



Demonstrações financeiras **2025**

Rio Canoas Energia S.A.
CNPJ: 11.316.814/0001-56

SUMÁRIO

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	3
Principais indicadores	3
Custos e outros resultados operacionais	4
Ebitda e margem Ebitda	4
Resultado financeiro	5
Endividamento	6
Lucro líquido	6
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	7
Balanços patrimoniais	7
Demonstrações do resultado	9
Demonstrações do resultado abrangente	10
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido	11
Demonstrações dos fluxos de caixa	12
Notas explicativas da Administração para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024	13
1. Informações gerais	13
2. Apresentação das demonstrações financeiras	16
3. Resumo das políticas contábeis materiais	17
4. Gestão de riscos do negócio	19
5. Caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras vinculadas	22
6. Clientes	24
7. Tributos a recuperar/recolher	25
8. Repactuação do risco hidrológico	26
9. Imobilizado	26
10. Intangível	27
11. Fornecedores	29
12. Encargos setoriais	30
13. Financiamentos	31
14. Dividendos e Juros sobre capital próprio a pagar	33
15. Uso do bem público (UBP)	33
16. Partes relacionadas	34
17. Provisões	35

18. Patrimônio líquido.....	38
19. Receita operacional líquida.....	40
20. Energia elétrica vendida, comprada e encargos de uso da rede	41
21. Resultado financeiro.....	42
22. Apuração do imposto de renda e contribuição social e tributos diferidos	43
23. Instrumentos financeiros	44
24. Lucro por ação	47
25. Seguros	47
26. Transações não caixa	48
Membros da Governança	49
Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras	50

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.

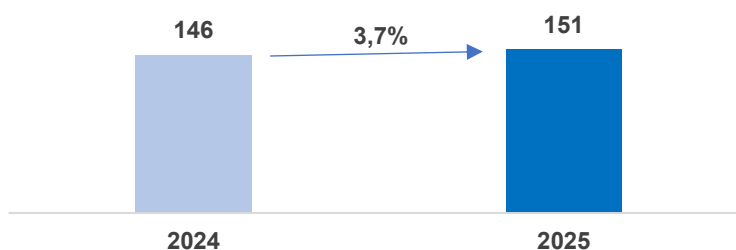
Principais indicadores

	2025	2024	Variação
Indicadores econômicos			
Receita operacional bruta	171.715	165.578	3,7%
(-) Deduções à receita operacional	(20.499)	(19.712)	4,0%
Receita operacional líquida	151.216	145.866	3,7%
(-) Custos e outros resultados operacionais	(92.833)	(84.241)	10,2%
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	58.383	61.625	-5,3%
Ebitda	91.387	94.348	-3,1%
Margem Ebitda - %	60,4%	64,7%	-4,3 p.p.
Resultado financeiro	(13.222)	(13.836)	-4,4%
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	45.161	47.789	-5,5%
Lucro líquido do exercício	37.019	38.408	-3,6%
Margem líquida - %	24,5%	26,3%	-1,9 p.p.
Quantidade de ações	563.765	563.765	0,0%
Lucro líquido básico e diluído por ação	0,06566	0,06813	-3,6%

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

A receita operacional líquida do ano de 2025 foi de R\$ 151,2 milhões, que representa um crescimento de R\$ 5,3 milhões em relação ao ano anterior. Acerca dessa elevação, vale destacar principalmente o crescimento da receita bruta na liquidação realizada no Mercado de Curto Prazo e Mecanismo de Realocação de Energia (MCP e MRE) pelo melhor Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio na comparação entre os períodos e pela atualização dos contratos regulados mantidos pela Companhia (ACR).

Receita operacional líquida (R\$ milhões)



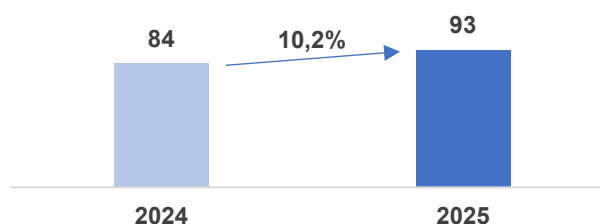
Custos e outros resultados operacionais

	2025	2024	Varição
Pessoal	(5.716)	(5.212)	9,7%
Material	(1.864)	(455)	309,7%
Serviços de terceiros	(4.927)	(5.757)	-14,4%
Energia comprada	(17.319)	(11.899)	45,6%
Depreciação e amortização	(33.004)	(32.723)	0,9%
Encargos de uso da rede elétrica	(15.212)	(14.423)	5,5%
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)	(5.750)	(7.281)	-21,0%
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)	(827)	(792)	4,4%
Seguros	(1.026)	(1.035)	-0,9%
Aluguéis	(19)	(20)	-5,0%
(Constituições) / reversões de provisões para riscos	(150)	1.745	-108,6%
Compartilhamento de despesas	(5.751)	(5.842)	-1,6%
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	75	-	100,0%
Outros	(1.343)	(547)	145,5%
	(92.833)	(84.241)	10,2%

Os custos e outros resultados operacionais totalizaram R\$ 92,8 milhões no ano de 2025, o que representa uma elevação de R\$ 8,6 milhões, em relação a 2024.

Acerca dessa variação cabe destacar principalmente a elevação de R\$ 5,4 milhões nos custos com energia comprada em virtude de piora no fator de risco hidrológico *Generation Scaling Factor* (GSF) na dinâmica do gerenciamento do balanço energético da Companhia durante o ano.

Custos e outros resultados operacionais (R\$ milhões)



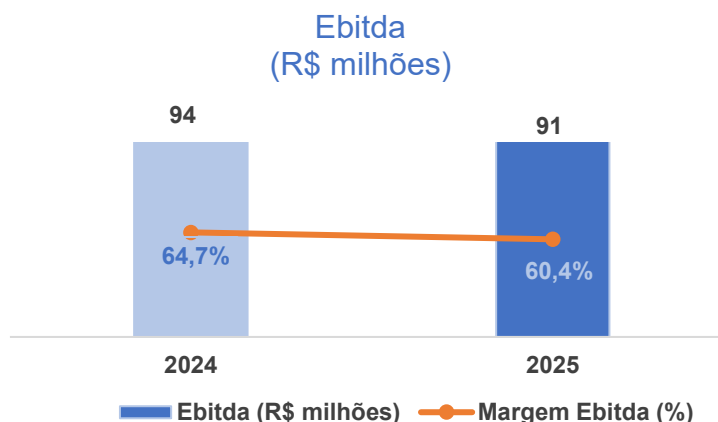
Ebitda e margem Ebitda

	2025	2024	Varição
Lucro líquido do exercício	37.019	38.408	-3,6%
Imposto de renda e contribuição social	8.142	9.381	-13,2%
Resultado financeiro (líquido)	13.222	13.836	-4,4%
Depreciação e amortização	33.004	32.723	0,9%
Ebitda	91.387	94.348	-3,1%
Margem Ebitda	60,4%	64,7%	-4,3 p.p.

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 da Companhia acredita que o Ebitda fornece uma medida útil de seu desempenho, tratando-se de um indicador que é amplamente utilizado por investidores e analistas para avaliar o desempenho e comparar empresas. O Ebitda não deve ser considerado como uma alternativa ao fluxo de caixa como indicador de liquidez.

O Ebitda da Rio Canoas medido em 2025 totalizou R\$ 91,4 milhões. Esse desempenho representa uma pequena variação negativa de R\$ 3 milhões quando comparado ao desempenho obtido no ano de 2024.



