8.409.760	-	(1.979.388)	(700.004)	-	1.561.404	-
Rio Paranaíba Participações S.A.	66,67%	1.205.079	-	(437.079)	-	(60)	139.201	-
Arimas Energias Renováveis S.A.	100,00%	1.272.347	43.274	-	-	-	34.212	-
Serra da Palmeira Energias Renováveis S.A.	100,00%	2.258.594	1.380.848	-	-	-	3.344	-
Coligadas								
São Manoel Energia S.A.	33,33%	580.196	-	-	-	-	297	-
CEJA - Companhia Energética do Jari	0,00%	472.973	-	-	-	-	20.795	(493.768)
Cachoeira Caldeirão S.A.	0,00%	280.149	-	-	-	-	3.506	(283.655)
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	25.336	-	-	-	-	484	-
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	26.132	-	(70)	-	-	1.261	-
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	28.784	-	-	-	-	(1.059)	-
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	22.555	-	-	-	-	468	-
Central Eólica Aventura I S.A.	49,00%	40.431	-	-	-	-	(2.513)	-
Central Eólica Jau S.A.	49,00%	113.107	-	-	-	-	(3.572)	-
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	90.154	-	(29.672)	(7.089)	-	36.631	-
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	49,00%	11.618	-	(3.957)	-	-	4.717	-
Mais valia		854.606	-	-	-	-	(68.120)	(132.771)
		16.594.323	1.424.122	(2.635.306)	(756.193)	(60)	1.998.588	(910.194)
								15.715.280
Consolidado								
	Participação acionária	2024	Dividendos	JSCP	Equivalência patrimonial (*)	Alienação de participações societárias		2025
Coligadas								
São Manoel Energia S.A.	33,33%	580.196	-	-	297	-	-	580.493
CEJA - Companhia Energética do Jari	0,00%	472.973	-	-	20.795	(493.768)	-	-
Cachoeira Caldeirão S.A.	0,00%	280.149	-	-	3.506	(283.655)	-	-
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	25.336	-	-	484	-	-	25.820
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	26.132	(70)	-	1.261	-	-	27.323
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	28.784	-	-	(1.059)	-	-	27.725
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	22.555	-	-	468	-	-	23.023
Central Eólica Aventura I S.A.	49,00%	40.431	-	-	(2.513)	-	-	37.918
Central Eólica Jau S.A.	49,00%	113.107	-	-	(3.572)	-	-	109.535
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	90.154	(29.672)	(7.089)	36.631	-	-	90.024
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	49,00%	11.618	(3.957)	-	4.717	-	-	12.378
		1.691.435	(33.699)	(7.089)	61.015	(777.423)		934.239

(*) A equivalência patrimonial das coligadas Cachoeira Caldeirão e Jari foi reconhecida até o momento da reclassificação para disponível para venda.

Em 21 de março de 2025, foi celebrado contrato de compra e venda de ações entre a Companhia, a EDP Energias do Brasil S.A. e a Engie Brasil Energia S.A., prevendo a alienação da totalidade das ações da Companhia Energética do Jari – CEJA e da Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A. (“Contrato”).

O contrato previu um mecanismo de ajuste de contas “*closing accounts*” na data do fechamento da operação. Com isso, a expectativa de valor total de venda (*enterprise value*), contemplando o endividamento dos Ativos, foi de R\$ 2.956.656, divididos em R\$ 2.285.111 de *equity value* e R\$ 671.545 de dívida líquida. A CTG Brasil teria direito a R\$ 1.142.556 (50%) do valor da negociação conforme a sua participação acionária.

Foi publicado em 19 de maio de 2025 o despacho Aneel nº 1.463, anuindo previamente a transferência do controle acionário da Jari e da Cachoeira Caldeirão para a Engie.

Em 13 de agosto de 2025, foi concluída, a operação de venda, com a confirmação do cumprimento das condições precedentes previstas no contrato. O valor total da venda foi R\$ 2.286.053, e a CTG Brasil teve direito a 50%, descontando o valor da baixa do investimento e obrigação contratual, a Companhia obteve um ganho de R\$ 172.833 conforme quadro a seguir:

	Controladora	Consolidado
Preço de venda final (50%)	1.143.027	1.143.027
Custo dos ativos vendidos		
Investimentos (*)	(910.194)	(777.423)
CEJA - Companhia Energética do Jari	(493.768)	(493.768)
Cachoeira Caldeirão S.A.	(283.655)	(283.655)
Mais valia	(132.771)	-
Intangível (**)	-	(132.771)
Mais valia	-	(132.771)
Obrigações contratuais	(60.000)	(60.000)
	172.833	172.833

(*) Baixa de investimentos conforme nota explicativa nº 12.2 para controladora e consolidado.

(**) Baixa de intangível conforme nota explicativa nº 14.2 para o consolidado.

No contexto da alienação, a Companhia reconheceu, no passivo não circulante, na rubrica 'Outros', uma obrigação no montante de R\$ 60 milhões decorrente da revisão das estimativas relacionadas a contingências associadas aos empreendimentos alienados, cuja mensuração considerou os limites de responsabilidade previstos contratualmente, refletindo a melhor estimativa de desembolso. A Administração permanece acompanhando a evolução dessas obrigações

	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 Paranaapanema Participações S.A.	66,67%	1.410.963	-	(469.953)	-	2.153	23	261.893	1.205.079
Ariños 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 Edílica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	26.248	-	(75)	-	-	-	(837)	25.336
Central Edílica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	27.460	-	-	-	-	-	(1.328)	26.132
Central Edílica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	31.266	-	-	-	-	-	(2.482)	28.784
Central Edílica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	24.553	-	-	-	-	-	(1.996)	22.555
Central Edílica Aventura I S.A.	49,00%	41.382	-	-	-	-	-	(951)	40.431
Central Edílica Jau S.A.	49,00%	114.128	-	(216)	-	-	-	(809)	113.107
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	87.488	-	(28.230)	(5.305)	-	-	36.201	90.154
CENAEEL - Central Nacional de Energia Edílica 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	JSC P	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 renováveis, descritas na nota explicativa nº1.2.

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	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Controladas												
Rio Canoas Energia S.A.	100,00%	100,00%	871.972	888.451	274.315	263.812	597.657	624.639	151.216	145.866	37.019	38.408
Rio Verde Energia S.A.	100,00%	100,00%	499.411	505.781	279.657	264.582	219.754	241.199	245.155	236.438	121.555	121.301
CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.	100,00%	100,00%	236.556	73.988	118.173	37.323	118.383	36.665	540.556	156.393	108.958	(19.470)
Rio Paraná Energia S.A.	66,67%	66,67%	19.982.424	21.377.594	9.044.820	8.763.016	10.937.604	12.614.578	4.199.095	3.876.219	2.342.093	1.885.531
Rio Paranaapanema Participações S.A.	66,67%	66,67%	1.820.723	2.059.050	460.079	251.522	1.360.644	1.807.528	-	-	208.792	392.820
Amos Energias Renováveis S.A.	100,00%	100,00%	1.349.837	1.272.857	4	512	1.349.833	1.272.345	-	-	34.212	11.477
Serra da Palmeira Energias Renováveis S.A.	100,00%	100,00%	3.642.790	2.260.517	4	1.924	3.642.786	2.258.593	-	-	3.344	4.870
Coligadas												
São Manoel Energia S.A.	33,33%	33,33%	3.766.730	3.747.482	2.016.179	2.006.879	1.750.551	1.740.603	708.353	470.278	9.948	2.063
CEJA - Companhia Energética do Jari	0,00%	50,00%	-	1.621.361	-	675.417	-	945.944	-	353.241	20.795	183.024
Cachoeira Caldeirão S.A.	0,00%	50,00%	-	1.347.091	-	786.794	-	560.297	-	181.845	3.506	4.615
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	49,00%	138.194	132.521	86.133	80.632	52.061	51.889	15.612	13.296	172	(451)
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	49,00%	138.069	131.465	85.127	76.543	52.942	54.922	12.173	13.341	(1.979)	599
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	49,00%	145.072	142.213	92.069	81.936	53.003	60.277	10.168	13.886	(7.273)	(1.999)
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	49,00%	128.962	124.209	84.935	76.332	44.027	47.877	10.814	12.160	(3.850)	(960)
Central Eólica Aventura I S.A.	49,00%	49,00%	134.398	135.196	58.361	53.552	76.037	81.643	13.786	11.925	(5.606)	(2.551)
Central Eólica Jau S.A.	49,00%	49,00%	420.668	416.183	202.377	185.826	218.291	230.357	39.587	37.734	(12.067)	(1.720)
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	49,00%	269.723	252.151	94.317	84.906	175.406	167.245	150.083	136.671	85.690	71.381
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	49,00%	49,00%	36.944	31.660	13.883	16.624	23.061	15.036	14.505	13.003	10.525	8.076

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 Paranaapanema 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 Parapanema 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.

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 Parapanema 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 necessário, 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%	11,6%	19,9%	5,0%	12,6%	
(A) Imobilizado em curso						
Saldo em 31 de dezembro de 2024	174	384	-	-	-	558
Adições	524	271	-	-	-	795
Transferências	(680)	(381)	-	-	-	(1.061)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	18	274	-	-	-	292
(B) Imobilizado em serviço						
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
Adições	-	-	-	-	22.503	22.503
Baixas	-	(7)	-	(1)	-	(8)
Transferências	-	512	-	504	-	1.016
Depreciação	(7)	(867)	(60)	(67)	(6.432)	(7.433)
Custo	6.590	7.462	301	1.349	51.186	66.888
Depreciação acumulada	(6.420)	(4.975)	(291)	(752)	(28.858)	(41.296)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	170	2.487	10	597	22.328	25.592
(A+B) Imobilizado líquido	188	2.761	10	597	22.328	25.884

Consolidado										
	Terrenos	Reservatório, barragens e adutora	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Descomissionamento de ativos	Veículos	Móveis e utensílios	Sistema de transmissão e conexão	Outros	Total
Taxa média anual de depreciação	1,0%	3,5%	2,4%	3,6%	3,2%	7,2%	5,2%	2,7%	11,8%	
(A) Imobilizado em curso										
Saldo em 31 de dezembro de 2024	32.347	-	368.421	2.849.029	-	-	609	-	-	3.250.406
Adições	-	1.068	95.063	1.609.089	-	310	735	-	1.521	1.707.786
Adiantamentos / Compensações	-	-	-	(301.428)	-	-	-	-	-	(301.428)
Baixas	(180)	-	-	-	-	-	-	-	-	(180)
Transferências	-	-	(837)	(772.221)	-	-	(381)	-	(1.521)	(774.960)
Contingências	(823)	-	-	-	-	-	-	-	-	(823)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	31.344	1.068	462.647	3.384.469	-	310	963	-	-	3.880.801
(B) Imobilizado em serviço										
Custo	365.637	4.379.148	794.022	2.016.214	-	23.474	5.699	11.451	43.224	7.638.869
Depreciação acumulada	(51.265)	(2.674.061)	(431.621)	(796.948)	-	(19.303)	(2.865)	(3.767)	(33.734)	(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	9.490	3.625.305
Adições	-	-	-	-	52.712	-	-	-	37.839	90.551
Baixas	-	-	-	(1.593)	-	-	(12)	-	-	(1.605)
Transferências	-	-	20.050	748.226	-	1.396	762	-	-	770.434
Depreciação	(3.663)	(154.273)	(19.837)	(100.410)	(1.685)	(1.774)	(329)	(312)	(9.587)	(291.870)
Custo	365.637	4.379.148	814.072	2.761.655	52.712	24.799	6.342	11.451	81.063	8.496.879
Depreciação acumulada	(64.928)	(2.828.334)	(451.458)	(896.166)	(1.685)	(21.006)	(3.087)	(4.079)	(43.321)	(4.304.064)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	310.709	1.550.814	362.614	1.865.489	51.027	3.793	3.255	7.372	37.742	4.192.815
(A+B) Imobilizado líquido	342.053	1.551.882	825.261	5.249.958	51.027	4.103	4.218	7.372	37.742	8.073.616

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

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. Houve realização da perícia técnica e o laudo pericial foi expedido com conclusão desfavorável para a Companhia. No dia 10 de dezembro de 2025 foi apresentada impugnação ao laudo pericial e aguardam-se novos andamentos.

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 2025 e de 2024 foi de R\$ 58.179 e R\$ 61.154, respectivamente.

13.5. Análise de impairment

Em 31 de dezembro de 2025, o Grupo efetuou a análise de recuperabilidade do ativo (*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 2025, 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.

Taxa de desconto (*weighted average cost of capital - wacc*) pré-tax de 9,77% (9,20% em 31 de dezembro de 2024).

Para a revisão realizada em 2025, não houve valores a serem constituídos.

Em 2024 foi revertido o saldo de valor não recuperável de R\$ 156.093 na Controlada indireta Rio Parapanema Energia 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 a seguir:

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

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/autorização, dos dois o menor.

