



Informações Trimestrais

Trimestres findos em
31.03.2026 e 31.03.2025

EGIE3

B3 LISTED NM

EGIEY

OTC MARKET

Conjunto Eólico Serra do Assurua

ENGIE Brasil Energia S.A.

CNPJ: 02.474.103/0001-19
NIRE: 42 3 0002438-4

 R. Paschoal Apóstolo Pitsica, 5064
Agrônômica - Florianópolis - SC
CEP 88025-255

IBOVESPA B3
ISEB3
IEE B3



Glossário

ACR: Ambiente de Contratação Regulada	GC: Gratificação de Confidencialidade
ADR: <i>American Depositary Receipts</i>	HFC: <i>Hedge</i> de Fluxo de Caixa
AGO: Assembleia Geral Ordinária	IAS: <i>International Accounting Standards</i>
ANA: Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico	IASB: <i>International Accounting Standards Board</i>
Aneel: Agência Nacional de Energia Elétrica	ICMS: Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação.
ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis	IFRS: <i>International Financial Reporting Standards</i>
APR: Ações Preferenciais Resgatáveis	IGP-M: Índice Geral de Preços do Mercado
AVJ: Ajuste de Valor Justo	IPCA: Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
AVM: Ajuste de Variação Monetária	IR: Imposto de Renda
B3: Brasil, Bolsa, Balcão	ISSQN: Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza
BASA: Banco da Amazônia	JCP: Juros sobre Capital Próprio
BD: Benefício Definido	KM: Quilômetro
BNB: Banco do Nordeste do Brasil	KV: Quilovolt
BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social	MAE: Mercado Atacadista de Energia
CBPS: Comitê Brasileiro de Pronunciamentos de Sustentabilidade	MW: Megawatt
CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	NDF: <i>Non-Deliverable Forward</i>
CDI: Certificado de Depósito Interbancário	O&M: Operação e Manutenção
COFINS: Contribuição para Financiamento da Seguridade Social	ONS: Operador Nacional do Sistema
CPC: Comitê de Pronunciamentos Contábeis	ORA: Outros Resultados Abrangentes
CSLL: Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido	PCH: Pequenas Central Hidrelétrica
CVM: Comissão de Valores Mobiliários	PDBI: <i>Property Damage and Business Interruptions</i>
DI: Depósito Interbancário	PIS: Programa de Integração Social
Ebitda: <i>Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization</i>	
EOL: Eólica	
ESG: <i>Environmental, Social and Governance</i>	
FGTS: Fundo de Garantia do Tempo de Serviço	
PREVIG: Sociedade de Previdência Complementar	
P&D: Programa de Pesquisa e Desenvolvimento	
RAP: Receita Anual Permitida	
RBO: Retorno da Bonificação pela Outorga	
RTP: Revisão Tarifária Periódica	
SPA: <i>Share Purchase Agreement</i>	
SPE: Sociedade de Propósito Específico	
TJLP: Taxa de Juros de Longo Prazo	
UBP: Uso de Bem Público	
UHE: Hidrelétricas	
V.M.: Variação Monetária	

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE MARÇO DE 2026 E
31 DE DEZEMBRO DE 2025
(Em milhares de reais)

ATIVO					
	Nota	Controladora		Consolidado	
		31.03.2026	31.12.2025	31.03.2026	31.12.2025
ATIVO CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	3	3.449.016	829.384	6.465.375	3.358.552
Contas a receber de clientes	4	1.078.257	691.679	1.386.348	1.322.661
Crédito de imposto de renda e contribuição social		315.652	405.417	432.965	517.755
Dividendos a receber		1.203.245	1.109.479	12	12
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	13	-	-	70.713	87.914
Depósitos vinculados	5	33.745	31.053	51.030	46.723
Ativo financeiro de concessão	6	-	-	418.947	414.211
Ativo de contrato	7	-	-	784.226	783.178
Outros ativos circulantes	8	163.301	216.995	369.450	375.519
		6.243.216	3.284.007	9.979.066	6.906.525
Ativos não circulantes mantidos para venda		4.577	4.577	4.577	4.577
		6.247.793	3.288.584	9.983.643	6.911.102
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Realizável a longo prazo					
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>	13	72.721	44.323	72.809	44.323
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	13	-	-	27.661	28.497
Depósitos vinculados		20.467	13.173	491.310	486.458
Depósitos judiciais	17	66.546	64.315	97.100	92.677
Ativo financeiro de concessão	6	-	-	3.190.774	3.160.294
Ativo de contrato	7	-	-	9.019.538	8.710.991
Outros ativos não circulantes	8	536.853	541.933	816.838	785.804
		696.587	663.744	13.716.030	13.309.044
Investimentos	9	26.826.831	26.087.657	1.346.088	1.155.320
Imobilizado	10	4.215.892	4.287.743	28.347.240	28.567.889
Intangível	11	2.108.672	2.148.227	5.302.281	5.369.554
		33.847.982	33.187.371	48.711.639	48.401.807
TOTAL DO ATIVO		40.095.775	36.475.955	58.695.282	55.312.909