Resultado financeiro

	2025	2024	Varição
Receitas			
Rendimento de aplicações financeiras	7.872	6.119	28,6%
Variações monetárias	123	581	-78,8%
Ajuste a valor presente (AVP)	204	-	100,0%
Outros	(329)	(220)	49,5%
	7.870	6.480	21,5%
Despesas			
Juros	(14.168)	(16.297)	-13,1%
Variações monetárias	(6.374)	(3.783)	68,5%
Ajuste a valor presente (AVP)	(486)	(105)	362,9%
Outros	(64)	(131)	-51,1%
	(21.092)	(20.316)	3,8%
Resultado financeiro líquido	(13.222)	(13.836)	-4,4%

O resultado financeiro líquido apresentado em 2025 foi negativo em R\$ 13,2 milhões, representando uma melhora de R\$ 0,6 milhão em relação ao ano de 2024.

Acerca dessa variação, vale destacar a queda na despesa com juros e variação monetária em virtude das amortizações no financiamento mantido pela Companhia junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

Endividamento

	2025	2024	Varição
Financiamentos	162.262	186.961	-13,2%
Curto prazo	30.005	29.315	2,4%
Longo prazo	132.257	157.646	-16,1%
Dívida Bruta	162.262	186.961	-13,2%
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(37.249)	(29.976)	24,3%
(-) Aplicações financeiras vinculadas	(12.458)	(14.133)	-11,9%
Dívida líquida	112.555	142.852	-21,2%

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

Ao final de 2025, a dívida líquida apresentou redução de R\$ 30,3 milhões na comparação com a posição final de 2024. Essa redução decorreu principalmente das amortizações das parcelas do financiamento mantido pela Companhia junto ao BNDES.

Dívidas	Remuneração	Vencimento	2025	2024	Varição
BNDES	TJLP + 2,34% ao ano	16/06/2031	161.451	186.052	-13,2%
BNDES	TJLP	16/06/2031	811	909	-10,8%
			162.262	186.961	-13,2%

TJLP - Taxa de juros de longo prazo

Lucro líquido

A Rio Canoas apresentou um bom desempenho de resultados no ano de 2025. A Companhia registrou lucro líquido de R\$ 37 milhões, muito em linha com o desempenho apresentado no ano 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	2025	2024
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5.1	37.249	29.976
Clientes	6	17.630	16.384
Tributos a recuperar	7	-	1.376
Repactuação do risco hidrológico	8	259	259
Partes relacionadas	16.3	39	-
Outros créditos		6.049	4.826
Total do ativo circulante		61.226	52.821
Não circulante			
Realizável a longo prazo			
Aplicações financeiras vinculadas	5.2	12.458	14.133
Tributos diferidos	22.2	4.239	58
Repactuação do risco hidrológico	8	4.837	5.096
Outros créditos		15	-
		21.549	19.287
Imobilizado	9	744.561	771.669
Intangível	10	44.636	44.674
Total do ativo não circulante		810.746	835.630
Total do ativo		871.972	888.451

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Balanços patrimoniais

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024

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

Passivo	Nota	2025	2024
Circulante			
Fornecedores	11	2.727	3.246
Salários, provisões e contribuições sociais		816	771
Tributos a recolher	7	6.972	273
Encargos setoriais	12	1.237	1.051
Financiamentos	13	30.005	29.315
Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)	14	59.500	33.571
Uso do bem público (UBP)	15	1.322	1.252
Partes relacionadas	16.3	589	-
Provisões	17	1.245	-
Outras obrigações		90	23
Total do passivo circulante		104.503	69.502
Não circulante			
Fornecedores	11	20.640	20.640
Encargos setoriais	12	1.433	721
Indenização socioambiental		-	281
Financiamentos	13	132.257	157.646
Uso do bem público (UBP)	15	12.340	11.905
Provisões	17	2.988	2.960
Outras obrigações		154	158
Total do passivo não circulante		169.812	194.311
Total do passivo		274.315	263.813
Patrimônio líquido	18		
Capital social		563.765	563.765
Reserva legal		17.633	15.782
Reserva de retenção de lucros		16.259	45.091
Total do patrimônio líquido		597.657	624.638
Total do passivo e patrimônio líquido		871.972	888.451

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	2025	2024
Receita operacional líquida	19.1	151.216	145.866
Custos operacionais			
Pessoal		(5.716)	(5.212)
Material		(1.864)	(455)
Serviços de terceiros		(4.363)	(5.153)
Energia comprada	20.2	(17.319)	(11.899)
Depreciação e amortização	9.2 e 10.2	(33.001)	(32.720)
Encargos de uso da rede elétrica	20.3	(15.212)	(14.423)
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)		(5.750)	(7.281)
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)		(827)	(792)
Seguros		(997)	(1.033)
Aluguéis		(19)	(20)
(Constituições) / reversões de provisões para riscos	17.2	(150)	1.745
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	10.3	75	-
Outros		(616)	(402)
		(85.759)	(77.645)
Resultado bruto		65.457	68.221
Outros resultados operacionais			
Serviços de terceiros		(564)	(604)
Depreciação e amortização	9.2 e 10.2	(3)	(3)
Seguros		(29)	(2)
Compartilhamento de despesas	16.3	(5.751)	(5.842)
Outros		(727)	(145)
		(7.074)	(6.596)
Resultado antes das receitas e despesas financeiras		58.383	61.625
Resultado financeiro	21.1		
Receitas		7.870	6.480
Despesas		(21.092)	(20.316)
		(13.222)	(13.836)
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		45.161	47.789
Imposto de renda e contribuição social	22.1		
Corrente		(12.324)	(7.386)
Diferido		4.182	(1.995)
		(8.142)	(9.381)
Lucro líquido do exercício		37.019	38.408
Lucro líquido básico e diluído por ação	23	0,06566	0,06813

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)

	2025	2024
Lucro líquido do exercício	37.019	38.408
Outros resultados abrangentes do exercício		
Itens que não serão reclassificados para o resultado	-	-
Total do resultado abrangente do exercício	37.019	38.408

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	Total do patrimônio líquido
		Legal	Retenção de lucros		
Saldo em 31 de dezembro de 2024	563.765	15.782	45.091	-	624.638
Resultado abrangente do exercício					
Lucro líquido do exercício	-	-	-	37.019	37.019
	-	-	-	37.019	37.019
Contribuições e distribuições aos acionistas					
Reserva legal	-	1.851	-	(1.851)	-
Dividendos intermediários	-	-	(28.832)	(5.168)	(34.000)
Juros sobre capital próprio	-	-	-	(30.000)	(30.000)
	-	1.851	(28.832)	(37.019)	(64.000)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	563.765	17.633	16.259	-	597.657

	Capital social	Reservas		Lucros acumulados	Total do patrimônio líquido
		Legal	Retenção de lucros		
Saldo em 31 de dezembro de 2023	563.765	13.862	65.174	-	642.801
Resultado abrangente do exercício					
Lucro líquido do exercício	-	-	-	38.408	38.408
	-	-	-	38.408	38.408
Contribuições e distribuições aos acionistas					
Reserva legal	-	1.920	-	(1.920)	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	16.488	(16.488)	-
Dividendos intermediários	-	-	(36.571)	-	(36.571)
Juros sobre capital próprio	-	-	-	(20.000)	(20.000)
	-	1.920	(20.083)	(38.408)	(56.571)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	563.765	15.782	45.091	-	624.638