14.2. Composição e movimentação

	Controladora		
	Software	Desenvolvimento de projetos	Total
Taxa média anual de amortização	19,1%	0,0%	
(A) Intangível em curso			
Saldo em 31 de dezembro de 2024	47	241.613	241.660
Adições	550	16.999	17.549
Transferências	(82)	-	(82)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	515	258.612	259.127
(B) Intangível em serviço			
Custo	50.124	-	50.124
Amortização acumulada	(29.222)	-	(29.222)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	20.902	-	20.902
Transferências	127	-	127
Amortização	(9.573)	-	(9.573)
Custo	50.251	-	50.251
Amortização acumulada	(38.795)	-	(38.795)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	11.456	-	11.456
(A+B) Intangível líquido	11.971	258.612	270.583

	Consolidado												Total
	Infraestrutura de concessão	Grandes reparos	Ágio	Mais Valia do Direito de Concessão (*)	Repactuação - Extensão da Concessão	Uso do bem público (UBP)	Software	Licença ambiental	Serviço de passagem	Direito de autorização (seband)	Extensão de Concessões (Acordo GSF e Leilão MCP)	Desenvolvimento de projetos	
Taxa média anual de amortização	2,4%	3,4%	0,0%	5,6%	2,9%	1,5%	14,0%	4,7%	0,0%	6,7%	5,3%	3,2%	
(A) Intangível em curso													
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	-	-	-	-	-	2.387	3.509	22	-	-	319.260	325.178
Estornos / Adições	-	-	-	-	-	-	261	(2.817)	-	-	-	16.999	14.443
Transferências	-	-	-	-	-	-	(1.601)	-	-	-	-	(76.538)	(76.139)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	-	-	-	-	-	-	1.047	692	22	-	-	259.721	261.482
(B) Intangível em serviço													
Custo	6.505.933	2.939.904	-	1.425.898	24.376	131.551	135.628	4.235	190	17.195	1.000.256	-	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	-	7.404.170
Adições	-	-	-	-	-	-	-	74.750	-	-	960.123	-	1.034.873
Baixas	(55)	-	-	(132.771)	-	-	-	-	-	-	-	-	(132.826)
Transferências	4.461	-	-	-	-	-	1.646	-	-	-	-	76.538	82.665
Amortização	(157.231)	(99.657)	-	(68.117)	(698)	(1.918)	(19.187)	(3.727)	-	(800)	(107.710)	(2.428)	(461.533)
Custo	6.510.280	2.939.905	-	1.220.836	24.376	131.553	137.271	78.983	190	17.195	2.040.380	76.537	13.177.476
Amortização acumulada	(3.198.019)	(807.146)	-	(567.118)	(7.543)	(106.929)	(113.597)	(7.960)	-	(11.220)	(432.168)	(2.427)	(5.254.127)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	3.312.231	2.132.759	-	653.718	16.833	24.624	23.674	71.023	190	5.975	1.608.212	74.110	7.923.349
(A+B) Intangível líquido	3.312.231	2.132.759	-	653.718	16.833	24.624	24.721	71.715	212	5.975	1.608.212	333.831	8.184.831

(*) Baixa de intangível conforme nota explicativa nº 12.2 para o consolidado.

	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											Total
	Infraestrutura de concessão	Grandes reparos	Mais Valla de Direito de Concessão	Repactuação - Extensão da Concessão	Uso do bem público (UBP)	Software	Licença Ambiental	Servidão de passagem	Direito de autorização (seband)	Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSFF)	Desenvolvimento de projetos	
Taxa média anual de amortização	2,4%	3,4%	4,3%	2,8%	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
Estornos / Adições	-	-	-	-	-	583	-	-	-	-	25.152	25.623
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)	(89.058)	(51.240)	(688)	(2.002)	(19.436)	-	-	(800)	(81.853)	-	(423.030)
Custo	6.595.933	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

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, com o reconhecimento de um ativo intangível de R\$ 4.796 bilhões, referente ao direito de cobrar os usuários de serviços públicos, e de 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 “ativo financeiro”, inicialmente estimado a valor

presente e, subsequentemente, ao 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. Licença ambiental

As licenças ambientais referem-se às obrigações legais e regulatórias relacionadas à obtenção, renovação e manutenção das licenças ambientais necessárias para a operação das atividades do Grupo, conforme exigências dos órgãos ambientais competentes. Os valores são reconhecidos como provisão pela melhor estimativa dos desembolsos futuros, trazida a valor presente, registrada em contrapartida do ativo intangível e amortizada pelo prazo de vigência da respectiva licença, sendo atualizados monetariamente com base no IPCA.

14.3.6. Servidão de passagem

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

14.3.7. 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 Rio Paranapanema Energia S.A, como contraprestação ao direito de exploração do aproveitamento hidrelétrico calculado até o final do contrato de concessão.

14.3.8. 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\$ 5.096 (R\$ 5.355 em 31 de dezembro de 2024) foi registrado como prêmio de seguro e a outra parcela como extensão da concessão (ativo intangível), no montante de R\$ 16.833 (R\$ 17.531 em 31 de dezembro de

2024), equivalente a 218 dias para a classe do produto escolhido (SP90), ambos amortizados pelo prazo da concessão.

14.3.9. 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.

14.3.10. 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.

14.3.11. Extensão de Concessões (Acordo GSF – Generation Scaling Factor e Leilão do MCP)

As Extensões de Concessões referem-se à recuperação dos custos de compra de energia por meio da prorrogação dos prazos das concessões, abrangendo o acordo do GSF e a participação da Controlada Indireta Paranapanema no Leilão do MCP. O acordo do GSF tem por objetivo compensar as usinas hidrelétricas integrantes do MRE pelos custos adicionais incorridos no período de 2012 a 2020, decorrentes de riscos não hidrológicos associados a empreendimentos estruturantes, restrições de transmissão, geração fora da ordem de mérito e importação de energia, mediante a extensão das outorgas, limitada a até 7 anos, conforme os parâmetros estabelecidos pela Aneel. O valor da adição referente ao acordo GSF (conforme descrito na nota explicativa nº 1.3.1) foi de R\$ 3.296.

O Leilão do MCP refere-se à aquisição, junto à CCEE, de títulos de valores não pagos, utilizados para a prorrogação das concessões das usinas da Controlada. O valor da adição referente ao leilão foi de R\$ 954.282, sendo R\$ 952.820 relativos à aquisição dos títulos não pagos no Leilão do MCP (conforme descrito na nota explicativa nº 1.3.1.1.1) e R\$ 1.462 referentes aos custos do mecanismo.

15. Fornecedores

15.1. Política contábil

Fornecedores 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, para vencimento em períodos superiores a isto, fornecedores 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	
	2025	2024
	Circulante	Circulante
Materiais e serviços contratados	8.148	6.948
	8.148	6.948

	Consolidado					
	2025			2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Suprimento de energia elétrica	533.953	-	533.953	441.976	-	441.976
Materiais e serviços contratados	147.546	20.640	168.186	259.851	20.640	280.491
Encargos de uso da rede elétrica	81.645	72.477	154.122	75.807	56.728	132.535
Tust	81.366	-	81.366	75.529	-	75.529
Tusd-g	279	72.477	72.756	278	56.728	57.006
	763.144	93.117	856.261	777.634	77.368	855.002

Tust – Tarifa 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\$ 457.076 (R\$ 409.518 em dezembro de 2024) referente a liminar de garantia física, obtidas pela Controlada indireta Rio Paranapanema Energia S.A. O aumento no saldo ao longo de 2025 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) (conforme nota explicativa nº 27.3);
- Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição Aplicáveis às Unidades Geradoras Conectadas aos Sistemas de Distribuição (Tusd-g) (conforme nota explicativa nº 27.3);
- Encargos de Conexão (conforme nota explicativa nº 27.3).

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 Companhia na Ação Ordinária. Contra tal decisão, as partes apresentaram recursos de apelação, cujos julgamentos estão pendentes. A Companhia efetuou o pagamento das últimas parcelas dos depósitos judiciais no primeiro trimestre de 2012, cujo montante atualizado em 31

de dezembro de 2025 é de R\$ 168.728 (R\$ 147.587 em 31 de dezembro de 2024). O passivo é apresentado líquido dos depósitos judiciais e seu saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 72.478 (R\$ 56.729 em 31 de dezembro de 2024).

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					
	2025			2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
CFURH	32.577	-	32.577	31.596	-	31.596
PDI	50.671	48.855	99.526	53.571	44.392	97.963
TFSEE	3.732	-	3.732	4.386	-	4.386
	86.980	48.855	135.835	89.553	44.392	133.945

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 (PROPDI) e o Plano Estratégico Quinquenal de Inovação (PEQul) 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, realizada por firma de auditoria contratada exclusivamente para este fim, 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. Empréstimos – Rio Paranapanema Energia

17.1. Política contábil

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

17.2. Composição

Entidade	Emissão Notas Comerciais	Série	Remuneração	Vencimento final	Consolidado		
					2025		
					Circulante		
					Principal	Juros, variação monetária e (custos de transação)	Total
Rio Paranapanema Energia S.A.	1ª	Única	DI + 0,40% ao ano	12/02/2026	400.000	22.916	422.916
Rio Paranapanema Energia S.A.	2ª	1	DI + 0,50% ao ano	17/06/2026	250.000	1.288	251.288
					650.000	24.204	674.204

17.2.1. 1ª emissão Nota Comercial série única

Em 12 de agosto de 2025 a Controlada indireta Rio Paranapanema Energia captou R\$ 400.000 (quatrocentos milhões de reais) no mercado na forma de dívida, por meio da 1ª emissão de Notas Comerciais série única, não conversíveis em ações, emitidas sob a forma privada, sem qualquer esforço público de venda e/ou distribuição perante investidores e o mercado em geral por instituição integrante do sistema de distribuição de valores mobiliários, não estando, portanto, sujeita ao registro na CVM e na Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais ("ANBIMA").

A liberação efetiva do recurso oriundo da série única ocorreu no dia 13 de agosto de 2025 e não houve incidência de juros e variação monetária incorridos entre a data da emissão e a liberação efetiva do recurso. A emissão foi realizada em série única composta de 400.000 (quatrocentos mil) Notas Comerciais no valor nominal de R\$ 1.000 (mil reais) cada, com prazo de vencimento em seis meses.

A oferta foi emitida com base na deliberação da Reunião do Conselho de Administração da Controlada indireta Rio Paranapanema Energia, realizada em 4 de agosto de 2025, e os recursos líquidos obtidos com a emissão foram destinados ao pagamento dos valores referentes à aquisição de títulos não pagos no MCP, utilizados para subsidiar a prorrogação das concessões das UHEs Capivara e Chavantes, conforme nota explicativa nº 1.3.1.1.1

17.2.2. 2ª emissão Nota Comercial série 1

Em 17 de dezembro de 2025 a Controlada indireta Rio Paranapanema Energia captou R\$ 250.000 (duzentos e cinquenta milhões de reais) no mercado na forma de dívida, por meio da 2ª emissão de Notas Comerciais série 1, não conversíveis em ações, emitidas sob a forma privada, sem qualquer esforço público de venda e/ou distribuição perante investidores e o mercado em geral por instituição integrante do sistema de distribuição de valores mobiliários, não estando, portanto, sujeita ao registro na CVM e na Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais ("ANBIMA").

A liberação efetiva do recurso oriundo da série única ocorreu no dia 18 de dezembro de 2025 e não houve incidência de juros e variação monetária incorridos entre a data da emissão e a liberação efetiva do recurso. A emissão foi realizada em série única composta de 250.000 (duzentos e cinquenta mil) Notas Comerciais no valor nominal de R\$ 1.000 (mil reais) cada, com prazo de vencimento em seis meses.

A oferta foi emitida com base na deliberação da Reunião do Conselho de Administração da Controlada indireta Rio Paranapanema Energia, realizada em 11 de dezembro de 2025, e os recursos líquidos obtidos com a emissão foram destinados para a gestão de passivos e reforço de capital de giro.

17.3. Movimentação

	Consolidado		
	Rio Paranapanema Energia S.A		Total
	1ª Emissão Série única	2ª Emissão Série 1	
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	-	-
Movimentação			
Captação de dívida	400.000	250.000	650.000
Custos de transação	(233)	-	(233)
Amortização de custos de transação	167	-	167
Apropriação de juros	22.982	1.288	24.270
Saldo em 31 de dezembro de 2025	422.916	251.288	674.204

17.4. Característica do contrato de empréstimo

Entidade	Emissão	Série	Remuneração	Data da emissão	Data de vencimento	Quantidade emitida	Valor nominal	Número de parcelas	Destinação de recursos
Rio Paranapanema Energia S.A.	1ª	Única	DI + 0,40% ao ano	12/08/2025	12/02/2026	400.000	1	1	pagamento dos valores referentes à aquisição de títulos não pagos no MCP
Rio Paranapanema Energia S.A.	2ª	1	DI + 0,50% ao ano	17/12/2025	17/06/2026	250.000	1	1	Gestão de passivos e reforço de capital de giro

17.5. Garantias contratuais

Não há garantias expressas em contrato

17.6. Cláusulas restritivas (Covenants)

17.6.1. Covenants financeiros

As cláusulas restritivas previstas no Instrumento Particular de Escritura de Emissão Privada de Notas Comerciais Não Conversíveis em Ações da Segunda emissão, a serem apurados trimestralmente com base nas Demonstrações Financeiras:

- i. Índice entre divisão do Ebitda pelo Resultado Financeiro que deverá ser igual ou superior a 2,0;
- ii. Índice entre divisão da Dívida Líquida pelo Ebitda que deverá ser igual ou menor a 3,25;

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2025, a Companhia atendeu os referidos índices financeiros e, cumprindo assim, os referidos *covenants*, conforme a seguir:

Índice financeiro	Limites	2025
Ebitda / Resultado financeiro	Igual ou superior a 2,0	9,26
Dívida líquida / Ebitda	Igual ou menor a 3,25	1,77