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE MARÇO DE 2026 E
31 DE DEZEMBRO DE 2025
(Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
	Nota	Controladora		Consolidado	
		31.03.2026	31.12.2025	31.03.2026	31.12.2025
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	12	568.888	328.995	926.733	965.883
Dividendos e juros sobre o capital próprio		121.519	121.521	121.519	121.521
Instrumentos de dívida	14	2.723.840	2.392.069	3.326.592	2.964.832
Concessões a pagar (UBP)	15	837.187	831.614	841.528	835.932
Obrigações fiscais e regulatórias		70.866	115.516	276.439	369.449
Obrigações trabalhistas		184.008	157.975	202.966	161.375
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	13	-	-	69.146	87.336
Provisões	17	5.531	5.531	5.843	5.838
Obrigações com benefícios de aposentadoria	16	41.389	39.746	41.389	39.746
Outros passivos circulantes	19	213.186	128.378	685.619	606.226
		4.766.414	4.121.345	6.497.774	6.158.138
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Instrumentos de dívida	14	15.811.740	13.561.600	28.363.272	26.183.772
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	13	-	-	24.645	26.674
Concessões a pagar (UBP)	15	4.243.735	4.310.827	4.289.555	4.356.835
Provisões	17	118.022	114.513	747.838	702.793
Obrigações com benefícios de aposentadoria	16	208.790	215.828	208.790	215.828
Imposto de renda e contribuição social diferidos	18	1.069.338	1.098.080	2.799.536	2.762.822
Outros passivos não circulantes	19	276.737	296.034	965.432	991.554
		21.728.362	19.596.882	37.399.068	35.240.278
TOTAL DO PASSIVO		26.494.776	23.718.227	43.896.842	41.398.416
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	20	6.863.707	6.863.707	6.863.707	6.863.707
Reservas de capital	20	(156.743)	(176.543)	(156.743)	(176.543)
Reservas de lucros		5.687.275	5.682.218	5.687.275	5.682.218
Dividendos adicionais propostos		525.890	525.890	525.890	525.890
Ajustes de avaliação patrimonial	20	(71.225)	(137.544)	(71.225)	(137.544)
Lucros acumulados		752.095	-	752.095	-
		13.600.999	12.757.728	13.600.999	12.757.728
Participação de acionistas não controladores	20	-	-	1.197.441	1.156.765
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		13.600.999	12.757.728	14.798.440	13.914.493
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		40.095.775	36.475.955	58.695.282	55.312.909