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	2025	2024
Fluxos de caixa das atividades operacionais			
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		45.161	47.789
Ajustes em:			
Depreciação e amortização	9.2 e 10.2	33.004	32.723
Resultado na baixa do ativo imobilizado / intangível	9.2	93	116
Juros, variação monetária e amortização de custos sobre financiamentos	13.4	18.514	17.962
AVP e variação monetária sobre UBP	15.2	1.836	1.805
Variação monetária sobre depósitos judiciais		(1)	(8)
Constituições / (reversões) e variações monetárias sobre provisão para riscos	17.2	366	(1.365)
AVP sobre licença ambiental	17.1	65	-
Outras variações		(210)	(537)
Variação nos ativos e passivos			
Clientes		(1.239)	5.387
Partes relacionadas		550	(717)
Fornecedores		(519)	768
Salários, provisões e contribuições sociais		45	75
Encargos setoriais		764	(138)
Uso do bem público (UBP)	15.2	(1.331)	(1.275)
Provisões	17.1 e 17.2	(680)	(86)
Impostos, taxas e contribuições		(2.093)	(1.896)
Outras variações ativas e passivas		759	(2.869)
		95.084	97.734
Pagamento de imposto de renda e contribuição social		(6.599)	(5.311)
Pagamento de juros sobre financiamentos	13.4	(14.213)	(16.434)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		74.272	75.989
Fluxos de caixa das atividades de investimentos			
Adições no ativo imobilizado e intangível	9.2 e 10.2	(4.428)	(1.696)
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimentos		(4.428)	(1.696)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos			
Pagamento de financiamentos	13.4	(29.000)	(28.522)
Pagamento de dividendos	14.2	(16.571)	(20.000)
Pagamento de juros sobre capital próprio	14.2	(17.000)	(27.200)
Fluxo de caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento		(62.571)	(75.722)
Aumento/ (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa		7.273	(1.429)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		29.976	31.405
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício		37.249	29.976

AVP – Ajuste a Valor Presente

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas explicativas da Administração 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 Rio Canoas Energia S.A. (ou “Rio Canoas” ou “Companhia”) é uma sociedade anônima de capital fechado, com sede na cidade de Curitiba, Estado do Paraná constituída em 22 de agosto de 2009, na condição de produtora independente de energia elétrica.

A Companhia 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” ou “Usina”), localizado no Rio Canoas, nos municípios de Cerro Negro e Abdon Batista, no estado de Santa Catarina.

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia apresentou um capital circulante líquido (CCL) negativo no montante de R\$ 43.277, em virtude basicamente da constituição de dividendos e juros sobre capital próprio a pagar.

A Diretoria analisou toda informação disponível em seus fluxos de caixa projetados e concluiu que contará com recursos suficientes para honrar com suas obrigações, decorrentes da geração de caixa resultante de suas atividades operacionais. Além disso, em caso de qualquer eventualidade, também, contará com suporte financeiro da sua Controladora, a China Three Gorges Brasil Energia S.A. (CTG Brasil).

1.2. Contrato de Concessão

Foi objeto do Leilão A-5 N° 03/2010 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), que originou o Contrato de Concessão nº 003/2010 – Aneel, com prazo original de 35 anos, contados a partir de 14 de dezembro de 2010 (término original da concessão em 13 de dezembro de 2045). Este prazo de vigência da outorga de concessão foi prorrogado por 218 dias, de acordo com o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, firmado em 17 de novembro de 2017, que alterou o termo final para 19 de julho de 2046, conforme Resolução Autorizativa Aneel nº 6.087/2016 e o Despacho nº 340/2016 que autoriza a repactuação do risco hidrológico da UHE Garibaldi. Em outubro de 2022 foi assinado o Terceiro Termo aditivo ao contrato de concessão 003/2020 - UHE Garibaldi, formalizando a extensão dos prazos de vigência de outorga da concessão para 2051.

A tabela a seguir demonstra o contrato de concessão da Companhia:

Contrato de concessão Aneel	Usina	Tipo	Unidade Federativa (UF)	Rio	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Início da concessão	Vencimento da concessão
Nº 03/2010	Garibaldi	UHE	SC	Canoas	191,9	84,9	14/12/2010	14/01/2051
					191,9	84,9		

SC – Santa Catarina / MW – Megawatt

1.2.1. Extensão de Outorga 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:

Usina	Tipo	Dias de extensão	Impacto financeiro	Data fim de concessão	Nova data fim de concessão
Garibaldi	UHE	3	75	11/01/2051	14/01/2051
			75		

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.

O Termo Aditivo, relativo à usina hidrelétricas de Garibaldi, permanece pendente de assinatura e deverá ser formalizado em breve junto a Aneel.

1.3. Revisão das garantias físicas das usinas hidrelétricas

1.3.1. 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, a usina da Companhia.

Por essa razão, em 29 de dezembro de 2022 a Companhia ingressou com um pedido de tutela antecipada, 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 da Companhia 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, a Companhia protocolou agravo de instrumento contra a decisão de indeferimento da tutela antecipada, bem como o pedido principal da ação, os quais aguardam decisão judicial. Caso a Companhia tenha sucesso na ação, ocorrerá o aumento da garantia física.

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

1.4. 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 a Companhia, como a possibilidade de renovação de concessões, alteração nas regras de autoprodução de energia, armazenamento, 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.

1.4.1. 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 UHE da Companhia.

1.5. Eventos tributários

1.5.1. 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.

A Companhia realizou a análise dos efeitos do novo modelo tributário e concluiu os ajustes sistêmicos necessários. Em dezembro de 2025, a Companhia finalizou os ajustes em seus sistemas para viabilizar o destaque da CBS e do IBS a partir de 1º de janeiro de 2026. Adicionalmente, a Companhia 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 a Companhia, uma vez que tais contratos se sujeitam ao regime de diferimento mencionado acima.

1.5.2. 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.

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.

A Companhia 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.

2. Apresentação das demonstrações financeiras

2.1. Aprovação das demonstrações financeiras

A emissão dessas demonstrações financeiras para publicação e encaminhamento aos acionistas foi autorizada em 26 de fevereiro de 2026.

2.2. Base de preparação e mensuração

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

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs), os quais foram aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC).

2.3. Moeda funcional e moeda de preparação

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

2.4. Continuidade operacional

A Administração avaliou a capacidade da Companhia 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. Provisões (nota explicativa nº 17); e
- ii. Imposto de renda e contribuição social diferidos (nota explicativa nº 22.2).

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 12.1.2).

3.2. Participação nos lucros

O Programa de Participações no Resultado (PPR) é um programa de engajamento com os resultados da Companhia, 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.

A Companhia reconhece um passivo e uma despesa de PPR ao longo do exercício.

3.3. Impairment

A Companhia 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 metodologia do fluxo de caixa descontado que depende de diversas estimativas, que são influenciadas pelas condições de mercados 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.

Conforme análise realizada, não foram identificados indicativos de *impairment* no período. Os ativos continuam apresentando condições normais de uso e geração de benefícios econômicos. Assim, não houve necessidade de realizar teste detalhado de recuperabilidade.

3.3.2. Impairment de ativos financeiros

A Companhia 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, 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 da Companhia.

- 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 da Companhia.

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

O pronunciamento novo que entrará em vigência a partir de 01 de janeiro de 2027 não possui expectativa de impacto nas demonstrações financeiras da Companhia.

- Subsidiárias sem Responsabilidade Pública: Divulgações (IFRS19).

O pronunciamento novo que entrará em vigência a partir de 01 de janeiro de 2027 possui impactos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

- Apresentação e Divulgação das Demonstrações Financeiras (IFRS 18 / CPC 51); cuja avaliação e tratativas estão em andamento.

4. Gestão de riscos do negócio

4.1. Riscos financeiros

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

A gestão de risco é realizada pela Controladora, seguindo as políticas aprovadas pelo Conselho de Administração da CTG Brasil que identifica, avalia e protege a Companhia 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 mecanismo de Realocação de Energia (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 da Companhia.

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

O risco de taxa de juros da Companhia decorre de financiamentos e caixa e equivalentes de caixa e aplicações vinculadas.