17.6.2. *Covenants não financeiros*

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

- i. 2ª Emissão - Inadimplemento do(a) Emitente de quaisquer dívidas bancárias, originadas no mercado local, ou contraídas no âmbito do mercado de capitais, em valor individual ou agregado superior a R\$ 90.000.000,00 (noventa milhões de reais), atualizado anualmente, a partir da data de emissão, pela variação positiva do IPCA, ou seu contravalor em outras moedas calculado com base na taxa de câmbio PTAX divulgada pelo Banco Central do Brasil, que não sejam sanadas no prazo de cura estipulado para as respectivas obrigações, quando aplicável;
- ii. 2ª Emissão - Se for verificado que uma Mudança de Controle está sendo negociada em relação à Emitente e/ou Afiliadas do(a) Emitente, o que se verificará, inclusive, mas sem limitação, através de (i) declarações públicas emitidas nos mercados de capitais locais, nos termos da Resolução CVM Nº 44 (comunicações ao mercado e fatos relevantes), (ii) anúncio de oferta pública de ações do(a) Emitente e/ou Afiliadas do(a) Emitente no mercado de capitais local, (iii) pedido de autorização para realização de operações de M&A para qualquer credor ou para o CADE (Conselho Administrativo de Defesa Econômica) envolvendo o(a) Emitente e/ou Afiliadas do(a) Emitente e (iv) coletivas de imprensa, declarações ou artigos, indicando a intenção ou interesse em uma Mudança de Controle por parte do(a) Emitente e/ou Afiliadas do(a) Emitente;
- iii. 2ª Emissão - Caso seja cassado, sem decisão suspensiva válida, qualquer documento, licença, autorização ou outorga ambiental necessário ao regular desempenho das atividades do(a) Emitente;
- iv. 1ª Emissão - mora ou inadimplemento pela Emitente de qualquer obrigação pecuniária, principal ou acessória, relativa às Notas Comerciais e/ou de qualquer obrigação pecuniária de qualquer outra dívida financeira de responsabilidade da Emitente, sem que tal descumprimento seja sanado pela Emitente em até 1 (um) Dia Útil contados do respectivo inadimplemento;
- v. 1ª Emissão - cessão, venda, alienação e/ou qualquer forma de transferência de ativos da Emitente, de modo que afete a capacidade econômica da Emitente de cumprir as obrigações previstas neste Termo de Emissão;
- vi. 1ª Emissão - desapropriação, confisco ou qualquer outro ato de qualquer entidade ou autoridade governamental de qualquer jurisdição que resulte na efetiva perda, pela Emitente, da propriedade e/ou da posse direta ou indireta da totalidade ou de parte substancial de seus ativos imobilizados;
- vii. 1ª Emissão - não obtenção ou renovação, cancelamento, revogação, intervenção, suspensão ou extinção das autorizações, concessões, subvenções, alvarás ou licenças

(incluindo ambientais) necessárias para o regular exercício das atividades, negócios e operações da Emitente;

As outras cláusulas restritivas estão detalhadas nas escrituras de emissão das Notas Comerciais.

18. Financiamentos – Rio Verde e Rio Canoas

18.1. 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.

18.2. 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.

18.3. 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-financeiros, geração de caixa e outros.

18.4. Composição

Entidade	Instituição financeira	Remuneração	Vencimento final	Consolidado					
				2025					
				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	28.352	1.587	29.939	126.966	4.546	131.512
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP	16/06/2031	51	15	66	686	59	745
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 1,81% ao ano	15/09/2026	14.809	1.847	16.656	-	-	-
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,16% ao ano	15/09/2026	1.167	113	1.280	-	-	-
				44.379	3.562	47.941	127.652	4.605	132.257

Entidade	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

18.5. Vencimento de longo prazo

Consolidado					
Instituição financeira	2027	2028	2029	A partir de 2030	Total
BNDES TJLP + 2,34%	29.225	29.225	29.225	43.837	131.512
BNDES TJLP	165	165	165	250	745
	29.390	29.390	29.390	44.087	132.257

18.6. Movimentação

	Consolidado				
	Rio Canoas Energia S.A.		Rio Verde Energia S.A.		Total
	TJLP + 2,34% ao ano	TJLP	TJLP + 1,81% ao ano	TJLP + 2,16% ao ano	
Saldo em 31 de dezembro de 2024	186.052	909	37.731	3.062	227.754
Movimentação					
Amortização de custos de transação	-	-	280	-	280
Apropriação de juros	14.118	50	2.082	195	16.445
Apropriação de variação monetária	4.303	43	563	158	5.067
Pagamento de juros	(14.163)	(50)	(2.184)	(164)	(16.561)
Pagamento de principal	(28.859)	(141)	(21.816)	(1.971)	(52.787)
	(24.601)	(98)	(21.075)	(1.782)	(47.556)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	161.451	811	16.656	1.280	180.198

	Consolidado				
	Rio Canoas Energia S.A.		Rio Verde Energia S.A.		Total
	TJLP + 2,34% ao ano	TJLP	TJLP + 1,81% ao ano	TJLP + 2,16% ao ano	
Saldo em 31 de dezembro de 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

18.7. Características dos contratos de financiamento

18.7.1. Rio Canoas Energia S.A.

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

(*) 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.

18.7.2. Rio Verde Energia S.A.

Sub-créditos	Juros	Amortização	Destinação do sub-créditos
Sub-créditos "A": 277.937			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	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	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		

18.8. Garantias contratuais

18.8.1. Rio Canoas Energia S.A.

As garantias do contrato são:

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

18.8.2. Rio Verde Energia S.A.

As garantias do contrato são:

- Penhor dos direitos emergentes da Concessão;
- Penhor dos direitos creditórios sobre o PPA firmado com a Votener (atual Auren Energia);
- Penhor da totalidade das ações de emissão, tendo seus acionistas como intervenientes no contrato;

18.9. Cláusulas restritivas ("Covenants")

18.9.1. Rio Canoas Energia S.A.

As cláusulas restritivas aplicadas são:

- Sem prévia e expressa autorização do BNDES, realizar pagamento de dividendos e 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;
- iv. Manter durante todo período de amortização do contrato, índice de capital próprio, definido pela relação patrimônio líquido sobre ativo total, igual ou superior a 30%.

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024, a Controlada atendeu aos índices financeiros e operacionais, portanto, cumpriu com os referidos *covenants*, conforme abaixo:

Acumulado dos últimos 12 meses	2025	2024
A) Geração de caixa da atividade		
(+) Disponibilidade final no período imediatamente anterior	29.976	31.405
(+) Ebitda	91.387	94.348
(-) Impostos sobre o lucro	(8.142)	(9.381)
	113.221	116.372
B) Serviço da dívida		
(+) Amortização do principal	29.000	28.522
(+) Pagamento de juros	14.213	16.434
	43.213	44.956
C) Índice de cobertura do serviço da dívida = (A)/(B) igual ou superior a 1,30	2,62	2,59

Índice validado pelo agente fiduciário anualmente.

18.9.2. Rio Verde Energia S.A.

As cláusulas restritivas aplicadas são:

- i. Sem prévia e expressa autorização do BNDES, realizar pagamento de dividendos e 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 2025 e 2024, a Controlada atendeu aos índices financeiros e operacionais, portanto, cumpriu com os referidos *covenants*, conforme abaixo:

Acumulado dos últimos 12 meses	2025	2024
A) Geração de caixa da atividade		
(+) Disponibilidade final no período imediatamente anterior	67.075	92.338
(+) Ebitda	187.441	190.310
(-) Impostos sobre o lucro	(51.580)	(52.266)
	202.936	230.382
B) Serviço da dívida		
(+) Amortização do principal	23.787	23.396
(+) Pagamento de juros	2.348	4.135
	26.135	27.531
C) Índice de cobertura do serviço da dívida = (A)/(B) igual ou superior a 1,20	7,76	8,37

Índice validado pelo agente fiduciário anualmente.

19. Debêntures

19.1. 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.

19.2. Composição

Entidade	Emissão	Série	Remuneração	Vencimento final	Controladora			
					2025			
					Circulante		Não circulante	
					Juros, variação monetária e (custos de transação)	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	6.135	1.450.000	(3.553)	1.446.447
					6.135	1.450.000	(3.553)	1.446.447

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

Entidade	Emissão	Série	Remuneração	Vencimento final	Consolidado				
					2025				
					Circulante			Não circulante	
					Principal	Juros, variação monetária e (custos de transação)	Total	Principal	Variação monetária e (custos de transação)
China Three Gorges Brasil Energia S.A	1ª	Única	DI + 0,43% ao ano	15/12/2029	-	6.135	6.135	1.450.000	(3.553)
Rio Parapanema Energia S.A.	10ª	1	DI + 0,60% ao ano	22/07/2029	-	20.283	20.283	300.000	(191)
Rio Parapanema Energia S.A.	10ª	2	DI + 0,70% ao ano	22/07/2031	-	21.724	21.724	320.000	(284)
Rio Paraná Energia S.A.	2ª	2	IPCA + 4,63% ao ano	15/06/2031	-	(428)	(428)	650.000	176.950
Rio Paraná Energia S.A.	3ª	Única	DI + 1,29% ao ano	27/06/2027	400.000	351	400.351	400.000	(255)
					400.000	48.065	448.065	3.120.000	172.667

Entidade	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)
China Three Gorges Brasil Energia S.A	1ª	Única	DI + 0,43% ao ano	15/12/2029	-	1.579	1.579	300.000	-
Rio Parapanema Energia S.A.	8ª	2	IPCA + 5,50% ao ano	15/03/2025	80.000	39.344	119.344	-	-
Rio Parapanema Energia S.A.	10ª	1	DI + 0,60% ao ano	22/07/2029	-	14.420	14.420	300.000	(271)
Rio Parapanema Energia S.A.	10ª	2	DI + 0,70% ao ano	22/07/2031	-	15.460	15.460	320.000	(345)
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
Rio Paraná Energia S.A.	3ª	Única	DI + 1,29% ao ano	27/06/2027	-	196	196	800.000	(868)
					200.000	120.269	320.269	2.370.000	138.764

A CTG Brasil fez sua primeira emissão de debêntures em dezembro de 2024. Parte dos títulos, no valor de R\$ 300.000, foi subscrita e integralizada em 19 de dezembro de 2024. E, entre janeiro e fevereiro de 2025, ocorreram novas subscrições e integralizações no valor de R\$ 1.150.000, totalizando R\$ 1.450.000.

19.3. Vencimento de longo prazo

Consolidado						
Entidade	Emissão	2027	2028	2029	A partir de 2030	Total
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	1ª série única	-	723.816	722.631	-	1.446.447
Rio Paraná Energia S.A.	2ª série 2	-	-	272.472	554.478	826.950
Rio Paraná Energia S.A.	3ª série única	399.745	-	-	-	399.745
		399.745	723.816	995.103	554.478	2.673.142

19.4. Movimentação

	Controladora					Consolidado			
	China Three Gorges Brasil Energia S.A	Rio Paranapanema Energia S.A				Rio Paraná Energia S.A			
	1ª Emissão	8ª Emissão	10ª emissão		1ª Emissão	2ª Emissão	3ª Emissão	Total	
	Série única	Série 2	Série 1	Série 2	Série 2	Série 2	Série única		
Saldo em 31 de dezembro de 2024	301.579	119.344	314.149	335.115	169.933	789.585	799.328	2.829.033	
Movimentação									
Captação de dívida	1.150.000	-	-	-	-	-	-	1.150.000	
Custos de transação	(5.906)	-	-	-	-	-	-	(5.906)	
Amortização de custos de transação	1.167	44	79	61	-	-	613	1.964	
Capitalização de custos de transação	-	-	-	-	471	2.081	-	2.552	
Apropriação de juros	208.471	1.409	43.386	46.620	-	-	121.682	421.568	
Apropriação de reembolso de juros	(6.820)	-	-	-	-	-	-	(6.820)	
Recebimento de reembolso de juros	6.820	-	-	-	-	-	-	6.820	
Capitalização de juros	-	-	-	-	1.839	40.975	-	42.814	
Apropriação de variação monetária	-	1.974	-	-	-	-	-	1.974	
Capitalização de variação monetária	-	-	-	-	7.937	31.707	-	39.644	
Pagamento de juros	(202.729)	(6.400)	(37.522)	(40.356)	(5.177)	(37.826)	(121.527)	(451.537)	
Pagamento de variação monetária	-	(36.371)	-	-	(55.003)	-	-	(91.374)	
Pagamento de principal	-	(80.000)	-	-	(120.000)	-	-	(200.000)	
	1.151.003	(119.344)	5.943	6.325	(169.933)	36.937	768	911.699	
Saldo em 31 de dezembro de 2025	1.452.582	-	320.092	341.440	-	826.522	800.096	3.740.732	

	Consolidado										Total			
	China Three Gorges Brasil Energia S.A	Rio Paranapanema Energia S.A						Rio Paraná Energia S.A						
		1º Emissão		8º Emissão		9º emissão		10º emissão		1º Emissão		2º Emissão		3º Emissão
		Série 1	Série 2	Série 1	Série 2	Série 1	Série 2	Série 1	Série 2	Série 1		Série 2	Série 1	Série 2
		Série única	Série 2	Série 1	Série 2	Série 1	Série 2	Série 2	Série 2	Série 1		Série 2	Série única	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			

19.5. Características dos contratos de debêntures

Entidade	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.	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.	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

19.6. Garantias contratuais

19.6.1. CTG BR

Não há garantias expressas em contrato

19.6.2. Rio Paranapanema Energia S.A.

Não há garantias expressas em contrato

19.6.3. Rio Paraná Energia S.A.

Não há garantias expressas em contrato

19.7. Cláusulas restritivas (Covenants)

19.7.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

19.7.1.1. Covenants financeiros

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

- Índice entre divisão do Ebitda pelo Resultado Financeiro que deverá ser igual ou superior a 2,0;
- Índice entre divisão da Dívida Líquida pelo Ebitda que deverá ser igual ou inferior a 3,20;
- 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 2025 e 2024, a Controlada atendeu os referidos índices financeiros e, cumprindo assim, os referidos *covenants*, conforme abaixo:

Índice financeiro	Limites	2025	2024
Ebitda / Resultado financeiro	Igual ou superior a 2,0	9,26	19,11
Dívida líquida / Ebitda	Igual ou inferior a 3,2	1,77	0,36
Dívida total / (Dívida total + Capital social)	Igual ou inferior a 0,9	0,61	0,48

Índice validado pelo agente fiduciário trimestralmente.