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS PARA OS PERÍODOS FINDOS
EM 31 DE MARÇO DE 2026 E 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2026	2025	2026	2025
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	21	2.515.622	1.538.592	3.408.657	3.013.069
CUSTOS OPERACIONAIS	22	(1.566.679)	(951.726)	(1.575.153)	(1.372.321)
LUCRO BRUTO		948.943	586.866	1.833.504	1.640.748
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	22	(9.563)	(11.683)	(13.271)	(14.920)
Despesas gerais e administrativas	22	(85.649)	(83.074)	(90.601)	(84.776)
Alienação de subsidiária	9	3.919	4.313	3.919	4.313
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas		(296)	16.904	(1.522)	10.132
		(91.589)	(73.540)	(101.475)	(85.251)
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	9	598.506	748.867	133.418	166.779
Amortização da mais valia	9	(10.454)	(515)	-	-
		588.052	748.352	133.418	166.779
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		1.445.406	1.261.678	1.865.447	1.722.276
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	23	79.362	62.191	185.216	143.284
Despesas financeiras	23	(553.834)	(352.223)	(855.180)	(553.940)
Despesas de concessões a pagar (UBP)	23	(156.348)	(209.994)	(157.300)	(212.739)
		(630.820)	(500.026)	(827.264)	(623.395)
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO		814.586	761.652	1.038.183	1.098.881
Imposto de renda e contribuição social					
Corrente	18	(91.846)	(25.509)	(243.630)	(153.950)
Diferido	18	28.742	32.560	(2.495)	(118.582)
		(63.104)	7.051	(246.125)	(272.532)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		751.482	768.703	792.058	826.349
LUCRO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		751.482	768.703	751.482	768.703
Acionistas não controladores		-	-	40.576	57.646
		751.482	768.703	792.058	826.349
LUCRO POR AÇÃO BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS		0,65787	0,67294	0,65787	0,67294

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES PARA OS
PERÍODOS FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2026 E 2025
(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2026	2025	2026	2025
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		751.482	768.703	792.058	826.349
Outros resultados abrangentes que no futuro: - Serão reclassificados para o resultado					
<i>Hedges de fluxo de caixa</i>					
(Perdas) não realizadas originadas no período	13	-	-	(1.111)	(46.694)
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		(1.111)	(46.694)	-	-
Ganhos não realizados originados no período de controlada em conjunto	9	73.100	89.964	73.100	89.964
		71.989	43.270	71.989	43.270
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO		823.471	811.973	864.047	869.619
RESULTADO ABRANGENTE ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		823.471	811.973	823.471	811.973
Acionistas não controladores		-	-	40.576	57.646
		823.471	811.973	864.047	869.619

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA
OS PERÍODOS FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2026 E 2025
(Em milhares de reais)

Nota	Reservas de lucros						Ajustes de avaliação patrimonial			Patrimônio líquido dos acionistas da Companhia	Participação dos acionistas não controladores	Patrimônio líquido consolidado
	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva de incentivos fiscais	Reserva de retenção de lucros	Dividendos adicionais propostos	Lucros acumulados	Custo atribuído	Outros resultados abrangentes			
Saldos em 31.12.2024	4.902.648	(176.543)	980.530	283.024	5.122.519	348.033	-	214.157	(407.667)	11.266.701	1.013.697	12.280.398
Participação dos acionistas não controladores em subsidiárias adquiridas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.655)	(1.655)
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	768.703	-	-	768.703	57.646	826.349
Valor justo de <i>hedge</i> de fluxo de caixa	13	-	-	-	-	-	-	-	(46.694)	(46.694)	-	(46.694)
Participação em controlada em conjunto	9	-	-	-	-	-	-	-	89.964	89.964	-	89.964
Dividendos e JCP prescritos	-	-	-	-	-	-	4.290	-	-	4.290	-	4.290
Realização do custo atribuído	-	-	-	-	-	-	9.160	(9.160)	-	-	-	-
Saldos em 31.03.2025	4.902.648	(176.543)	980.530	283.024	5.122.519	348.033	782.153	204.997	(364.397)	12.082.964	1.069.688	13.152.652
Saldos em 31.12.2025	6.863.707	(176.543)	1.109.672	284.484	4.288.062	525.890	-	177.216	(314.760)	12.757.728	1.156.765	13.914.493
Transações com partes relacionadas - Aquisição de subsidiária	20	-	19.800	-	-	-	-	-	-	19.800	-	19.800
Aumento de capital de acionistas minoritários	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	100
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	751.482	-	-	751.482	40.576	792.058
Valor justo de <i>hedge</i> de fluxo de caixa	13	-	-	-	-	-	-	-	(1.111)	(1.111)	-	(1.111)
Participação em controlada em conjunto	9	-	-	-	-	-	-	-	73.100	73.100	-	73.100
Realização do custo atribuído	-	-	-	-	-	-	5.670	(5.670)	-	-	-	-
Reserva de incentivos fiscais	-	-	-	5.057	-	-	(5.057)	-	-	-	-	-
Saldos em 31.03.2026	6.863.707	(156.743)	1.109.672	289.541	4.288.062	525.890	752.095	171.546	(242.771)	13.600.999	1.197.441	14.798.440