Para o financiamento junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Social (BNDES), o risco está ligado à variação da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) sobre o financiamento, este risco é minimizado pela remuneração das aplicações financeiras pelo Certificado de Depósito Interfinanceiro (DI) e pelos preços nos contratos de venda de energia elétrica que estão indexados à variação dos índices Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) ou Índice Geral de Preço do Mercado (IGP-M).

4.1.2. 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 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (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.

4.1.3. Risco de liquidez

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

A Companhia 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 da Companhia, cumprimento de cláusulas restritivas (“*covenants*”), cumprimento das metas internas do quociente do balanço patrimonial e, se aplicável, exigências legais ou regulatórias externas.

A Companhia 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, a Companhia 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, também, contará com suporte financeiro da sua Controladora CTG Brasil.

A tabela a seguir mostra em detalhes o prazo de vencimento contratual restante dos passivos (financiamentos) da Companhia 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 a Companhia deve quitar as respectivas obrigações. A tabela inclui os fluxos de caixa dos juros e do principal.

Instituição financeira	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
BNDES	3.370	6.630	29.189	37.016	111.997	188.202

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

4.2. Risco de aceleração de dívidas

A Companhia possui financiamentos com cláusulas restritivas (*covenants*), normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas ao 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, (vide nota explicativa nº 13.7).

4.3. Risco de regulação

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

4.4. Risco ambiental

As atividades e instalações da Companhia 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 a Companhia operar sua usina em virtude de autuações ou processos de cunho ambiental poderá comprometer a geração de receita operacional e afetar negativamente o resultado da Companhia.

A Companhia 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 a Companhia.

4.5. Análise da sensibilidade

A Companhia, 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 Administração, originado por instrumentos financeiros, compostos por aplicações financeiras, financiamentos e UBP ao qual a Companhia está exposta 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:

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	37.210	5.544	4.614	930
Aplicações financeiras vinculadas	DI	14,90%	12,40%	250 bps	12.458	1.856	1.545	311
					49.668	7.400	6.159	1.241
Passivos financeiros								
BNDES	TJLP + 2,34% ao ano	9,07%	8,57%	50 bps	161.451	18.764	17.936	828
BNDES	TJLP	9,07%	8,57%	50 bps	811	74	69	5
Uso do bem público (UBP)	IPCA	4,27%	4,40%	13 bps	13.662	583	601	18
					175.924	19.421	18.606	851

IPCA – Índice de Preços ao Consumidor Amplo / DI – Depósito Interbancário / TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo

(*) 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 para 2026, disponibilizada por consultoria especializada.

4.6. Gestão de capital

Os objetivos da Companhia 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 da Companhia, a Administração efetua ajustes adequando às condições econômicas atuais, revendo assim as políticas de pagamentos de dividendos, devoluções de capital aos acionistas, ou ainda, emitindo novas ações.

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

	Nota	2025	2024
Financiamentos	13	162.262	186.961
Dívida Bruta		162.262	186.961
(-) Caixa e equivalentes de caixa	5.1	(37.249)	(29.976)
(-) Aplicações financeiras vinculadas	5.2	(12.458)	(14.133)
Dívida líquida		112.555	142.852
Patrimônio líquido	18	597.657	624.638
Total do capital		710.212	767.490
Índice de alavancagem financeira - (%)*		15,8	18,6

* 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 a certificados de depósitos bancários, realizadas com instituições que operam o mercado financeiro nacional contratadas em condições e taxas normais de mercado, tendo como característica alta liquidez, baixo risco de crédito e remuneração próxima à 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 21).

5.1.2. Composição

	2025	2024
Caixas e bancos	39	46
Aplicações financeiras	37.210	29.930
Certificado de depósito bancário (CDB)	37.210	29.930
	37.249	29.976

5.2. Aplicações financeiras vinculadas

5.2.1. Política contábil

As aplicações vinculadas possuem prazos determinados e são remuneradas com base em percentuais da variação do Certificado de Depósito Interfinanceiro (DI), que são compostas por operações vinculadas a empréstimos do BNDES.

5.2.2. Movimentação

	Debêntures	BNDES	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	618	13.515	14.133
Rendimentos	50	1.680	1.730
Resgates	(660)	(2.490)	(3.150)
Imposto de renda retido na fonte (IRRF)	(8)	(247)	(255)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	-	12.458	12.458

5.3. Qualidade de créditos do caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras vinculadas

5.3.1. Política contábil

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.

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

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

5.3.2. Composição

Standard & Poor's (*)	Moody's (*)	Fitch (*)	2025	2024
AAA	AAA	AAA	10.118	1.139
AAA	AAA	-	38.480	37.940
-	AAA	AAA	1.109	3.691
-	AAA	-	-	1.339
			49.707	44.109

(*) 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 da Companhia. Se o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos, as contas a receber são classificadas no ativo circulante. Caso contrário, estão apresentadas no ativo não circulante.

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

A Companhia não mantém contas a receber como garantia de nenhum título de dívida.

6.2. Composição

Os valores referentes às contas a receber de clientes da Companhia são suportados por Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) decorrentes do 10º Leilão de Energia Nova de 2010 e valores relativos ao suprimento de energia elétrica no âmbito do Ambiente de Contratação Livre (ACL) e CCEE.

	À vencer	2025	2024
	Até 90 dias		
Contratos ACL	1.702	1.702	2.294
Contratos ACR	15.155	15.155	14.022
Energia de curto prazo (MRE/MCP)	773	773	68
	17.630	17.630	16.384

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 a Companhia não será capaz de cobrar todos os valores devidos de acordo com os prazos originais das contas a receber.

A administração da Companhia não registra PECLD, para eventos referentes ao MRE e Mercado de Curto Prazo (MCP), pois entende que não há risco de não recebimento.

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

Para o exercício de 2025, não foi necessária a constituição de perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa.

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 da Companhia 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 da Companhia 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 da Companhia 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 do indicador de risco *Value at Risk* (VaR).

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

7. Tributos a recuperar/recolher

7.1. Política contábil

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

	2025	2024
	Circulante	Circulante
Ativo		
Saldo negativo / Antecipações de IRPJ e CSLL	-	872
PIS e COFINS a recuperar	-	417
INSS a recuperar	-	1
ISS a recuperar	-	86
	-	1.376
Passivo		
IRPJ e CSLL a recolher	5.484	-
PIS e COFINS a recolher	845	-
ICMS a recolher	565	226
Impostos retidos a recolher	78	47
	6.972	273

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 / ISS – Imposto Sobre Serviços / ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

8. Repactuação do risco hidrológico

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, assumiram 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 Companhia 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. Imobilizado

9.1. Política contábil

Os itens que compõem o ativo imobilizado da Companhia são apresentados pelo custo histórico ou atribuído, deduzidos das respectivas depreciações. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuíveis à aquisição dos itens e de ativos qualificadores.

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.

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 Companhia considera que não haverá indenização pelo poder concedente ao final do prazo de concessão do valor residual dos bens.