19.7.1.2. Covenants não financeiros

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

- Inadimplemento no pagamento de quaisquer outras obrigações financeiras, de forma agregada ou individual, contraídas pela Emissora, no mercado local ou internacional em valor igual ou superior a R\$ 90 milhões para a 10ª emissão;
- 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.

19.7.2. Rio Paraná Energia S.A.

19.7.2.1. Covenants financeiros

No Instrumento Particular de Escritura de Emissão Pública de Debêntures Não Conversíveis em Ações da 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	2025	2024
Ebitda / Resultado financeiro ajustado (*)	Igual ou superior a 2,0	66,73	75,01
Dívida Líquida / Ebitda	Igual ou inferior a 3,2	0,52	0,02
Dívida total / (Dívida total + Capital social)	Igual ou inferior a 0,9	0,20	0,21

(*) Desconsiderado o efeito da variação cambial

Índices validados pelo agente fiduciário anualmente, com base na demonstração contábil regulatória.

19.7.2.2. Covenants não financeiros

Além das cláusulas restritivas relacionadas a índices financeiros mencionados anteriormente, há cláusulas restritivas referentes a outros assuntos da 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\$ 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.

19.7.3. CTG BR

19.7.3.1. 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:

- i. Índice entre divisão do Ebitda pelo Resultado Financeiro que deverá ser igual ou superior a 2,0;
- ii. Índice entre divisão da Dívida Líquida pelo Ebitda que deverá ser igual ou inferior a 3,20;
- iii. 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	2025	2024
Ebitda / Resultado financeiro	Igual ou superior a 2,0	15,64	5,49
Dívida Líquida / Ebitda	Igual ou inferior a 3,2	0,80	0,06
Dívida total / (Dívida total + Capital social)	Igual ou inferior a 0,8	0,28	0,21

Índice validado pelo agente fiduciário trimestralmente.

19.7.3.2. 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:

- i. 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;
- ii. 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;
- iii. Cisão, fusão, incorporação (no qual a Companhia 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.

20. Dividendos e Juros sobre capital próprio a pagar

20.1. 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. A partir de 2026, conforme notas explicativas nº 1.9.3 e 1.9.4 haverá alteração na retenção de impostos sobre os dividendos e JSCP.

20.2. Composição e movimentação

	Controladora					
	Saldo em 2024	Movimentação do exercício		Saldo em 2025		
	Passivo circulante	Dividendos propostos/adicionais e JSCP constituídos	Pagamentos	Passivo circulante	Passivo não circulante	Total
(A) Dividendos						
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.	1.649.236	423.738	(402.337)	1.246.899	423.738	1.670.637
China Three Gorges Latam Holding S.À.R.L.	12.697	3.262	(3.098)	9.599	3.262	12.861
	1.661.933	427.000	(405.435)	1.256.498	427.000	1.683.498
(B) Juros sobre capital próprio (*)						
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.	848.567	413.318	(447.058)	814.827	-	814.827
China Three Gorges Latam Holding S.À.R.L.	6.533	3.182	(3.442)	6.273	-	6.273
	855.100	416.500	(450.500)	821.100	-	821.100
(A+B) Total de Dividendos e JSCP a pagar	2.517.033	843.500	(855.935)	2.077.598	427.000	2.504.598

	Consolidado						
	Saldo em 2024	Movimentação do exercício		Saldo em 2025			
	Passivo circulante	Dividendos propostos/adicionais e JSCP constituídos	JSCP a pagar isentos e imunes de IRRF (**)	Pagamentos	Passivo circulante	Passivo não circulante	Total
(A) Dividendos							
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.	1.649.236	423.738	-	(402.337)	1.246.899	423.738	1.670.637
China Three Gorges Latam Holding S.À.R.L.	12.697	3.262	-	(3.098)	9.599	3.262	12.861
Huikai Clean Energy S.À.R.L.	304.826	1.208.186	-	(608.641)	-	904.371	904.371
Acionistas minoritários	16.098	18.455	-	(14.269)	12.731	7.553	20.284
	1.982.857	1.653.641	-	(1.028.345)	1.269.229	1.338.924	2.608.153
(B) Juros sobre capital próprio (*)							
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.	848.567	413.318	-	(447.058)	814.827	-	814.827
China Three Gorges Latam Holding S.À.R.L.	6.533	3.182	-	(3.442)	6.273	-	6.273
Huikai Clean Energy S.À.R.L.	238.564	297.497	-	(238.564)	297.497	-	297.497
Acionistas minoritários	3.953	3.886	313	(3.638)	4.514	-	4.514
	1.097.617	717.883	313	(692.702)	1.123.111	-	1.123.111
(A+B) Total de Dividendos e JSCP a pagar	3.080.474	2.371.524	313	(1.721.047)	2.392.340	1.338.924	3.731.264

(*) 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.

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

21.1. 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.

21.2. Composição e movimentação

	Consolidado		
	Principal	Ajuste a valor presente	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	91.290	(53.502)	37.788
Ajuste a valor presente	-	2.602	2.602
Atualização monetária	1.312	-	1.312
Pagamento	(3.889)	-	(3.889)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	88.713	(50.900)	37.813
Circulante	3.876	(189)	3.687
Não circulante	87.414	(53.313)	34.101
Saldo em 31 de dezembro de 2024	91.290	(53.502)	37.788
Circulante	4.042	(195)	3.847
Não circulante	84.671	(50.705)	33.966
Saldo em 31 de dezembro de 2025	88.713	(50.900)	37.813

22. Partes relacionadas

22.1. 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 definidas entre as partes.

22.2. Remuneração do pessoal-chave da Administração

Em 30 de abril de 2025, em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária (AGOE), foi aprovado o valor da remuneração anual da Administração da Companhia e de suas controladas:

22.2.1. Limite de remuneração aprovada em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária (AGOE)

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Administração e Conselheiros	11.700	10.406	28.000	21.974
Conselho fiscal	-	-	1.500	1.500
	11.700	10.406	29.500	23.474

22.2.2. Remuneração realizada

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Benefícios de curto prazo para administradores	9.043	10.038	18.828	20.162
Benefícios pós-emprego	252	269	672	724
Conselho fiscal	-	-	1.178	1.247
	9.295	10.307	20.678	22.133

22.3. 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 indiretas:

Usina Fotovoltaica Arinos C 1 Ltda.	Usina Fotovoltaica Arinos C 32 Ltda.	Usina Fotovoltaica Arinos C 8 Ltda.	Usina Fotovoltaica Arinos C 10 Ltda.
Usina Fotovoltaica Arinos C 2 Ltda.	Usina Fotovoltaica Arinos C 4 Ltda.	Usina Fotovoltaica Arinos C 9 Ltda.	

O segundo entre as empresas Controladas indiretas:

Serra da Palmeira Energia 1 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 7 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 13 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 19 Ltda.
Serra da Palmeira Energia 2 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 8 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 14 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 20 Ltda.
Serra da Palmeira Energia 3 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 9 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 15 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 21 Ltda.
Serra da Palmeira Energia 4 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 10 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 16 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 22 Ltda.
Serra da Palmeira Energia 5 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 11 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 17 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 23 Ltda.
Serra da Palmeira Energia 6 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 12 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 18 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.

22.3.1. Saldos

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
	Ativo	Passivo	Passivo	Passivo
	Circulante	Circulante	Circulante	Circulante
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.	-	1.721.162	-	3.237.048
Rio Canoas Energia S.A.	395	-	-	-
Rio Paraná Energia S.A.	5.797	-	-	-
Rio Paranapanema Energia S.A.	2.216	-	-	-
São Manoel Energia S.A.	-	-	4.642	4.399
Rio Verde Energia S.A.	194	-	-	-
	8.602	1.721.162	4.642	3.241.447

22.3.2. Resultado

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
	Compartilhamento de infraestrutura	Compartilhamento de infraestrutura	Compra de energia	Compra de energia
Rio Canoas Energia S.A.	3.741	3.799	-	-
Rio Paraná Energia S.A.	54.954	53.665	-	-
Rio Paranapanema Energia S.A.	21.011	16.387	-	-
Rio Verde Energia S.A.	1.838	1.936	-	-
São Manoel Energia S.A.	-	-	(45.984)	(44.708)
	81.544	75.787	(45.984)	(44.708)

22.4. Transações com China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L (CTG Lux)

22.4.1. 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).

Em razão de janelas favoráveis do dólar, a Controlada Rio Paraná Energia realizou a quitação da dívida mantida com a CTG Lux, os pagamentos aconteceram entre fevereiro e de março de 2025, em relação a parcela de principal e juros referente a novembro de 2024. A parcela que venceria em maio de 2025 foi amortizada entre os meses de março e de abril, e a parcela a vencer em novembro de 2025 teve seu pagamento realizado entre os meses de maio e julho de 2025.

Com isso, a Controlada Rio Paraná Energia liquidou o empréstimo com partes relacionadas mantido junto à CTG Lux, otimizando o fluxo de caixa e reduzindo custos financeiros.

O contrato não possuía nenhuma cláusula de *Covenants*.

22.4.2. 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 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, o qual foram contratadas (*Non Deliverable Forward*) NDFs conforme quadro da nota explicativa nº 36.7.

Em 13 de janeiro de 2025, foi liquidado o Empréstimo I, captado em 25 de janeiro de 2024 e em 9 de setembro de 2025, foi liquidado o Empréstimo II, captado em 20 de setembro de 2024, ambos junto à CTG Lux, assim como as NDFs contratadas para cobertura da variação cambial do principal da operação.

22.4.3. Movimentação

	China Three Gorges Brasil Energia S.A		Rio Paraná Energia S.A	Total
	Empréstimo I	Empréstimo II	Empréstimo USD	
Saldo em 31 de dezembro de 2024	871.333	849.829	1.515.886	3.237.048
Movimentação				
Apropriação de juros	573	17.633	13.776	31.982
Pagamento de juros	(24.035)	(20.224)	(96.277)	(140.536)
Pagamento de principal	(828.600)	(761.870)	(1.303.274)	(2.893.744)
Ganho com variação cambial	(15.001)	(86.930)	(131.437)	(233.368)
Perda com variação cambial	-	5.200	2.740	7.940
Imposto de renda retido na fonte	(4.270)	(3.638)	(1.414)	(9.322)
	(871.333)	(849.829)	(1.515.886)	(3.237.048)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	-	-	-	-

22.5. 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
Serra da Palmeira Energia 1 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	08/09/2025	08/09/2026	326
Serra da Palmeira Energia 1 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	7.740
Serra da Palmeira Energia 10 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	08/09/2025	08/09/2026	272
Serra da Palmeira Energia 10 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	6.450
Serra da Palmeira Energia 11 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	08/09/2025	08/09/2026	217
Serra da Palmeira Energia 11 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 12 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	08/09/2025	08/09/2026	217
Serra da Palmeira Energia 12 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 13 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	13/08/2025	08/09/2026	381
Serra da Palmeira Energia 13 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	9.030
Serra da Palmeira Energia 14 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	08/09/2025	08/09/2026	217
Serra da Palmeira Energia 14 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 15 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	08/09/2025	08/09/2026	326
Serra da Palmeira Energia 15 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	7.740
Serra da Palmeira Energia 16 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	08/09/2025	08/09/2026	217
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 (**)	08/09/2025	08/09/2026	272
Serra da Palmeira Energia 17 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	6.450
Serra da Palmeira Energia 18 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	08/09/2025	08/09/2026	163
Serra da Palmeira Energia 18 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	3.870
Serra da Palmeira Energia 19 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	08/09/2025	08/09/2026	272
Serra da Palmeira Energia 19 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	6.450
Serra da Palmeira Energia 2 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	08/09/2025	08/09/2026	272
Serra da Palmeira Energia 2 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	6.450
Serra da Palmeira Energia 20 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	01/07/2025	08/09/2026	243
Serra da Palmeira Energia 20 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 21 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	01/08/2025	08/09/2026	275
Serra da Palmeira Energia 21 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 22 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	01/09/2025	08/09/2026	217
Serra da Palmeira Energia 22 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 23 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	13/08/2025	08/09/2026	326
Serra da Palmeira Energia 23 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	7.740
Serra da Palmeira Energia 3 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	08/09/2025	08/09/2026	217
Serra da Palmeira Energia 3 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 4 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	01/07/2025	08/09/2026	304
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 (**)	08/09/2025	08/09/2026	326
Serra da Palmeira Energia 5 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	7.740
Serra da Palmeira Energia 6 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	13/08/2025	08/09/2026	217
Serra da Palmeira Energia 6 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 7 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	01/08/2025	08/09/2026	344
Serra da Palmeira Energia 7 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	6.450
Serra da Palmeira Energia 8 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	08/09/2025	08/09/2026	217
Serra da Palmeira Energia 8 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 9 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	08/09/2025	08/09/2026	217
Serra da Palmeira Energia 9 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	09/07/2024	12/11/2029	5.160
Usina Fotovoltaica Arinos C 1 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	08/09/2025	08/09/2026	509
Usina Fotovoltaica Arinos C 1 Ltda.	Santander	Fiança bancária (**)	01/09/2023	13/07/2026	9.783
Usina Fotovoltaica Arinos C 10 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	08/09/2025	08/09/2026	509
Usina Fotovoltaica Arinos C 2 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	08/09/2025	08/09/2026	509
Usina Fotovoltaica Arinos C 2 Ltda.	Santander	Fiança bancária (**)	01/09/2023	13/07/2026	9.783
Usina Fotovoltaica Arinos C 32 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	08/09/2025	08/09/2026	509
Usina Fotovoltaica Arinos C 4 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	08/09/2025	08/09/2026	509
Usina Fotovoltaica Arinos C 4 Ltda.	Santander	Fiança bancária (**)	01/09/2023	13/07/2026	9.783
Usina Fotovoltaica Arinos C 8 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	08/09/2025	08/09/2026	509
Usina Fotovoltaica Arinos C 8 Ltda.	Santander	Fiança bancária (**)	01/09/2023	13/07/2026	9.783
Usina Fotovoltaica Arinos C 9 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	08/09/2025	08/09/2026	509
Central Eólica Aventura I S.A.	Santander	Fiança bancária (***)	28/04/2025	30/04/2027	19.805
Central Eólica Jau S.A.	Santander	Fiança bancária (***)	28/04/2025	30/04/2027	64.217
					272.092

(*) 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.