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA (MÉTODO INDIRETO)
PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2026 E 2025
(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2026	2025	2026	2025
Fluxo de caixa das atividades operacionais					
Lucro antes dos tributos sobre o lucro		814.586	761.652	1.038.183	1.098.881
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:					
Resultado de participações societárias	9	(588.052)	(748.352)	(133.418)	(166.779)
Depreciação e amortização	10/11	120.594	106.123	384.320	321.925
Juros e variação monetária	23	530.942	408.643	807.400	590.883
Despesas de concessões a pagar (UBP)	23	156.348	209.994	157.300	212.739
Alienação de subsidiária		(3.919)	(4.313)	(3.919)	(4.313)
Ajuste a valor justo de instrumentos de dívida	13/14	48	(64.555)	48	(64.555)
Remuneração de ativo financeiro de concessão	6	-	-	(133.728)	(150.602)
Remuneração de ativo de contrato	7	-	-	(311.888)	(309.572)
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	7	-	-	(206.576)	(355.105)
Perdas por ineficiência na construção	7	-	-	4.553	-
(Ganhos) perdas não realizados em operações de <i>trading</i> , líquidos	13	-	-	(2.182)	800
Outros		679	43.442	15.565	46.551
Lucro antes dos tributos ajustado		1.031.226	712.634	1.615.658	1.220.853
(Aumento) redução nos ativos					
Contas a receber de clientes		(387.188)	(165.713)	(62.518)	67.213
Crédito de imposto de renda e contribuição social		97.997	(16.908)	90.214	(39.119)
Depósitos vinculados e judiciais		(3.427)	(20)	(8.340)	(14.479)
Ativo financeiro de concessão	6	-	-	98.512	93.129
Ativo de contrato	7	-	-	204.316	160.257
Outros ativos		67.589	2.551	21.534	52.397
(Redução) aumento nos passivos					
Fornecedores		236.406	20.984	(89.991)	(69.087)
Obrigações fiscais e regulatórias		(65.630)	15.803	(58.131)	11.456
Obrigações trabalhistas		26.033	20.174	41.590	20.838
Obrigações com benefícios de aposentadoria		(12.460)	(11.906)	(12.460)	(11.906)
Outros passivos		(1.331)	2.842	(326)	(31.678)
Caixa gerado pelas atividades operacionais		989.215	580.441	1.840.058	1.459.874
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de <i>hedge</i>	13/14	(184.567)	(123.975)	(343.399)	(265.458)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social		(53.260)	(9.725)	(222.645)	(324.490)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		751.388	446.741	1.274.014	869.926

Continua na próxima página

		Controladora		Consolidado	
		2026	2025	2026	2025
Atividades de investimento					
Dividendos e JCP recebidos, líquidos de imposto de renda		15.750	157.500	15.750	157.500
Aumento de capital em controladas	9	(168.849)	(949.373)	-	-
Ajuste de preço na aquisição de subsidiárias	9	-	-	-	16.320
Recebimento pela alienação de subsidiárias, líquido dos custos de venda		3.919	4.313	3.919	4.313
Aplicação no imobilizado e no intangível	10/11	(9.786)	(27.811)	(14.489)	(755.308)
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	19	-	-	(1.810)	(489)
Pagamento de parcelas de concessões (UBP)	15	(217.867)	(206.246)	(218.984)	(208.385)
Outros		(257)	(194)	(259)	(194)
Caixa líquido das atividades de investimento		(377.090)	(1.021.811)	(215.873)	(786.243)
Atividades de financiamento					
Ingresso de instrumentos de dívida	14	2.289.344	1.955.869	2.289.344	1.955.869
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de <i>hedge</i>	13/14	(22.223)	-	(200.680)	(151.668)
Pagamento de dividendos e imposto de renda de juros sobre o capital próprio		(14.911)	(248.694)	(50.911)	(250.398)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida		(6.876)	(12.056)	10.929	(21.605)
Caixa líquido das atividades de financiamento		2.245.334	1.695.119	2.048.682	1.532.198
Aumento de caixa e equivalentes de caixa		2.619.632	1.120.049	3.106.823	1.615.881
Conciliação do caixa e equivalentes de caixa					
Saldo inicial	3	829.384	1.659.976	3.358.552	3.958.758
Saldo final	3	3.449.016	2.780.025	6.465.375	5.574.639
Aumento de caixa e equivalentes de caixa		2.619.632	1.120.049	3.106.823	1.615.881