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

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

9.2. Composição e movimentação

	Terrenos	Reservatório, barragens e adutora	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Sistema de transmissão e conexão	Total
Taxa média anual de depreciação	2,7%	2,7%	2,7%	3,2%	4,3%	6,4%	2,7%	
(A) Imobilizado em curso								
Saldo em 31 de dezembro de 2024	9.241	-	63	5.618	-	7	-	14.929
Estornos / Adições	-	-	(44)	4.397	-	-	-	4.353
Transferências	-	-	(19)	(1.224)	-	(7)	-	(1.250)
Contingências (*)	(757)	-	-	-	-	-	-	(757)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	8.484	-	-	8.791	-	-	-	17.275
(B) Imobilizado em serviço								
Custo	88.603	556.368	309.426	149.675	1.227	437	11.451	1.117.187
Depreciação acumulada	(26.453)	(179.275)	(99.986)	(49.687)	(1.121)	(158)	(3.767)	(360.447)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	62.150	377.093	209.440	99.988	106	279	7.684	756.740
Baixas	-	-	-	(93)	-	-	-	(93)
Transferências	-	-	-	1.243	-	7	-	1.250
Depreciação	(2.383)	(14.837)	(8.227)	(4.771)	(53)	(28)	(312)	(30.611)
Custo	88.603	556.368	309.426	150.762	1.227	437	11.451	1.118.264
Depreciação acumulada	(28.836)	(194.112)	(108.213)	(54.385)	(1.174)	(179)	(4.079)	(390.978)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	59.767	362.256	201.213	96.367	53	258	7.372	727.286
(A+B) Imobilizado líquido	68.251	362.256	201.213	105.158	53	258	7.372	744.561

	Terrenos	Reservatório, barragens e adutora	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Sistema de transmissão e conexão	Total
Taxa média anual de depreciação	2,7%	2,7%	2,7%	3,2%	12,1%	5,9%	2,7%	
(A) Imobilizado em curso								
Saldo em 31 de dezembro de 2023	9.029	-	117	4.389	-	15	-	13.550
Estornos / Adições	-	-	-	1.694	-	2	-	1.696
Transferências	-	-	(54)	(465)	-	(10)	-	(529)
Contingências (*)	212	-	-	-	-	-	-	212
Saldo em 31 de dezembro de 2024	9.241	-	63	5.618	-	7	-	14.929
(B) Imobilizado em serviço								
Custo	88.603	556.368	309.371	149.335	1.227	427	11.451	1.116.782
Depreciação acumulada	(24.069)	(164.437)	(91.759)	(44.954)	(973)	(132)	(3.455)	(329.779)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	64.534	391.931	217.612	104.381	254	295	7.996	787.003
Baixas	-	-	-	(116)	-	-	-	(116)
Transferências	-	-	54	465	-	10	-	529
Depreciação	(2.384)	(14.838)	(8.226)	(4.742)	(148)	(26)	(312)	(30.676)
Custo	88.603	556.368	309.426	149.675	1.227	437	11.451	1.117.187
Depreciação acumulada	(26.453)	(179.275)	(99.986)	(49.687)	(1.121)	(158)	(3.767)	(360.447)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	62.150	377.093	209.440	99.988	106	279	7.684	756.740
(A+B) Imobilizado líquido	71.391	377.093	209.503	105.606	106	286	7.684	771.669

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

10. Intangível

10.1. Política contábil

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

A amortização dos ativos é calculada usando o método linear para alocar seus custos aos seus valores residuais durante a vida útil-econômica remanescente em anos ou ao prazo de concessão, dos dois o menor.

10.2. Composição e movimentação

	Repactuação - Extensão da Concessão	Uso do bem público (UBP)	Software	Licença ambiental	Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	Total
Taxa média anual de amortização	2,9%	0,8%	12,2%	15,8%	3,3%	
(A) Intangível em curso						
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	-	7	-	-	7
Saldo em 31 de dezembro de 2025	-	-	7	-	-	7
(B) Intangível em serviço						
Custo	24.376	30.436	2.684	-	23.148	80.644
Amortização acumulada	(6.845)	(24.148)	(1.898)	-	(3.086)	(35.977)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	17.531	6.288	786	-	20.062	44.667
Adições	-	-	-	2.280	75	2.355
Amortização	(698)	(233)	(328)	(360)	(774)	(2.393)
Custo	24.376	30.436	2.684	2.280	23.223	82.999
Amortização acumulada	(7.543)	(24.381)	(2.226)	(360)	(3.860)	(38.370)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	16.833	6.055	458	1.920	19.363	44.629
(A+B) Intangível líquido	16.833	6.055	465	1.920	19.363	44.636

	Repactuação - Extensão da Concessão	Uso do bem público (UBP)	Software	Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	Total
Taxa média anual de amortização	2,9%	0,8%	12,8%	3,3%	
(A) Intangível em curso					
Saldo em 31 de dezembro de 2023	-	-	57	-	57
Transferências	-	-	(50)	-	(50)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	-	7	-	7
(B) Intangível em serviço					
Custo	24.376	30.436	2.633	23.148	80.593
Amortização acumulada	(6.147)	(23.914)	(1.553)	(2.315)	(33.929)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	18.229	6.522	1.080	20.833	46.664
Transferências	-	-	50	-	50
Amortização	(698)	(234)	(344)	(771)	(2.047)
Custo	24.376	30.436	2.684	23.148	80.644
Amortização acumulada	(6.845)	(24.148)	(1.898)	(3.086)	(35.977)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	17.531	6.288	786	20.062	44.667
(A+B) Intangível líquido	17.531	6.288	793	20.062	44.674

10.3. Itens que compõem o intangível

10.3.1. Repactuação – extensão da concessão

Em 2015, ocorreram grandes restrições hidrológicas que prejudicaram a produção de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Por esse motivo, a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, permitiu a repactuação do risco hidrológico suportado 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 Companhia adquiriu o direito de recuperar parcialmente o custo com o GSF referente a 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.

10.3.2. Uso do bem público (UBP)

Referem-se aos valores estabelecidos no Contrato de Concessão nº 03/2010 como contraprestação pelo direito de exploração do aproveitamento hidrelétrico, calculados até o final do respectivo contrato de concessão.

10.3.3. Softwares

As licenças de softwares adquiridas são capitalizadas com base nos custos incorridos diretamente relacionados ao funcionamento do software. Esses custos são amortizados ao longo de sua vida útil estimada, conforme o prazo contratual. Os gastos relativos à manutenção de softwares são reconhecidos como despesa conforme incorridos. Os custos de desenvolvimento diretamente atribuíveis ao projeto e aos testes de produtos de software identificáveis e exclusivos, controlados pela Companhia, são reconhecidos como ativos intangíveis.

10.3.4. Licença ambiental

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

10.3.5. Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)

Refere-se ao registro da extensão da concessão correspondente à parcela dos custos incorridos com o GSF, assumidos pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE entre 2012 e 2020, em decorrência do agravamento da crise hídrica. A alteração legal teve como objetivo compensar riscos não hidrológicos associados a empreendimentos estruturantes, restrições na entrada em operação das instalações de transmissão necessárias ao escoamento da geração desses empreendimentos, bem como geração fora da ordem de mérito e importação de energia. Essa compensação ocorre por meio da extensão da outorga, limitada a até 7 anos, calculada com base nos parâmetros definidos pela Aneel.

11. Fornecedores

11.1. Política contábil

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

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

11.2. Composição

	2025			2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Suprimento de energia elétrica	160	-	160	120	-	120
Materiais e serviços contratados	1.183	20.640	21.823	1.762	20.640	22.402
Encargos de uso da rede elétrica	1.384	-	1.384	1.364	-	1.364
Tust	1.384	-	1.384	1.364	-	1.364
	2.727	20.640	23.367	3.246	20.640	23.886

Tust – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

A Companhia reconheceu no ano de 2023 uma provisão no valor de R\$ 20.640, decorrente da expectativa provável de desembolso, para cumprir obrigações contratuais firmadas no âmbito do seu contrato de concessão.

12. 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.

12.1. Composição

	2025			2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
CFURH	1.019	-	1.019	850	-	850
PDI	149	1.433	1.582	135	721	856
TFSEE	69	-	69	66	-	66
	1.237	1.433	2.670	1.051	721	1.772

12.1.1. 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.

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

Para fins de cálculo, a Companhia utiliza como referência o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE). Este manual foi aprovado pela 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.