23. Provisões

23.1. Composição dos saldos

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Circulante				
Provisões				
Provisões para grandes reparos	-	-	546.450	329.646
Provisões para licenças ambientais	-	-	20.643	-
	-	-	567.093	329.646
Não circulante				
Provisões				
Provisões para grandes reparos	-	-	1.326.674	1.598.770
Provisões para descomissionamento de ativos	-	-	59.367	-
Provisões para licenças ambientais	-	-	40.249	-
Provisões para riscos	6.070	5.896	122.589	97.610
	6.070	5.896	1.548.879	1.696.380
Total	6.070	5.896	2.115.972	2.026.026

23.2. Provisões para grande reparos – Rio Paraná

23.2.1. 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 despender nos reparos necessários para a operação das unidades geradoras dentro das condições previstas no Edital do Leilão. A estimativa de gastos somente é confirmada na abertura das máquinas, sendo assim, a real dimensão da necessidade de reparo somente será apurada na abertura de cada item. 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, em contrapartida do ativo intangível e 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. 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, consequentemente, nas demonstrações financeiras.

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

23.2.2. Composição e movimentação

	Principal	Consolidado	Total
		Ajuste a valor presente	
Saldo em 31 de dezembro de 2024	3.409.736	(1.481.320)	1.928.416
Realização de provisão	(218.802)	-	(218.802)
Atualização	(47.167)	-	(47.167)
Apropriação do ajuste a valor presente	-	210.677	210.677
Saldo em 31 de dezembro de 2025	3.143.767	(1.270.643)	1.873.124
Circulante	372.500	(42.854)	329.646
Não circulante	3.037.236	(1.438.466)	1.598.770
Saldo em 31 de dezembro de 2024	3.409.736	(1.481.320)	1.928.416
Circulante	617.489	(71.039)	546.450
Não circulante	2.526.278	(1.199.604)	1.326.674
Saldo em 31 de dezembro de 2025	3.143.767	(1.270.643)	1.873.124

23.3. Provisões para descomissionamento de ativos - Arinos

23.3.1. Política contábil

Em conformidade com o CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes – e o CPC 27 – Ativo Imobilizado, a Controlada Arinos reconhece provisões relacionadas às obrigações de descomissionamento, desmontagem e retirada de ativos ao final de sua vida útil ou quando houver obrigação formal de restaurar as áreas utilizadas. Essas obrigações representam compromissos presentes decorrentes da operação dos ativos e são mensuradas com base no valor presente dos custos estimados para sua liquidação futura, considerando premissas técnicas, ambientais e operacionais estabelecidas pela administração.

Do ponto de vista ambiental, tais obrigações referem-se aos custos necessários para recuperar o meio ambiente para condições ecologicamente similares às existentes antes do início do empreendimento, ou para executar medidas compensatórias previamente acordadas com os órgãos reguladores, quando o retorno integral às condições originais não for possível. Essas obrigações surgem a partir da degradação ambiental inerente às operações ou do momento em que a Companhia assume compromissos formais perante autoridades ambientais.

O descomissionamento compreende a desmontagem e retirada definitiva de ativos quando estes forem permanentemente desativados, seja por paralisação, venda, alienação ou encerramento das operações. Os custos estimados abrangem, principalmente, atividades de desmantelamento, remoção de estruturas, reorganização da área afetada e recomposição ambiental, refletindo a melhor estimativa disponível para a realização das obrigações ao final da vida útil dos ativos.

O valor presente da obrigação é registrado como provisão e, simultaneamente, capitalizado ao custo do ativo correspondente, sendo depreciado ao longo de sua vida útil. A atualização da obrigação ocorre por meio da aplicação da taxa efetiva de desconto utilizada na mensuração inicial, reconhecida no resultado financeiro, em linha com os princípios do CPC 12 – Ajuste a Valor Presente. A taxa de desconto é definida com base nas condições correntes de mercado e em instrumentos financeiros compatíveis com o prazo estimado para o descomissionamento, usualmente referenciados a títulos públicos indexados ao IPCA, como NTN-B, assegurando aderência às práticas previstas no ICPC 12.

Trimestralmente as provisões são revistas, ou sempre que houver mudanças relevantes nas estimativas de custos, no cronograma de desmobilização ou nas premissas técnicas utilizadas pela administração. Em linha com o ICPC 12, as alterações na mensuração da provisão são refletidas no valor contábil do ativo imobilizado correspondente, quando aplicável. As reduções

da provisão são limitadas ao valor contábil do ativo, sendo eventual excedente reconhecido imediatamente no resultado do período. Caso o ajuste implique aumento do valor do ativo, a Arinos avalia a necessidade de realização de teste de recuperabilidade, conforme previsto no CPC 01 – Redução ao Valor Recuperável de Ativos

23.3.2. Composição e movimentação

	Consolidado		
	Principal	Ajuste a valor presente	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	-	-
Adições	2.133.357	(2.080.645)	52.712
Ajuste a valor presente	-	6.655	6.655
Saldo em 31 de dezembro de 2025	2.133.357	(2.073.990)	59.367
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	-	-
Não circulante	2.133.357	(2.073.990)	59.367
Saldo em 31 de dezembro de 2025	2.133.357	(2.073.990)	59.367

23.4. Provisões para licenças ambientais

23.4.1. Política contábil

As provisões para licenças ambientais referem-se às obrigações legais e regulatórias relacionadas à obtenção e manutenção de licenças ambientais necessárias para a operação das atividades do Grupo. Essas obrigações decorrem de exigências impostas por órgãos ambientais e são estimadas com base nos custos esperados para regularização e renovação das licenças.

Com base no CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, o Grupo reconhece o saldo desta provisão pela melhor estimativa para os desembolsos futuros, trazida a valor presente e registrada em contrapartida do ativo intangível, e atualizada monetariamente com base no IPCA. Os custos serão amortizados pelo prazo da licença de operação. Trimestralmente as provisões serão revistas, ou sempre que houver mudanças relevantes nas estimativas de custos.

23.4.2. Composição e movimentação

	Consolidado		
	Principal	Ajuste a valor presente	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	-	-
Constituição de provisão	132.608	(57.858)	74.750
Realização de provisão	(15.981)	-	(15.981)
Ajuste a valor presente	-	2.123	2.123
Saldo em 31 de dezembro de 2025	116.627	(55.735)	60.892
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	-	-
Circulante	28.879	(8.236)	20.643
Não circulante	87.748	(47.499)	40.249
Saldo em 31 de dezembro de 2025	116.627	(55.735)	60.892

23.5. Provisões para riscos e contingências

23.5.1. 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, 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 Preservação Permanente (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.

23.5.2. Provisões para riscos

23.5.2.1. Composição e movimentação

	Controladora		
	Trabalhistas	Cíveis	Total
Provisão para riscos			
Saldo em 31 de dezembro de 2024	16	5.880	5.896
Provisões	170	-	170
Variações monetárias	4	-	4
	174	-	174
Saldo em 31 de dezembro de 2025	190	5.880	6.070
Provisões líquidas			
Não circulante	16	5.880	5.896
Saldo em 31 de dezembro de 2024	16	5.880	5.896
Não circulante	190	5.880	6.070
Saldo em 31 de dezembro de 2025	190	5.880	6.070

	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

	Consolidado						Total
	Trabalhistas	Fiscais	Cíveis		Ambientais	Regulatórias	
			Desapropriações de terras	Indenizações de benfeitorias			
(A) Provisão para riscos							
Saldo em 31 de dezembro de 2024	9.635	3.206	4.792	11.367	22.434	51.341	102.775
Provisões / (reversões)	1.482	23.773	-	41	(1.300)	-	23.996
Provisões / (reversões) (*)	-	-	(1.587)	-	-	-	(1.587)
Variações monetárias	1.151	177	-	713	1.286	470	3.797
Variações monetárias (*)	-	-	265	-	-	-	265
Acordos / pagamentos	(585)	-	-	(19)	(1.069)	-	(1.673)
	2.048	23.950	(1.322)	735	(1.083)	470	24.798
Saldo em 31 de dezembro de 2025	11.683	27.156	3.470	12.102	21.351	51.811	127.573
(B) Depósitos judiciais							
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(1.048)	(37)	(1.430)	(2.594)	(56)	-	(5.165)
Variações monetárias	(5)	(3)	-	(92)	(51)	-	(151)
Variações monetárias (*)	-	-	(29)	-	-	-	(29)
(Adições)	(288)	-	-	(19)	(2.011)	-	(2.318)
(Adições) (*)	-	-	(379)	-	-	-	(379)
Baixas	931	-	(21)	473	1.129	-	2.512
Baixas (*)	-	-	907	-	-	-	907
Reclassificações (i)	(361)	-	-	-	-	-	(361)
	277	(3)	478	362	(933)	-	181
Saldo em 31 de dezembro de 2025	(771)	(40)	(952)	(2.232)	(989)	-	(4.984)
(A+B) Provisões líquidas							
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
Não circulante	10.912	27.116	2.518	9.870	20.362	51.811	122.589
Saldo em 31 de dezembro de 2025	10.912	27.116	2.518	9.870	20.362	51.811	122.589

	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

(*) 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 2025:

23.5.2.2. Trabalhistas

23.5.2.2.1. Rio Paraná Energia S.A.

A Diretoria da Companhia, 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.

23.5.2.2.2. 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. Para 2025 os valores são R\$ 190.

23.5.2.2.3. Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, 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 reversões referem-se a andamentos e reavaliações por parte dos assessores jurídicos da Controlada decorrentes de decisões favoráveis 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.

23.5.2.3. Fiscais

23.5.2.3.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

As provisões relativas aos riscos fiscais para 31 de dezembro de 2025 são de R\$ 26.941 decorrem de processos judiciais e administrativos, sendo os principais:

- i. 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 2025 é de R\$ 5.811 (R\$ 5.313 em 31 de dezembro de 2024), sendo que o valor provável é de R\$ 651 (R\$ 596 em 31 de dezembro de 2024).
- ii. Mandado de Segurança para a incidência da CIDE, imposta pela Lei nº 10.168/02, e posteriores alterações, sobre os pagamentos efetuados ao exterior em razão de contrato firmado para prestação de serviços de consultoria financeira. O valor total em discussão em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 998.
- iii. Devido a desfecho desfavoráveis em processo semelhante em que se discute saldo negativo de CSLL, adquiridos na época da Cisão da CESP e devido à expectativa de desembolso futuro, a Diretoria deliberou pela constituição da provisão de R\$ 23.772.

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

23.5.2.4. Cíveis

23.5.2.4.1. Rio Verde Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025 as contingências líquidas estão avaliadas em R\$ 731 (R\$ 445 em 31 de dezembro de 2024) e as principais variações correspondem à variação monetária e compensação entre decisões favoráveis e desfavoráveis.

23.5.2.4.2. Rio Canoas Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, as contingências cíveis líquidas somam R\$ 2.681 (R\$ 4.207 em 31 de dezembro de 2024), 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 são decorrentes da compensação entre decisões favoráveis e desfavoráveis, bem como variações monetárias.

As variações de depósito se deram por distribuição de novos processos, bem como pelo encerramento de ações no curso normal dos processos.

23.5.2.4.3. China Three Gorges Brasil Energia S.A.

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

23.5.2.5. Ambientais

23.5.2.5.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, as principais provisões relativas aos riscos ambientais com expectativas de perda provável são referentes:

- i. 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 2025 de R\$ 17.415 (R\$ 16.545 em 31 de dezembro de 2024);
- ii. 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 2025 é R\$ 256;
- iii. Provisão para indenização por danos materiais e morais de ações ajuizadas por supostos pescadores profissionais, o valor atualizado para 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 3.677 com uma redução de aproximadamente R\$ 695 por conta de acordos realizados nos processos).

23.5.2.6. Regulatórias

23.5.2.6.1. Rio Paranapanema 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 Controlada 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 Controlada, a Diretoria deliberou pela constituição de provisão cujo montante atualizado para 31 de dezembro de 2025 é R\$ 51.811 milhões (R\$ 51.341 em 31 de dezembro de 2024).