As informações adicionais sobre as transações que não afetam o caixa e equivalentes de caixa estão apresentadas na Nota 29 - Informações complementares ao fluxo de caixa.

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS VALORES ADICIONADOS PARA OS
PERÍODOS FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2026 E 2025
(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2026	2025	2026	2025
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receita operacional bruta	2.792.164	1.705.067	3.056.337	2.422.594
Remuneração de ativo de contrato	-	-	311.888	309.572
Remuneração de ativo financeiro de concessão	-	-	133.728	150.602
Receita de construção de geração	-	-	25.044	474.997
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	206.576	355.105
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	-	-	2.182	-
Alienação de subsidiária	3.919	4.313	3.919	4.313
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(296)	16.904	(1.522)	10.132
	2.795.787	1.726.284	3.738.152	3.727.315
(-) Insumos				
Compras de energia	(1.155.539)	(577.070)	(348.256)	(184.858)
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão	(117.656)	(107.014)	(216.502)	(190.287)
Materiais e serviços de terceiros	(55.582)	(52.042)	(157.425)	(144.937)
Transações no mercado de energia de curto prazo	(42.762)	(26.668)	(107.336)	(49.414)
Seguros	(19.388)	(12.352)	(50.024)	(34.442)
Custos com construção de infraestrutura de transmissão	-	-	(193.860)	(325.418)
Custos com construção de usinas	-	-	(3.168)	(333.733)
Outros	(14.088)	(14.725)	(34.941)	(38.217)
	(1.405.015)	(789.871)	(1.111.512)	(1.301.306)
VALOR ADICIONADO BRUTO	1.390.772	936.413	2.626.640	2.426.009
Depreciação e amortização	(120.594)	(106.123)	(384.320)	(321.925)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	1.270.178	830.290	2.242.320	2.104.084
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Receitas financeiras	79.362	62.191	185.216	143.284
Resultado de participações societárias	588.052	748.352	133.418	166.779
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	1.937.592	1.640.833	2.560.954	2.414.147

Continua na próxima página

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO

	Controladora				Consolidado			
	2026	%	2025	%	2026	%	2025	%
Remuneração:								
Do trabalho								
Remuneração e encargos	61.931	3,2	61.345	3,7	81.335	3,2	69.491	2,9
Benefícios	16.288	0,8	13.736	0,8	20.815	0,8	16.224	0,7
Participação nos resultados	9.167	0,5	8.588	0,5	11.800	0,5	9.783	0,4
FGTS	3.517	0,2	3.383	0,2	4.735	0,2	3.827	0,2
	90.903	4,7	87.052	5,2	118.685	4,7	99.325	4,2
Do governo								
Impostos federais	309.975	16,0	157.696	9,6	522.309	20,4	497.064	20,6
Impostos estaduais	5.622	0,3	5.512	0,3	5.933	0,2	5.918	0,2
Impostos municipais	1.819	0,1	1.062	0,1	1.911	0,1	1.072	-
Encargos setoriais	66.944	3,5	58.316	3,6	87.180	3,4	75.422	3,1
Despesas de concessões a pagar (UBP)	156.348	8,1	209.994	12,8	157.300	6,1	212.739	8,8
	540.708	28,0	432.580	26,4	774.633	30,2	792.215	32,7
Do capital de terceiros								
Juros e variações monetárias	550.424	28,4	351.036	21,4	828.739	32,4	525.661	21,8
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	21.876	0,9	141.264	5,9
Aluguéis	743	-	310	-	(956)	-	3.004	0,1
Outras despesas financeiras	3.332	0,2	1.152	0,1	25.919	1,0	26.329	1,1
	554.499	28,6	352.498	21,5	875.578	34,3	696.258	28,9
Do capital próprio								
Reserva de incentivos fiscais	5.057	0,2	-	-	5.057	0,2	-	-
Realização do custo atribuído	(5.670)	(0,3)	(9.160)	(0,6)	(5.670)	(0,2)	(9.160)	(0,4)
Dividendos e JCP prescritos	-	-	(4.290)	(0,3)	-	-	(4.290)	(0,2)
Acionistas não controladores	-	-	-	-	40.576	1,6	57.646	2,4
Lucro líquido do período	752.095	38,8	782.153	47,8	752.095	29,2	782.153	32,4
	751.482	38,7	768.703	46,9	792.058	30,8	826.349	34,2
	1.937.592	100,0	1.640.833	100,0	2.560.954	100,0	2.414.147	100,0