A Companhia utiliza os Procedimentos do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PROPDI) e o Plano Estratégico Quinquenal de Inovação (PEQuI) 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.

12.1.3. 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 autorizada 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.

13. Financiamentos

13.1. 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 estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

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 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 Companhia 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.

13.2. Composição

Instituição financeira	Remuneração	Vencimento final	2025					
			Circulante			Não circulante		
			Principal	Juros e variação monetária	Total	Principal	Variação monetária	Total
BNDES	TJLP + 2,34% ao ano	16/06/2031	28.352	1.587	29.939	126.966	4.546	131.512
BNDES	TJLP	16/06/2031	51	15	66	686	59	745
			28.403	1.602	30.005	127.652	4.605	132.257

Instituição financeira	Remuneração	Vencimento final	2024					
			Circulante			Não circulante		
			Principal	Juros e variação monetária	Total	Principal	Variação monetária	Total
BNDES	TJLP + 2,34% ao ano	16/06/2031	26.766	2.382	29.148	147.215	9.689	156.904
BNDES	TJLP	16/06/2031	155	12	167	697	45	742
			26.921	2.394	29.315	147.912	9.734	157.646

13.3. Vencimento

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

13.4. Movimentação

	TJLP + 2,34% ao ano	TJLP	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	186.052	909	186.961
Movimentação			
Apropriação de juros	14.118	50	14.168
Apropriação de variação monetária	4.303	43	4.346
Pagamento de juros	(14.163)	(50)	(14.213)
Pagamento de principal	(28.859)	(141)	(29.000)
	(24.601)	(98)	(24.699)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	161.451	811	162.262

13.5. Características dos contratos de financiamento

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

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

13.6. Garantias contratuais

As garantias do contrato são:

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

13.7. Cláusulas restritivas ("Covenants")

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;
- Firmar contratos de serviços técnicos e administrativos com entes do mesmo grupo econômico, sem prévia e expressa autorização do BNDES;
- 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 Companhia 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

14. Dividendos e Juros sobre capital próprio a pagar

14.1. 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.

14.2. Composição e movimentação

	Saldo em 2024	Dividendos propostos/adicionais e JSCP constituídos	Pagamentos	Saldo em 2025
(A) Dividendos				
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	16.571	34.000	(16.571)	34.000
(B) Juros sobre capital próprio (*)				
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	17.000	25.500	(17.000)	25.500
(A+B) Total de Dividendos e JSCP a pagar	33.571	59.500	(33.571)	59.500

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

15. Uso do bem público (UBP)

15.1. Política contábil

Pela exploração da geração de energia elétrica outorgada através do contrato de concessão nº 03/2010 como contraprestação ao direito de exploração do aproveitamento hidrelétrico, a Companhia paga, valores anuais, contados a partir da assinatura do contrato, 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.

15.2. Composição e movimentação

	Principal	Ajuste a valor presente	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	34.842	(21.685)	13.157
Ajuste a valor presente	-	217	217
Atualização monetária	1.619	-	1.619
Pagamento	(1.331)	-	(1.331)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	35.130	(21.468)	13.662
Circulante	1.316	(64)	1.252
Não circulante	33.526	(21.621)	11.905
Saldo em 31 de dezembro de 2024	34.842	(21.685)	13.157
Circulante	1.389	(67)	1.322
Não circulante	33.741	(21.401)	12.340
Saldo em 31 de dezembro de 2025	35.130	(21.468)	13.662

16. Partes relacionadas

16.1. Política contábil

As partes relacionadas 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 estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

A Companhia é controlada pela CTG Brasil, que detém 100% das ações da Companhia. O controlador em última instância é a China Three Gorges Corporation, empresa de energia estatal chinesa. Para todas as transações, as premissas contratuais são as definidas entre as partes.

16.2. Remuneração do pessoal-chave da Administração

A Companhia é administrada por sua Controladora, a CTG Brasil, responsável pelas despesas e pagamento do pessoal-chave da Administração.

16.3. Transações locais

A Companhia possui contrato de compartilhamento de despesas junto à CTG Brasil, e suas subsidiárias Rio Paranapanema Energia S.A., Rio Paraná Energia S.A. e Rio Verde Energia S.A., contrato este que foi previamente aprovado pelo Despacho Aneel n.º 2.018, de 10 de julho de 2017. O referido contrato foi renovado por mais 05 anos em 2024 conforme Despacho Aneel 3.710, de 5 de dezembro de 2024.

A Companhia possui contrato de compartilhamento de recursos técnicos, entre as empresas Rio Paraná 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.

16.3.1. Saldos

	2025	
	Ativo	Passivo
	Circulante	Circulante
China Three Gorges Brasil Energia S.A	-	395
Rio Paraná Energia S.A.	28	131
Rio Parapanema Energia S.A.	10	62
Rio Verde Energia S.A.	1	1
	39	589

16.3.2. Resultado

	2025	Venda de energia	2024	Total
	Compartilhamento de infraestrutura		Compartilhamento de infraestrutura	
China Three Gorges Brasil Energia S.A	(3.741)	-	(3.799)	(3.799)
CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.	-	1.572	-	1.572
Rio Paraná Energia S.A.	(1.240)	-	(1.349)	(1.349)
Rio Parapanema Energia S.A.	(765)	-	(694)	(694)
Rio Verde Energia S.A.	(5)	-	-	-
	(5.751)	1.572	(5.842)	(4.270)

17. Provisões

17.1. Composição dos saldos

	2025	2024
Circulante		
Provisões		
Provisões para licenças ambientais	1.245	-
	1.245	-
Não circulante		
Provisões		
Provisões para licenças ambientais	307	-
Provisões para riscos	2.681	2.960
	2.988	2.960
Total	4.233	2.960

17.2. Provisões para licenças ambientais

17.2.1. Política contábil

A provisão para licenças ambientais refere-se às obrigações legais e regulatórias relacionadas à obtenção e manutenção de licenças ambientais necessárias para a operação das atividades da Companhia. 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, a Companhia 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.

17.2.2. Composição e movimentação

	Principal	Ajuste a valor presente	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	-	-
Constituição de provisão	2.633	(353)	2.280
Realização de provisão	(793)	-	(793)
Ajuste a valor presente	-	65	65
Saldo em 31 de dezembro de 2025	1.840	(288)	1.552
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	-	-
Circulante	1.478	(233)	1.245
Não circulante	362	(55)	307
Saldo em 31 de dezembro de 2025	1.840	(288)	1.552

17.3. Provisões para riscos e contingências

17.3.1. Política contábil

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

- haja uma obrigação presente (legal ou não formalizada) como resultado de eventos passados;
- é provável que seja necessária uma saída de recursos para liquidar a obrigação; e
- o valor puder ser estimado com segurança.

As perdas classificadas como possíveis não são reconhecidas contabilmente, sendo divulgadas nas notas explicativas. As contingências cujas perdas são classificadas como remotas não são provisionadas nem divulgadas, exceto quando, em virtude da visibilidade do processo, a Companhia 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 Administração 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, quando é exigido depósito judicial para alguma ação, essa provisão é apresentada líquida de seu respectivo depósito.