23.5.3. Contingências possíveis

23.5.3.1. Composição

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Trabalhistas	676	472	10.470	23.557
Fiscais	42.791	37.903	936.664	881.900
Cíveis	-	-	12.686	9.320
Ambientais	-	-	173.489	42.536
Regulatórias	-	-	94.964	85.961
	43.467	38.375	1.228.273	1.043.274

Demonstramos abaixo, as principais variações nas contingências possíveis do Grupo, atualizadas para 31 de dezembro de 2025:

23.5.3.2. Trabalhistas

23.5.3.2.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, as contingências trabalhistas classificadas como de perda possível totalizavam R\$ 7.156 (R\$ 10.076 em 31 de dezembro de 2024). A redução de R\$ 3,1 milhões decorre, principalmente, da baixa de ações trabalhistas envolvendo prestadores de serviços terceirizados, nas quais a Companhia foi excluída do polo passivo em razão de decisões judiciais favoráveis, bem como do encerramento definitivo de ação de valor relevante ajuizada por ex-empregado próprio, cujo desfecho foi integralmente favorável à Controlada.

Os incrementos observados no período referem-se, majoritariamente, a novas demandas propostas por ex-empregados, entidades sindicais e terceiros, relacionadas ao pagamento de verbas rescisórias, horas extras, adicional de periculosidade, equiparação salarial, entre outros pleitos. Atualmente, as principais contingências concentram-se em ações movidas por empregados próprios, envolvendo, sobretudo, pedidos de horas extras, intervalo intrajornada e indenização por danos morais, além da atualização monetária dos valores das causas.

23.5.3.2.2. Rio Paraná Energia S.A.

As contingências trabalhistas com expectativa de perda possível estão avaliadas em R\$ 2.144 para dezembro de 2025 (R\$ 12.050 em 31 de dezembro de 2024). O principal motivo da baixa decorre do encerramento e reclassificação de processos trabalhistas relevantes, que ocorreram principalmente em razão de acordos celebrados e decisões judiciais favoráveis, que eliminaram a possibilidade de perda. O restante trata-se de atualização monetária.

23.5.3.2.3. 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.

23.5.3.2.4. CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.

Em 31 de dezembro de 2025, as contingências trabalhistas classificadas como risco possível totalizam R\$ 444 (R\$ 959 em 31 de dezembro de 2024). A redução em relação ao exercício anterior decorre, principalmente, de baixas relacionadas a decisões favoráveis, que determinaram a exclusão da CTG NE do polo passivo, bem como do ajuizamento de novas ações por empregados de empresas prestadoras de serviços e da atualização monetária. Na maioria

desses processos, os autores pleiteiam a responsabilidade subsidiária da Sociedade pelo pagamento de verbas rescisórias, horas extras e outros direitos trabalhistas.

23.5.3.3. Fiscais

23.5.3.3.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, 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\$ 12.552 (R\$ 11.850 em 31 de dezembro de 2024);
- 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\$ 47.893 (R\$ 39.613 em 31 de dezembro de 2024). o aumento do valor decorrer decorre de atualização monetária dos casos;
- 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 2025, totalizam R\$ 21.216 (R\$ 47.818 em 31 de dezembro de 2024);
- 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\$ 42.698 (R\$ 37.107 em 31 de dezembro de 2024).

As demais variações fiscais decorrem de variações monetárias.

23.5.3.3.2. Rio Canoas Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, 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 Companhia. Em todos os casos a Controlada apresentou manifestações de inconformidade e/ou recurso voluntário os quais aguardam julgamento. Valor classificado como possível de R\$ 1.378 (R\$ 1.478 em 31 de dezembro de 2024).

Execução Fiscal referente aos valores de retenção de ISS durante a construção do reservatório da UHE Garibaldi. Após perícia contábil realizada nos autos os valores sofreram uma reavaliação, razão pela qual houve acréscimo na contingência. Valor classificado como risco de perda possível R\$ 10.752 (R\$ 5.670 em 31 de dezembro de 2024).

23.5.3.3.3. Rio Verde Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, as contingências fiscais com expectativa de perda possível estão avaliadas em R\$ 8.178 (R\$ 8.223 em 31 de dezembro de 2024) e 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. Ao longo do exercício a Controlada obteve resultados favoráveis nas discussões administrativas reduzindo os valores de contingência possível.

23.5.3.3.4. 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 companhia 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 Controlada, como possíveis e o valor total envolvido neste caso é de R\$ 686.681 (R\$ 632.957 em 31 de dezembro de 2024);
- 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\$ 6.011 (R\$ 5.586 em 31 de dezembro de 2024);
- 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 atualizado é de R\$ 4.622 (R\$ 4.202 em 31 de dezembro de 2024).

23.5.3.3.5. 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\$ 15.527 (R\$ 14.201 em 31 de dezembro de 2024).
- 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\$ 25.264 para 31 de dezembro de 2024.

23.5.3.3.6. Rio Paranapanema Participações S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, as principais contingências fiscais com expectativa de perda possível são:

- i. Trata-se de auto de infração para imposição de multa regulamentar por apresentação de ECF referente ao ano-calendário 2017 com informações inexatas, incorretas ou omitida. Valor envolvido no possível de R\$ 36.860;
- ii. Processo administrativo originado de pedido de compensação de saldo IRPJ referente ao ano-calendário de 2000. Valor classificado como possível de R\$ 7.714;
- iii. Visa à concessão da liminar/segurança para que seja reconhecido o direito das impetrantes de, por força da denúncia espontânea prevista no artigo 138 do CTN, não se sujeitarem à multa de mora na quitação de seus débitos de PIS, COFINS, IRPJ, CSL e IOF mediante pagamentos e compensações. Os valores atualizados para 31 de dezembro de 2025, totalizam R\$ 3.298.

23.5.3.4. Ambientais

23.5.3.4.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025 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 2025 totalizam a quantia de R\$ 16.772 (R\$ 15.549 em 31 de dezembro de 2024);
- 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 2025 totalizam a quantia de R\$ 11.505 (R\$ 11.094 em 31 de dezembro de 2024).

23.5.3.4.2. Rio Paraná Energia S.A.

As contingências ambientais com expectativa de perda possível estão avaliadas em R\$ 145.153 para 31 de dezembro de 2025. O principal motivo para o aumento decorre da atualização monetária dos processos em andamento e de uma nova contingência. Dentre os principais se destacam:

- Seis 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\$ 10.791, por supostos impactos ambientais decorrente de suposta mortandade de peixes relativa aos baixos níveis do reservatório da UHE Jupia, 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 Jupia e Ilha Solteira. Foi proferida a sentença (decisão de 1ª instância) julgando improcedente a ação. A sentença foi mantida pelo TRF/3 e o MPF interpôs recurso especial, que foi admitido. Aguarda-se o julgamento do recurso. O valor atualizado é de R\$ 6.452 (R\$ 6.149 em 31 de dezembro de 2024);
- Ação Civil Pública ajuizada pelo Ministério Público Federal requerendo que a companhia realize o reflorestamento de toda a área do reservatório da Usina de Ilha Solteira. O valor atualizado para 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 129 milhões.

23.5.3.5. Regulatórias

23.5.3.5.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, as contingências regulatórias com expectativa de perda possível somam um total de R\$ 79.028, sendo que as principais contingências são referentes a:

- i. 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 Companhia (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 Companhia 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 Companhia 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\$ 49.137 (R\$ 46.146 em 31 de dezembro de 2024);
- 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 2025 é de R\$ 29.890 (R\$ 28.261 em 31 de dezembro de 2024).

23.5.3.5.2. Rio Paraná Energia S.A.

As contingências regulatórias com expectativa de perda possível somam um total de R\$ 15.936 (R\$ 11.554 em 31 de dezembro de 2024), 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/resultado da exploração de recursos hídricos para geração de energia. A Rio Paraná apresentou suas Contestações nos casos acima. Processos em 1ª instância.

24. Planos de pensão e aposentadoria – Rio Paranapanema Energia

24.1. Benefícios a empregados

24.1.1. 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.

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.

24.2. Contribuição definida

24.2.1. Política contábil

No plano de contribuição definida, a Controlada indireta Rio Parapanema Energia faz contribuições mensais contratuais para o plano de previdência privada conforme opção do colaborador para esse benefício. A Controlada indireta Rio Parapanema Energia não tem qualquer obrigação adicional de pagamento depois que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas, cujo montante foi de R\$ 866 (R\$ 1.609 em 31 de dezembro de 2024).

24.3. Benefício definido

24.3.1. 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. Além disso, empregados admitidos antes de 1998 também fazem parte do plano BSPS (Benefício Suplementar Proporcional Saldado), na modalidade de Benefício definido.

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.

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

	2025	2024
Obrigação de benefício definido	(351.375)	(365.454)
Valor justo do ativo do plano	435.908	412.585
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo / passivo oneroso	(84.533)	(47.131)
Passivo reconhecido no balanço patrimonial	-	-

No exercício de 2024, a Controlada Rio Paranapanema Energia reverteu o saldo em seu passivo de longo prazo de R\$ 4.490 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 e para o exercício de 2025 considerando as metodologias e hipóteses mandatórias para apuração da provisão, para fins contábeis, o plano apresentou um superávit conforme quadro acima, não havendo necessidade de reconhecimento de saldo em seu balanço.

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

	2025	2024
Valor líquido do passivo de benefício definido no final do ano anterior	-	4.490
Custo da obrigação de benefício definido incluído no resultado da empresa	(4.377)	1.609
Contribuições da empresa realizadas no exercício	(929)	(1.139)
Redimensionamento da obrigação de benefício definido incluído em outros resultados abrangentes ('OCI') (*)	52.436	(4.960)
Valor líquido do (passivo) / ativo de benefício definido a partir do final do ano	47.130	-

(*) Como o plano apresenta resultado superavitário, com ativos superiores às obrigações atuariais, não há necessidade de registro de déficit no OCI, nem de ajustes relacionados ao limite máximo de redimensionamento.

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

	2025	2024
Obrigação de benefício definido no final do ano anterior	365.454	409.204
Custo do serviço corrente	2.593	2.808
Custo do serviço	866	1.040
Contribuição de participante	1.727	1.768
Custo dos juros	38.961	39.196
Benefícios pagos pelo plano no exercício	(33.503)	(32.773)
Redimensionamento da obrigação	(22.130)	(52.981)
Obrigação de benefício definido no final do ano	351.375	365.454

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

	2025	2024
Valor justo do ativo do plano no final do ano anterior	412.585	404.714
Rendimento real dos ativos	54.170	37.736
Juros sobre o valor justo do ativo do plano	44.204	38.627
Rendimento do valor justo do ativo do plano	9.966	(891)
Contribuições no exercício	2.656	2.908
Benefícios pagos pelo plano no exercício	(33.503)	(32.773)
Valor justo dos ativos no final do exercício	435.908	412.585

24.3.6. Despesa anual reconhecida no resultado do exercício

	2025	2024
Custo do serviço corrente	866	1.040
Custo dos juros sobre a obrigação de benefício definido	38.961	39.196
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	(44.204)	(38.627)
Total	(4.377)	1.609

24.3.7. Remensurações atuariais reconhecidas em outros resultados abrangentes

	2025	2024
Saldo no início do exercício		
Efeito da alteração de premissas financeiras	(12.008)	(39.660)
Efeito da alteração de premissas demográficas	(11.158)	172
Efeito da experiência do plano	1.036	(13.494)
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	(9.966)	891
Alteração do limite máximo de reconhecimento do passivo oneroso no final do ano (*)	84.532	47.131
Saldo no final do exercício	52.436	(4.960)

(*) Como o plano apresenta resultado superavitário, com ativos superiores às obrigações atuariais, não há necessidade de registro de déficit no OCI, nem de ajustes relacionados ao limite máximo de redimensionamento.

24.3.8. Premissas utilizadas nas avaliações atuariais

24.3.8.1. Hipóteses econômicas

	2025	2024
Taxa nominal de desconto (*)	11,53 % ao ano	11,12 % ao ano
Taxa de retorno esperado dos ativos	11,53 % ao ano	11,12 % 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.

24.3.8.2. Hipóteses demográficas

	2025	2024
Mortalidade geral	AT-2000 (masculina) suavizada em 10%	AT-2000 (masculina) suavizada em 10%
Entrada em invalidez	UP-84M Modificada suav. Em 60%	Mercer Disability suav. Em 50%
Mortalidade de inválidos	AT - 49 Masculina agravada em 10%	AT - 49 Masculina agravada em 10%
Composição familiar	75% casados, mulher 5 anos mais jovem que homem	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%	2,22%
Rotatividade	Experiencia Plano Parapananema 2015 - 2024	ExpR_2023

24.3.9. Dados dos participantes

	2025	2024
Numero de Participantes		
Ativos	142	148
Aposentados e pensionistas	264	263
Inválidos	13	13

24.3.10. Análise de sensibilidade das premissas atuariais

Com a finalidade de verificar o impacto nas obrigações atuariais, que em 31 de dezembro de 2025 foi de R\$ 351.375, a Controlada Rio Paranapanema Energia realizou análise de sensibilidade da principal premissa atuarial, a taxa de desconto, considerando uma variação de 1p.p., tendo como resultado os seguintes efeitos:

	Taxa de desconto	
	(+1,00 p.p.)	(-1,00 p.p.)
Impacto na Obrigação de Benefício Definido	32.347	(27.701)
Total da Obrigação de Benefício Definido	383.722	323.674
Duration da obrigação (em anos)	8,85	9,40

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

Custo do serviço corrente	598
Custo dos juros	38.697
Rendimento esperado dos ativos do plano	(38.697)
Custo da obrigação de benefício definido	598

24.3.12. Outras informações sobre as obrigações atuariais

O valor esperado de contribuições da Controlada Rio Paranapanema Energia para o exercício de 2025 é de R\$ 1.014 (R\$ 1.872 em 31 de dezembro de 2024).

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

1 ano	31.489
Entre 2 e 5 anos	137.939
Entre 5 e 10 anos	201.451

25. Patrimônio líquido

25.1. Capital social subscrito e integralizado

As ações ordinárias compõem o patrimônio líquido e conferem direito a voto e participação nos resultados do Grupo. Em 31 de dezembro de 2025 e 2024, 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	2025 e 2024	
	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	100,0

25.2. Reservas de lucros

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

25.3. 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.

25.4. Destinação dos lucros acumulados no exercício

	2025	2024
Lucro líquido do exercício	1.820.380	1.500.118
Constituição da reserva legal	(91.019)	(75.005)
Base de cálculo dos dividendos	1.729.361	1.425.113
Distribuições		
Dividendos	427.000	520.500
JSCP	490.000	476.000
	917.000	996.500
Distribuições mínimas obrigatória (25%)	432.340	356.278
Distribuições adicionais	484.660	640.222

Deliberação	Provento	R\$ mil	R\$
AGE de 23/12/2025	Dividendo	427.000	0,43016
AGE de 17/12/2025	Juros sobre capital próprio	490.000	0,49363

25.5. 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.

25.6. Participação de acionistas não controladores

A participação total dos acionistas não controladores no balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2025 é composta por:

- Rio Paraná Energia (Controlada) correspondente à R\$ 3.645.832;
- Rio Parapanema Participações (Controlada) correspondente à R\$ 453.503;
- Rio Parapanema Energia (Controlada indireta) correspondente à R\$ 47.276.

26. Receita operacional líquida

26.1. Política contábil

26.1.1. 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:

- O valor da receita pode ser mensurado com segurança;
- 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. O Grupo reconhece as receitas de acordo com as regras de mercado de energia elétrica, que estabelece a transferência dos riscos e benefícios sobre a quantidade contratada de energia para o comprador e classifica em contratos bilaterais, de leilão, MRE e MCP no mês de suprimento da energia de acordo com os valores constantes dos contratos e estimativas da Administração do Grupo, ajustados posteriormente por ocasião da disponibilidade dessas informações.

26.1.2. 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.

26.1.3. Receita de geração no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

26.1.3.1. Regime cotas

O valor da Receita Anual de Geração (RAG) pelo regime de cotas está previsto no contrato de concessão da controlada Rio Paraná, 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.

26.1.3.2. Leilões de Energia Existente

Contratos negociados no ambiente de contratação regulado, onde a comercialização de energia elétrica ocorre intermediada por leilões públicos promovidos pelo governo federal, com regras definidas principalmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Podem ser contratos de curto e longo prazo acordo com a seu edital.

26.1.4. 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	
	2025	2024
Receita operacional bruta		
Contratos ACL	2.492.818	2.359.984
Contratos ACR	1.927.761	1.740.770
Comercialização de energia	334.343	389.514
Mercado de curto prazo (MCP)	628.227	234.881
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	14.035	24.744
	5.397.184	4.749.893
Receita de ativos financeiros		
Juros e atualização monetária	1.716.901	1.713.864
	1.716.901	1.713.864
Total receita operacional bruta	7.114.085	6.463.757
Deduções à receita operacional		
PIS e COFINS	(627.197)	(563.586)
ICMS	(49.802)	(37.177)
Pesquisa e Desenvolvimento (PDI)	(28.454)	(26.713)
	(705.453)	(627.476)
Receita operacional líquida	6.408.632	5.836.281

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

27.1. Energia elétrica vendida

	Consolidado			
	2025		2024	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos ACL	15.731.328	2.492.818	12.820.466	2.359.984
Contratos ACR	15.964.812	1.927.761	15.400.695	1.740.770
Comercialização de energia	1.724.289	334.343	3.305.468	389.514
Mercado de curto prazo (MCP)	2.497.705	628.227	2.314.646	234.881
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	915.765	14.035	1.038.441	24.744
	36.833.899	5.397.184	34.879.716	4.749.893

(*) Não auditado pelos auditores independentes

27.2. Energia elétrica comprada

	Consolidado			
	2025		2024	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos ACL	4.041.046	605.234	1.017.423	185.445
Comercialização de energia	1.782.576	295.824	3.342.026	343.407
Mercado de curto prazo (MCP)	287.480	43.018	351.269	39.513
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	598.851	13.725	1.975.606	60.968
(-) Crédito de PIS	-	(16.278)	-	(9.964)
(-) Crédito de COFINS	-	(74.979)	-	(45.896)
	6.709.953	866.544	6.686.324	573.473

(*) Não auditado pelos auditores independentes

27.3. Encargos de uso da rede elétrica

27.3.1. 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:

- i. valor comum a todos os empreendimentos (selo), referente a aproximadamente 80% do encargo da Tust, e;
- ii. 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 da 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.

O Encargo de Conexão está previsto no Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) e o seu pagamento se dá mensalmente.

	Consolidado	
	2025	2024
Tust	460.200	434.280
TUSD	45.307	44.676
Encargos de conexão	528	468
(-) Crédito de PIS	(7.422)	(7.620)
(-) Crédito de COFINS	(34.188)	(35.098)
	464.425	436.706

28. Resultado financeiro

28.1. 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	
	2025	2024	2025	2024
Receitas				
Rendimento de aplicações financeiras	50.767	34.381	298.338	228.127
Variações monetárias	4.509	3.376	88.814	76.224
Depósitos judiciais	1	(5)	64.250	52.353
Uso do bem público (UBP)	-	-	1.696	359
Atualização de créditos tributários	4.508	3.381	5.581	4.724
Inadimplência CCEE	-	-	1.089	2.568
Liminares CCEE	-	-	15.517	15.998
Outras	-	-	681	222
Ganho com variação cambial	101.931	24.541	233.368	74.029
Instrumentos financeiros derivativos - NDF	-	120.559	-	120.559
Compensação financeira	-	-	-	1.200
Ajuste a valor presente (AVP)	-	-	356	-
Ajuste a valor presente do UBP	-	-	352	-
AVP Licença ambiental	-	-	4	-
(-) PIS e COFINS	(72.518)	(59.893)	(94.809)	(78.475)
Outras receitas financeiras	13	(28)	304	245
	84.702	122.936	526.371	421.909
Despesas				
Juros	(219.857)	(35.541)	(487.519)	(304.231)
Debêntures	(208.471)	(1.579)	(421.568)	(174.089)
(-) Recuperação de juros de debêntures	6.820	-	6.820	-
Empréstimos	-	-	(24.270)	-
Financiamentos	-	-	(16.445)	(20.346)
Partes relacionadas	(18.206)	(33.962)	(31.982)	(109.718)
Outros	-	-	(74)	(78)
Variações monetárias	(6.814)	(242)	(59.455)	(52.168)
Uso do bem público (UBP)	-	-	(3.008)	(5.594)
Liminares CCEE	-	-	(11.206)	(10.511)
Provisões para riscos	(4)	(1)	(3.797)	(6.232)
Debêntures	-	-	(1.974)	(7.075)
Financiamentos	-	-	(5.067)	(2.090)
Outras	(6.810)	(241)	(34.403)	(20.666)
Perda com variação cambial	(5.200)	(239.760)	(7.940)	(601.666)
Instrumentos financeiros derivativos - NDF	(78.003)	-	(78.003)	-
Despesas plano de pensão	-	-	(866)	(1.609)
Carta fiança	(2.025)	(4.217)	(2.025)	(4.217)
Ajuste a valor presente (AVP)	-	-	(175.245)	(274.482)
Ajuste a valor presente do UBP	-	-	(2.954)	(247)
Atualização / AVP de provisão de grandes reparos	-	-	(163.510)	(274.235)
AVP Licença ambiental	-	-	(2.126)	-
AVP Descomissionamento de ativos	-	-	(6.655)	-
Outras despesas financeiras	(3.046)	(1.755)	(9.027)	(6.145)
	(314.945)	(281.515)	(820.080)	(1.244.518)
Resultado financeiro líquido	(230.243)	(158.579)	(293.709)	(822.609)

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

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

29.1.1. 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					
	2025			2024		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Resultado antes do IRPJ e CSLL		1.825.726			1.500.001	
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
IRPJ e CSLL a alíquota pela legislação	(456.432)	(164.315)	(620.747)	(375.000)	(135.000)	(510.000)
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva						
Equivalência patrimonial de controladas	499.647	179.873	679.520	438.947	158.021	596.968
Juros sobre capital próprio (JSCP)	(66.548)	(23.957)	(90.505)	(38.127)	(13.726)	(51.853)
Diferenças temporárias sem constituição de IR/CS diferido	23.907	8.607	32.514	(23.407)	(8.427)	(31.834)
Incentivos fiscais	141	-	141	72	-	72
Outras (adições) permanentes, líquidas	(4.602)	(1.667)	(6.269)	(2.510)	(911)	(3.421)
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	(3.887)	(1.459)	(5.346)	(25)	(43)	(68)
IRPJ e CSLL correntes	3.887	1.459	5.346	25	43	68
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	3.887	1.459	5.346	25	43	68
Ajustes correntes - exercícios anteriores	-	-	-	(244)	(87)	(331)
Ajustes diferidos - exercícios anteriores	-	-	-	107	39	146
Total IRPJ e CSLL com efeito no resultado	3.887	1.459	5.346	(112)	(5)	(117)
Alíquota efetiva	0,2%	0,1%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%

	Consolidado					
	2025			2024		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Resultado antes do IRPJ e CSLL		3.546.783			3.017.957	
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
IRPJ e CSLL a alíquota pela legislação	(886.696)	(319.210)	(1.205.906)	(754.489)	(271.616)	(1.026.105)
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva						
Equivalência patrimonial de controladas / coligadas	15.254	5.491	20.745	35.382	12.738	48.120
Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos (*)	-	-	-	39.023	14.048	53.071
Juros sobre capital próprio (JSCP)	207.002	74.521	281.523	182.633	65.747	248.380
Prejuízo Fiscal e Base de Cálculo Negativa sem constituição de IRPJ e CSLL diferido	8.146	2.933	11.079	(11.930)	(4.297)	(16.227)
Doações Incentivadas	20.703	-	20.703	18.324	-	18.324
Mais-valia	(17.030)	(6.131)	(23.161)	(15.312)	(5.512)	(20.824)
Diferença por tributação de lucro presumido em controladas	6.070	1.513	7.583	2.395	578	2.973
Diferenças temporárias sem constituição de IR/CS diferido	23.907	8.607	32.514	(22.127)	(7.967)	(30.094)
Incentivos fiscais	253	-	253	202	-	202
Adesão ao programa Litígio Zero (**)	-	-	-	(5.263)	(1.895)	(7.158)
Outras (adições) permanentes, líquidas	(11.330)	(4.143)	(15.473)	(9.520)	(3.499)	(13.019)
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	(633.721)	(236.419)	(870.140)	(540.682)	(201.675)	(742.357)
IRPJ e CSLL correntes	405.593	154.294	559.887	499.803	186.960	686.763
IRPJ e CSLL diferidos	228.128	82.125	310.253	40.879	14.715	55.594
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	633.721	236.419	870.140	540.682	201.675	742.357
Ajustes correntes - exercícios anteriores	(4.394)	820	(3.574)	(440)	(87)	(527)
Ajustes diferidos - exercícios anteriores	-	-	-	107	39	146
Total IRPJ e CSLL com efeito no resultado	629.327	237.239	866.566	540.349	201.627	741.976
Alíquota efetiva	17,9%	6,7%	24,5%	17,9%	6,7%	24,6%

(*) 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.

(**) Programa de Redução de Litigiosidade Fiscal (PRLF) que a Companhia realizou a transação tributária com desconto de 65% dos débitos atualizados. O acordo celebrado foi homologado pela Receita Federal.