17.3.2. Provisões para riscos

17.3.2.1. Composição e movimentação

	Cíveis		Total
	Desapropriações de terras	Indenizações de benfeitorias	
(A) Provisão para riscos			
Saldo em 31 de dezembro de 2024	4.299	378	4.677
Provisões	-	150	150
(Reversões) (*)	(1.533)	-	(1.533)
Variações monetárias	-	216	216
Variações monetárias (*)	262	-	262
	(1.271)	366	(905)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	3.028	744	3.772
(B) Depósitos judiciais			
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(1.430)	(287)	(1.717)
Variações monetárias	-	(1)	(1)
Variações monetárias (*)	(29)	-	(29)
(Adições) (*)	(364)	-	(364)
Baixas	(21)	134	113
Baixas (*)	907	-	907
	493	133	626
Saldo em 31 de dezembro de 2025	(937)	(154)	(1.091)
(A+B) Provisões líquidas			
Não circulante	2.869	91	2.960
Saldo em 31 de dezembro de 2024	2.869	91	2.960
Não circulante	2.091	590	2.681
Saldo em 31 de dezembro de 2025	2.091	590	2.681

	Cíveis		Total
	Desapropriações de terras	Indenizações de benfeitorias	
(A) Provisão para riscos			
Saldo em 31 de dezembro de 2023	5.034	7.016	12.050
(Reversões)	-	(1.745)	(1.745)
(Reversões) (*)	(547)	-	(547)
Variações monetárias	-	380	380
Variações monetárias (*)	363	-	363
Acordos / pagamentos	(551)	(5.273)	(5.824)
	(735)	(6.638)	(7.373)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	4.299	378	4.677
(B) Depósitos judiciais			
Saldo em 31 de dezembro de 2023	(2.292)	(5.551)	(7.843)
Variações monetárias	-	(8)	(8)
Variações monetárias (*)	(104)	-	(104)
(Adições)	(89)	(75)	(164)
Baixas	555	5.347	5.902
Baixas (*)	500	-	500
	862	5.264	6.126
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(1.430)	(287)	(1.717)
(A+B) Provisões líquidas			
Não circulante	2.742	1.465	4.207
Saldo em 31 de dezembro de 2023	2.742	1.465	4.207
Não circulante	2.869	91	2.960
Saldo em 31 de dezembro de 2024	2.869	91	2.960

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

A respeito das discussões judiciais em andamento, vale destacar:

17.3.2.2. Cíveis

Em 31 de dezembro de 2025, as contingências cíveis líquidas somam R\$ 2.681, e referem-se a ações indenizatórias ajuizadas contra a Companhia 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.

17.3.3. Contingências possíveis

17.3.3.1. Composição

	2025	2024
Fiscais	12.130	7.148
Cíveis	1.181	1.549
	13.311	8.697

17.3.3.2. Fiscais

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 Companhia apresentou manifestações de inconformidade e/ou recurso voluntário os quais aguardam julgamento. Valor classificado como possível de R\$ 1.378.

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.

17.3.3.3. Cíveis

As contingências cíveis com expectativa de perda possível no montante de R\$ 1.181 referem-se às ações de desapropriação/indenização ajuizadas em decorrência do negócio, inclusive em razão da construção dos reservatórios pela Rio Canoas. As baixas do exercício referem-se a encerramentos de ações no curso normal dos processos.

18. Patrimônio Líquido

18.1. Capital social subscrito e integralizado

Em 31 de dezembro de 2025 e de 2024, o capital social subscrito e integralizado da Companhia é de R\$ 563.765, equivalentes a 563.765.475 (quinhentas e sessenta e três milhões, setecentas e sessenta e cinco mil, quatrocentas e setenta e cinco) ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal. As ações são indivisíveis perante a Companhia e cada ação dá direito a um voto nas Assembleias Gerais.

Acionistas	2025 e 2024	
	Ações ordinárias	%
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	563.765.475	100,00

O controle acionário da Companhia não poderá ser transferido, cedido ou de qualquer forma, alienado, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, sem prévia concordância da Aneel e BNDES, devido ao financiamento com a entidade.

De acordo com o Estatuto Social da Companhia, a distribuição dos resultados apurados em 31 de dezembro de cada ano, ocorrerá após a elaboração das demonstrações financeiras do exercício e após manifestação da Diretoria, submetidas a Assembleia Geral Ordinária, juntamente com a proposta de destinação.

Dos resultados apurados serão inicialmente deduzidos os prejuízos acumulados e a provisão para o Imposto de Renda e tributos sobre o lucro. O lucro remanescente terá a seguinte destinação:

- i. A Companhia deverá distribuir dividendos mínimos obrigatórios no valor de 25% dos lucros remanescentes aos acionistas;
- ii. Caso a distribuição de dividendos seja aprovada, o pagamento dos dividendos deverá ocorrer no exercício subsequente.

18.2. Reservas de lucros

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

18.3. 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 da Companhia.

18.4. Destinação dos lucros acumulados no exercício

	2025	2024
Lucro líquido do exercício	37.019	38.408
Constituição da reserva legal	(1.851)	(1.920)
Base de cálculo dos dividendos	35.168	36.488
Distribuições		
Dividendos	5.168	-
Juros sobre capital próprio	30.000	20.000
	35.168	20.000
Distribuições mínimas obrigatória (25%)	8.792	9.122
Distribuições adicionais	26.376	10.878

Deliberação	Provento	R\$ mil	R\$
AGE de 18/12/2025	Dividendos	34.000	0,06031
AGE de 09/12/2025	Juros sobre capital próprio	30.000	0,05321

19. Receita operacional líquida

19.1. Política contábil

19.1.1. 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 da Companhia. A receita de vendas é apresentada líquida dos impostos incidentes, dos abatimentos e dos descontos concedidos.

A Companhia reconhece a receita quando:

- O valor da receita pode ser mensurado com segurança;
- É provável que benefícios econômicos futuros fluirão para a Companhia;
- Quando critérios específicos são atendidos para cada uma das atividades da Companhia, 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. A Companhia baseia suas estimativas em resultados históricos, levando em consideração o tipo de cliente, o tipo de transação e as especificações de cada venda.

A Companhia 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 da Companhia, ajustados posteriormente por ocasião da disponibilidade dessas informações.

19.1.2. Receita de geração no Ambiente de Contratação Regulada (ACL)

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

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

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.

	2025	2024
Receita operacional bruta		
Contratos ACL	19.584	27.092
Contratos ACR	126.731	121.086
Mercado de curto prazo (MCP)	22.005	2.851
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	3.395	14.549
	171.715	165.578
Total receita operacional bruta	171.715	165.578
Deduções à receita operacional		
PIS e COFINS	(15.561)	(15.008)
ICMS	(3.492)	(3.326)
Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI)	(1.446)	(1.378)
	(20.499)	(19.712)
Receita operacional líquida	151.216	145.866

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

20.1. Energia elétrica vendida

	2025		2024	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos ACL	109.304	19.584	134.224	27.092
Contratos ACR	507.126	126.731	509.709	121.086
Mercado de curto prazo (MCP)	20.255	22.005	27.044	2.851
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	236.631	3.395	440.512	14.549
	873.316	171.715	1.111.489	165.578

(*) Não auditado pelos auditores independentes

20.2. Energia elétrica comprada

	2025		2024	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Mercado de curto prazo (MCP)	70.136	16.827	50.317	12.661
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	104.827	2.079	-	360
(-) Crédito de PIS	-	(283)	-	(200)
(-) Crédito de COFINS	-	(1.304)	-	(922)
	174.963	17.319	50.317	11.899

(*) Não auditado pelos auditores independentes

20.3. Encargos de uso da rede elétrica

20.3.1. Política contábil

Os encargos devidos pela Companhia 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 da Companhia é pago mensalmente à ETSE (Empresa de Transmissão Serrana S.A.) para remunerar os custos de O&M da entrada de linha em 230 kV na qual se conecta a usina. No caso do pagamento à ETAU (Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A.), este custo também é para remunerar os custos de O&M da entrada de linha em 230 kV na qual se conectava a usina (linha provisória).

	2025	2024
Tust	16.572	15.702
Tusd	73	68
Encargos de conexão	115	110
(-) Crédito de PIS	(276)	(260)
(-) Crédito de COFINS	(1.272)	(1.197)
	15.212	14.423

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

21. Resultado financeiro

21.1. 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, juros entre outras.

	2025	2024
Receitas		
Rendimento de aplicações financeiras	7.872	6.119
Variações monetárias	123	581
Depósitos judiciais	1	8
Uso do bem público (UBP)	59	-
Atualização de créditos tributários	56	463
Inadimplência CCEE	7	110
Ajuste a valor presente (AVP)	204	-
Ajuste a valor presente do UBP	204	-
(-) PIS e COFINS	(371)	(316)
Outras receitas financeiras	42	96
	7.870	6.480
Despesas		
Juros	(14.168)	(16.297)
Financiamentos	(14.168)	(16.297)
Variações monetárias	(6.374)	(3.783)
Uso do bem público (UBP)	(1.678)	(1.700)
Provisões para riscos	(216)	(380)
Financiamentos	(4.346)	(1.665)
Outras	(134)	(38)
Ajuste a valor presente (AVP)	(486)	(105)
Ajuste a valor presente do UBP	(421)	(105)
AVP Licença ambiental	(65)	-
Outras despesas financeiras	(64)	(131)
	(21.092)	(20.316)
Resultado financeiro líquido	(13.222)	(13.836)

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

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

22.1.1. 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:

	2025			2024		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Resultado antes do IRPJ e CSLL		45.161			47.789	
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
IRPJ e CSLL a alíquota pela legislação	(11.290)	(4.064)	(15.354)	(11.947)	(4.301)	(16.248)
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva						
Juros sobre capital próprio (JSCP)	5.132	1.848	6.980	5.000	1.800	6.800
Doações Incentivadas	365	-	365	18	-	18
Incentivos fiscais	-	-	-	59	-	59
Outras (adições) permanentes, líquidas	(91)	(42)	(133)	(1)	(9)	(10)
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	(5.884)	(2.258)	(8.142)	(6.871)	(2.510)	(9.381)
IRPJ e CSLL correntes	8.959	3.365	12.324	5.404	1.982	7.386
IRPJ e CSLL diferidos	(3.075)	(1.107)	(4.182)	1.467	528	1.995
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	5.884	2.258	8.142	6.871	2.510	9.381
Alíquota efetiva	13,0%	5,0%	18,0%	14,4%	5,3%	19,6%

22.2. Tributos diferidos

22.2.1. 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.

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

	2025			2024		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Ativo de imposto diferido						
Diferenças temporárias						
Provisões de penalidades contratuais	9.235	3.324	12.559	9.235	3.324	12.559
Provisões para riscos	186	67	253	95	34	129
Outras provisões	157	57	214	197	69	266
Total bruto	9.578	3.448	13.026	9.527	3.427	12.954
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	(6.461)	(2.326)	(8.787)	(9.482)	(3.414)	(12.896)
Total	3.117	1.122	4.239	45	13	58
Passivo de imposto diferido						
Diferenças temporárias						
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	(4.841)	(1.743)	(6.584)	(5.015)	(1.806)	(6.821)
Ajuste a valor presente do UBP	(1.528)	(550)	(2.078)	(4.467)	(1.608)	(6.075)
AVP Licença ambiental	(92)	(33)	(125)	-	-	-
Total bruto	(6.461)	(2.326)	(8.787)	(9.482)	(3.414)	(12.896)
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	6.461	2.326	8.787	9.482	3.414	12.896
Total	-	-	-	-	-	-
Imposto diferido líquido	3.117	1.122	4.239	45	13	58

A Companhia 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	214	-	-	-	-	12.812	13.026
Imposto diferido passivo	(525)	(518)	(452)	(446)	(440)	(6.406)	(8.787)
Imposto diferido líquido	(311)	(518)	(452)	(446)	(440)	6.406	4.239

23. Instrumentos financeiros

23.1. 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.

23.2. Classificação

A Companhia pode classificar seus ativos financeiros nas seguintes categorias:

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

A Administração determina a classificação de seus ativos e passivos financeiros no reconhecimento inicial, dependendo do modelo de negócio e da finalidade para a qual o ativo ou passivo financeiro foi adquirido.

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.

A Companhia não opera com derivativos e não aplica a metodologia denominada contabilidade de operações de hedge (*hedge accounting*).

23.3. Reconhecimento e mensuração

As compras e as vendas regulares de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação, data na qual a Companhia 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 a Companhia tenha transferido, significativamente, todos os riscos e os benefícios da propriedade.

23.4. 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.

23.5. Mensuração do valor justo na data da aquisição

A Companhia 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 Companhia 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 da Companhia compreendem a geração e a venda de energia elétrica para companhias distribuidoras e clientes livres. As vendas são efetuadas através dos denominados “contratos bilaterais”, 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 da Companhia estão descritos na nota explicativa nº 4.

Nos contratos fechados no mercado livre com os consumidores livres e comercializadores, a Companhia 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 a Companhia cancelar o contrato e a entrega de energia no caso de não cumprimento dos termos do contrato.

23.6. Instrumentos financeiros no balanço patrimonial

23.6.1. Considerações gerais

A Companhia 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 da Companhia estão representados por:

Natureza	Classificação	Hierarquia do valor justo	2025		2024	
			Valor contábil	Valor a mercado	Valor contábil	Valor a mercado
Ativos financeiros						
Caixas e bancos	Custo amortizado	-	39	39	46	46
Aplicações financeiras	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	37.210	37.210	29.930	29.930
Aplicações financeiras vinculadas	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	12.458	12.458	14.133	14.133
Clientes	Custo amortizado	-	17.630	17.630	16.384	16.384
Partes relacionadas	Custo amortizado	-	40	40	-	-
			67.377	67.377	60.493	60.493
Passivos financeiros						
Fornecedores	Custo amortizado	-	23.367	23.367	23.886	23.886
Encargos setoriais	Custo amortizado	-	2.670	2.670	1.772	1.772
Financiamentos	Custo amortizado	-	162.262	162.262	186.961	186.961
Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)	Custo amortizado	-	59.500	59.500	33.571	33.571
Uso do bem público (UBP)	Custo amortizado	-	13.662	13.662	13.157	13.157
Partes relacionadas	Custo amortizado	-	588	588	-	-
			262.049	262.049	259.347	259.347

24. 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:

	2025	2024
Numerador		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas da Companhia		
Lucro líquido do exercício	37.019	38.408
Denominador (Média ponderada de números de ações)		
Ações ordinárias	563.765	563.765
Resultado básico e diluído por ação	0,06566	0,06813

25. Seguros

A CTG Brasil mantém contratos de seguros, que englobam a Rio Canoas Energia S.A., 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

(*) Não auditados pelos auditores independentes

26. Transações não caixa

	2025	2024
Provisão para licença ambiental	2.280	-

Membros da Governança

Diretoria Estatutária

Nome	Cargo
Márcio José Peres	Diretor-Presidente
Renato José Baccili Castilho	Diretor Executivo
Rodrigo Teixeira Egreja	Antônio dos Santos Entraut Junior
Diretor Financeiro	Contador - CRC PR-068461/O-1

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores e Acionistas da
Rio Canoas Energia S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Rio Canoas Energia S.A. ("Companhia"), 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 da Rio Canoas Energia S.A. em 31 de dezembro de 2025, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa 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". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC, aplicáveis a auditorias de demonstrações financeiras no Brasil, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

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

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

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras 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, 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 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 Administração pelas demonstrações financeiras

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras 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, a Administração 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 Administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre 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, 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.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar a atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras 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 representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.



Comunicamo-nos com a Administração, 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.

São Paulo, 26 de fevereiro de 2026

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

Giselle C. Teixeira Defavari
Contadora
CRC nº 1 SP 264857/O-6