29.2. Tributos diferidos

29.2.1. 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		
	IRPJ	CSLL	Total
Passivo de imposto diferido			
Diferenças temporárias			
Instrumentos financeiros derivativos	(552)	(199)	(751)
Total bruto	(552)	(199)	(751)
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	-	-	-
Total	(552)	(199)	(751)
Imposto diferido líquido	(552)	(199)	(751)

	Consolidado					
	2025			2024		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Ativo de imposto diferido						
Prejuízo fiscal e Base de cálculo negativa	238.476	84.698	323.174	265.610	94.466	360.076
Diferenças temporárias						
Provisões para grandes reparos	429.130	154.487	583.617	378.455	136.244	514.699
Provisões para riscos	31.522	11.349	42.871	24.695	8.889	33.584
Liminares CCEE (GF)	27.811	10.012	37.823	28.889	10.400	39.289
Provisões de penalidades contratuais	9.235	3.324	12.559	9.235	3.324	12.559
Participações nos Lucros e Resultado (PLR)	5.468	1.968	7.436	5.462	1.965	7.427
Benefício fiscal	3.529	1.271	4.800	4.508	1.623	6.131
Variação cambial	-	-	-	128.205	46.154	174.359
Outras provisões	2.795	1.006	3.801	2.362	852	3.214
Total bruto	747.966	268.115	1.016.081	847.421	303.917	1.151.338
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	(619.324)	(222.956)	(842.280)	(734.949)	(264.582)	(999.531)
Total	128.642	45.159	173.801	112.472	39.335	151.807
Passivo de imposto diferido						
Diferenças temporárias						
Efeitos de ativo financeiro vinculado a concessão	(1.731.990)	(623.518)	(2.355.508)	(1.574.128)	(566.687)	(2.140.815)
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	(170.955)	(61.545)	(232.500)	(188.947)	(68.022)	(256.969)
Ajuste de avaliação patrimonial	(56.264)	(20.255)	(76.519)	(78.430)	(28.234)	(106.664)
Juros sobre depósito vinculado	(67.716)	(24.378)	(92.094)	(54.285)	(19.543)	(73.828)
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)	(3.811)	(1.372)	(5.183)
Ajuste a valor presente do UBP	(2.912)	(1.048)	(3.960)	(7.943)	(2.859)	(10.802)
AVP Licença ambiental	(2.533)	(911)	(3.444)	-	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	(552)	(199)	(751)
Total bruto	(2.042.694)	(735.372)	(2.778.066)	(1.914.609)	(689.261)	(2.603.870)
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	619.324	222.956	842.280	734.949	264.582	999.531
Total	(1.423.370)	(512.416)	(1.935.786)	(1.179.660)	(424.679)	(1.604.339)
Imposto diferido líquido	(1.294.728)	(467.257)	(1.761.985)	(1.067.188)	(385.344)	(1.452.532)

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:

	2026	2027	2028	2029	2030	A partir de 2031	Total
Imposto diferido ativo	54.148	64.933	62.627	53.542	68.689	712.142	1.016.081
Imposto diferido passivo	(128.507)	(129.572)	(129.322)	(122.880)	(113.439)	(2.154.346)	(2.778.066)
Imposto diferido líquido	(74.359)	(64.639)	(66.695)	(69.338)	(44.750)	(1.442.204)	(1.761.985)

30. 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	
	2025	2024
Numerador		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas da Companhia		
Lucro líquido do exercício	1.820.380	1.500.118
Denominador (Média ponderada de números de ações)		
Ações ordinárias	992.653	992.653
Resultado básico e diluído por ação	1,83385	1,51122

31. Informações por segmento

31.1. 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\$ 346 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\$ 261 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\$ 164 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\$ 146 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	2025							
	Geração	Margem %	Comercialização	Margem %	Administração e outros	Margem %	Consolidado ajustado	Margem %
Receita operacional líquida ajustada	5.521.825	100,0%	540.556	100,0%	-	0,0%	6.062.381	100,0%
Ebitda ajustado	3.960.293	71,7%	155.346	28,7%	70.990	0,0%	4.186.629	69,1%
Lucro líquido ajustado antes da variação cambial	2.405.950	43,6%	108.958	20,2%	(217.740)	0,0%	2.297.168	37,9%
Lucro líquido ajustado	2.490.890	45,1%	108.958	20,2%	(217.740)	0,0%	2.382.108	39,3%
Depreciação e amortização	(928.497)	-	-	-	(86.046)	-	(1.014.543)	-
Receita financeira	438.081	-	6.827	-	81.463	-	526.371	-
Despesa financeira	(341.594)	-	(31)	-	(314.945)	-	(656.570)	-
Imposto de renda e contribuição social	(637.393)	-	(53.184)	-	(30.217)	-	(720.794)	-

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)	-

	2025	2024
Lucro líquido societário	2.680.217	2.275.981
Ajustes de GAAP líquidos de impostos na controlada Rio Paraná em virtude da aplicação ICPC-01	(298.109)	(257.828)
Lucro líquido ajustado	2.382.108	2.018.153
Ebitda societário RCVM 156/2022	4.593.895	4.514.054
Ajustes GAAP (Societário vs Regulatório) na controlada Rio Paraná em virtude da aplicação ICPC-01	(346.251)	(406.665)
Resultado de equivalência patrimonial das investidas	(61.015)	(141.530)
Ebitda ajustado RCVM 156/2022	4.186.629	3.965.859

	2025	2024
Lucro líquido societário	2.680.217	2.275.981
Imposto de renda e contribuição social	866.566	741.976
Resultado financeiro (líquido)	293.709	822.609
Depreciação e amortização	753.403	673.488
Ebitda societário RCVM 156/2022	4.593.895	4.514.054

	2025	2024
Receita líquida societária	6.408.632	5.836.281
Ajustes de GAAP líquidos de impostos na controlada Rio Paraná em virtude da aplicação ICPC-01	(346.251)	(406.007)
Receita líquida ajustada	6.062.381	5.430.274

32. Instrumentos financeiros

32.1. 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.

32.2. 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.

32.3. 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.

32.4. 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.

32.5. 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.

32.6. Instrumentos financeiros no balanço patrimonial

32.6.1. 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	Classificação	Hierarquia do valor justo	Consolidado			
			2025		2024	
			Valor contábil	Valor a mercado	Valor contábil	Valor a mercado
Ativos financeiros						
Caixas e bancos	Custo amortizado	-	1.016	1.016	1.575	1.575
Aplicações financeiras	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	877.940	877.940	2.740.589	2.740.589
Aplicações financeiras vinculadas	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	23.142	23.142	26.859	26.859
Clientes	Custo amortizado	-	769.725	769.725	604.811	604.811
Ativo financeiro vinculado à concessão	Custo amortizado	-	12.998.025	12.998.025	12.651.773	12.651.773
Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)	Custo amortizado	-	6.026	6.026	25.647	25.647
Depósitos judiciais	Custo amortizado	-	765.871	765.871	707.607	707.607
Instrumentos financeiros derivativos	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	-	-	122.768	122.768
			15.441.745	15.441.745	16.881.629	16.881.629
Passivos financeiros						
Fornecedores	Custo amortizado	-	856.261	856.261	855.002	855.002
Encargos setoriais	Custo amortizado	-	135.835	135.835	133.945	133.945
Empréstimos	Custo amortizado	-	674.204	674.204	-	-
Financiamentos	Custo amortizado	-	180.198	180.198	227.754	227.754
Debêntures	Custo amortizado	-	3.740.732	4.426.211	2.829.033	3.125.300
Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)	Custo amortizado	-	3.731.264	3.731.264	3.080.474	3.080.474
Uso do bem público (UBP)	Custo amortizado	-	37.813	37.813	37.788	37.788
Partes relacionadas	Custo amortizado	-	4.642	4.642	3.241.447	3.241.447
			9.360.949	10.046.428	10.405.443	10.701.710

32.7. Instrumentos financeiros derivativos

32.7.1. 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.

32.7.1.1. 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, *Non Deliverable Forward* - 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.

32.7.2. Contratos de Hedge

A Companhia celebrou contratos de derivativos na modalidade NDF conforme a seguir:

Em 29 e 30 de janeiro de 2024, com o banco Deutsche Bank S.A, dois contratos com preço futuro fixado da moeda CNH (Yuan Chinês) a uma taxa média de CNH/R\$ 0,7285, referente as tranche de CNH 500 milhões cada para o Empréstimo I.

Em 20 de março e 1º de abril de 2025, com o Banco BOCOM BBM S.A. dois contratos com preço futuro fixado da moeda CNH às taxas de CNH/BRL 0,8233 e 0,8199, referentes às tranches de CNH 400 milhões cada. Em 2 de abril de 2025, com o Banco Deutsche Bank S.A., um contrato

com preço futuro fixado da moeda CNH à taxa de CNH/BRL 0,8186, referente à tranche de CNH 200 milhões

para o Empréstimo II.

Ambos os empréstimos contraídos junto à sua acionista controladora, China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L. conforme nota explicativa nº 22.4.2 e foram liquidados durante o exercício de 2025. A operação teve como objetivo proteger a Companhia contra o risco cambial, conforme demonstrado no quadro a seguir:

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	-	(753)	(8.787)
Non Deliverable Forward - NDF	CNH / BRL	Deutsche Bank S.A	30/01/2024	13/01/2025	517.064	-	(705)	(8.216)
Non Deliverable Forward - NDF	CNH / BRL	BANCO BOCOM BBM S.A.	20/03/2025	09/09/2025	411.260	(25.264)	-	(41.058)
Non Deliverable Forward - NDF	CNH / BRL	BANCO BOCOM BBM S.A.	01/04/2025	09/09/2025	413.651	(24.004)	-	(39.011)
Non Deliverable Forward - NDF	CNH / BRL	Deutsche Bank S.A	02/04/2025	09/09/2025	206.825	11.733	-	19.069
					2.065.864	(37.535)	(1.458)	(78.003)

BRL – Real brasileiro

33. 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	04/08/2025 a 04/08/2026	1.000.000
Responsabilidade civil	04/08/2025 a 04/08/2026	140.000
Responsabilidade civil ambiental	04/08/2025 a 04/08/2027	110.000
Responsabilidade civil para diretores e executivos	08/12/2025 a 08/12/2026	150.000
Construção Arinos Energias Renováveis		
Risco operacional	04/09/2025 a 04/09/2026	1.186.666
Construção Serra da Palmeira Energias Renováveis		
Risco de engenharia	27/12/2023 a 30/04/2028	4.054.000
Responsabilidade civil	15/09/2023 a 30/04/2026	100.000

(*) Não auditados pelos auditores independentes

34. Transações não caixa

	Consolidado	
	2025	2024
Provisão para descomissionamento de ativos	52.712	-
Provisão para licença ambiental	74.750	-
Compensação de adiantamentos de imobilizado	301.428	-
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	58.109	61.154
Imposto diferido sobre a realização do ajuste de avaliação patrimonial	(19.757)	(20.792)
Projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	-	4.490
Imposto de renda e contribuição social sobre projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	-	(1.526)
Resultado atuarial com plano de pensão de benefício definido	142	597
Imposto de renda e contribuição social diferido sobre resultado atuarial	(48)	(204)
Hedge de fluxo de caixa	(2.209)	2.209
Imposto de renda e contribuição social diferido sobre hedge de fluxo de caixa	751	(751)

35. Compromissos assumidos e não reconhecidos

35.1. Contratos de compra e venda de energia elétrica

Contratos	Compromissos até
ACL - Contratos bilaterais	2038

36. Evento subsequente

36.1. Aditamento ao termo 1ª emissão Nota Comercial série única – Rio Paranapanema Energia.

No dia 09 de fevereiro de 2026 foi celebrado o 1º aditamento referente a 1ª emissão Nota Comercial série única, nele foram alteradas as seguintes condições:

- Postergação do vencimento do principal de 12 de fevereiro de 2026 para 17 de junho de 2026;
- O pagamento dos juros foi alterado para duas parcelas, sendo que a primeira ocorreu em 12 de fevereiro de 2026, referente aos juros já reconhecidos e a segunda ocorrerá na nova data de vencimento.

Membros da Governança

Conselho de Administração

Nome	Cargo
Yang Yan	Presidente
Xinlin Zhang	Membro Efetivo
Raul Calfat	Membro independente
Maria Carolina Lacerda	Membro independente
João Manuel Veríssimo Marques da Cruz	Membro independente

Diretoria Estatutária

Nome	Cargo
Xinlin Zhang	Diretor-Presidente
Silvio Alexandre Scucuglia da Silva	Diretor Executivo e de Relações com Investidores
Evandro Leite Vasconcelos	Diretor Executivo
Marcio José Peres	Diretor Executivo

Rodrigo Teixeira Egreja	Antônio dos Santos Entraut Junior
Diretor Financeiro	Contador - CRC PR-068461/O-1

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 2025; 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 2025.

São Paulo, 25 de fevereiro de 2026.

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 2025, 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 2025

Durante o ano de 2025, 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;
- Discussão dos Projetos de Riscos e Controles Internos;
- Discussão dos Processos de Segurança de Informação de Dados e Governança;
- Discussão da Carteira de Ações Judiciais da Companhia; e
- Discussão 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 2025 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 2025 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, por fim, recomenda a aprovação do presente Relatório Anual Resumido do Comitê de Auditoria, Riscos e Partes Relacionadas Estatutário, referente ao exercício social de 2025, pelo Conselho de Administração da Companhia.

São Paulo, 26 de fevereiro de 2026.

Maria Carolina Lacerda
Coordenadora

Raul Calfat
Membro

Junjie Wei
Membro

Maria Helena Pettersson
Membro

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Administradores e Acionistas da
China Three Gorges Brasil Energia S.A.
São Paulo, SP

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 2025 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 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 2025, 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 normas contábeis internacionais (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, aplicáveis a auditorias de demonstrações financeiras de entidades de interesse público no Brasil. Nós também cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

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 2025, o saldo do ativo financeiro vinculado à concessão, registrado no ativo circulante e não circulante, é de R\$12.998.025 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, recálculo sobre o modelo matemático e correspondentes dados e premissas, recálculo do ajuste a valor presente e testes substantivos, em bases amostrais, sobre os recebimentos realizados no exercício.

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 2025 tomadas em conjunto.

Provisão para grandes reparos da controlada Rio Paraná

Conforme divulgado na nota explicativa nº 23.2 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 2025, o saldo da provisão para grandes reparos, registrado no passivo circulante e não circulante, é de R\$1.873.124 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.

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 23.2 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 2025 tomadas em conjunto.

Provisão para riscos da controlada Rio Paranapanema

Conforme divulgado nas notas explicativas nº 15 e nº 23.5 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 2025, o saldo total da provisão para riscos, líquido dos depósitos judiciais diretamente relacionados, é de R\$106.818 mil, o valor referente aos processos cuja probabilidade de êxito foi considerada possível é de R\$248.279 mil, e o saldo referente à liminar da garantia física é de R\$457.076 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 de 31 de dezembro de 2025; (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 23.5 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025 tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado - DVA referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, 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 conciliadas 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 na NBC TG 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa norma e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

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

A 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 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. 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 a não mais se manter 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 uma opinião sobre as demonstrações financeiras do grupo. Somos responsáveis pela direção, supervisão e 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 e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as deficiências significativas nos controles internos que eventualmente tenham sido identificadas durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com os requisitos éticos pertinentes de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as ações tomadas para eliminar as ameaças ou as salvaguardas aplicadas.

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

São Paulo, 26 de fevereiro de 2026

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

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