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.

Desempenho Econômico-Financeiro

Resultado por segmento – 1T26 X 1T25 | R\$ milhões

¹ Geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia (“Geração”).

	Energia elétrica				Consolidado
	Geração ¹	Transmissão	Trading	Transporte de Gás	
1T26					
Receita operacional líquida	2.746	542	121	-	3.409
Custos operacionais	(1.238)	(219)	(119)	-	(1.576)
Lucro bruto	1.508	323	2	-	1.833
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(97)	(5)	(2)	-	(104)
Outras despesas operacionais, líquidas	(2)	-	-	-	(2)
Alienação de subsidiária	4	-	-	-	4
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	133	133
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.413	318	-	133	1.864
1T25					
Receita operacional líquida	2.275	691	47	-	3.013
Custos operacionais	(984)	(342)	(46)	-	(1.372)
Lucro (prejuízo) bruto	1.291	349	1	-	1.641
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(94)	(4)	(2)	-	(100)
Outras receitas operacionais, líquidas	10	-	-	-	10
Alienação de subsidiária	4	-	-	-	4
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	167	167
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.211	345	(1)	167	1.722
Variação					
Receita operacional líquida	471	(149)	74	-	396
Custos operacionais	(254)	123	(73)	-	(204)
Lucro bruto	217	(26)	1	-	192
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(3)	(1)	-	-	(4)
Outras despesas operacionais, líquidas	(12)	-	-	-	(12)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	(34)	(34)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	202	(27)	1	(34)	142

O resultado financeiro da Companhia não é alocado por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma consolidada e corporativa.

Receita Operacional Líquida

| Receita por segmento - 1T26 X 1T25 | R\$ milhões

	Energia elétrica			Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading	
1T26				
Ambiente de contratação regulado ¹	1.200	-	-	1.200
Ambiente de contratação livre ²	1.096	-	-	1.096
Remuneração dos ativos de concessão	134	312	-	446
Transações no mercado de energia de curto prazo	239	-	-	239
Receita de construção	-	207	-	207
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	119	119
Receita de serviços prestados	42	21	-	63
Indenizações	11	2	-	13
Ganhos não realizados em operações de trading	-	-	2	2
Outras receitas	24	-	-	24
Receita operacional líquida	2.746	542	121	3.409
1T25				
Ambiente de contratação regulado	1.092	-	-	1.092
Ambiente de contratação livre	960	-	-	960
Remuneração dos ativos de concessão	151	310	-	461
Transações no mercado de energia de curto prazo	23	-	-	23
Receita de construção	-	355	-	355
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	47	47
Receita de serviços prestados	38	26	-	64
Outras receitas	11	-	-	11
Receita operacional líquida	2.275	691	47	3.013
Variação				
Ambiente de contratação regulado	108	-	-	108
Ambiente de contratação livre	136	-	-	136
Remuneração dos ativos de concessão	(17)	2	-	(15)
Transações no mercado de energia de curto prazo	216	-	-	216
Receita de construção	-	(148)	-	(148)
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	72	72
Receita de serviços prestados	4	(5)	-	(1)
Indenizações	11	2	-	13
Ganhos não realizados em operações de trading	-	-	2	2
Outras receitas	13	-	-	13
Receita operacional líquida	471	(149)	74	396

¹ Distribuidoras de energia elétrica.

² Consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica.

No 1T26, a receita operacional líquida aumentou 13,1% (R\$ 396 milhões) quando comparada ao 1T25, passando de R\$ 3.013 milhões para **R\$ 3.409 milhões**. Essa variação decorre, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) acréscimo de R\$ 471 milhões (20,7%) na receita operacional líquida de geração e venda de energia do portfólio; (ii) elevação de R\$ 74 milhões (157,4%) no segmento de *trading*; e atenuada pela (iii) redução de R\$ 149 milhões (21,6%), do segmento de transmissão. Mais detalhes dos segmentos de transmissão e *trading* estão descritos a seguir em itens específicos.

| Receita Operacional Líquida por Segmento | R\$ milhões



Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

Geração e Venda de Energia do Portfólio

Preço Médio Líquido de Venda e Volume de Vendas

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita e operações de *trading*, foi de **R\$ 216,76/MWh no 1T26**. Esse valor foi **1,3% superior** ao do 1T25, que foi de R\$ 213,98/MWh.

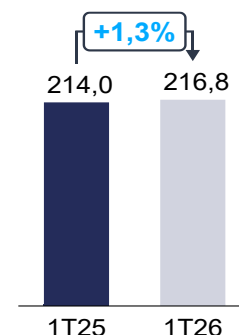
Durante os anos de 2025 e 2026 ocorreram ressarcimentos causados pela entrega de energia eólica e solar em quantidades inferiores às firmadas nos contratos no ambiente regulado com as distribuidoras. Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos nos trimestres, o preço médio líquido de venda de energia passou de R\$ 218,44/MWh no 1T25, para **R\$ 219,78/MWh no 1T26, superior em 0,6%**.

O aumento do preço entre os períodos em análise foi motivada, substancialmente, (i) pela elevação dos preços de mercado ao longo de 2025 e 2026, os quais impactaram positivamente as condições do mercado livre para 2026; (ii) pela atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes; e parcialmente atenuado (iii) pelo ingresso dos contratos vinculados à aquisição das usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão.

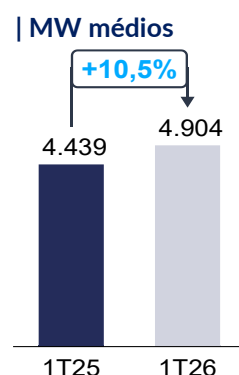
A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 9.588 GWh (4.439 MW médios) no 1T25, para **10.592 GWh (4.904 MW médios) no 1T26**, um acréscimo de 1.004 GWh (465 MW médios), ou 10,5%, entre os períodos comparados.

O aumento na quantidade de energia vendida observado no trimestre, foi motivado, substancialmente, pelo volume adicional de venda às distribuidoras, em decorrência da aquisição das usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, e pelo aumento de venda no ambiente livre, ocasionado pelo acréscimo da capacidade instalada própria entre os períodos analisados, oriundo da finalização da entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, ocorrida no segundo semestre de 2025, e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, ocorrida no 1T26. As variações nos volumes de vendas e nos preços médios de venda, ocasionaram, em conjunto, aumento de R\$ 244 milhões na receita operacional líquida da Companhia, no trimestre.

| Preço Médio Líquido de Vendas¹ | R\$/MWh



| Volume de Vendas²



¹ Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.

² Líquido de operações de *trading*.

Transações de Energia

Ambiente de Contratação Regulado:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R\$ 1.200 milhões no 1T26, R\$ 108 milhões (9,9%) superior aos R\$ 1.092 milhões auferidos no 1T25. A variação positiva foi ocasionada pelos seguintes efeitos somados: (i) R\$ 138 milhões em função do acréscimo de 478 GWh (221 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) reduzido em R\$ 30 milhões com o decréscimo de 2,7% no preço médio líquido de vendas.

O aumento no volume de vendas entre os trimestres comparados decorre, principalmente, da energia comercializada pelas usinas hidrelétricas adquiridas no 3T25, Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão e pela sazonalização das vendas. A redução do preço médio líquido de vendas, entre os trimestres em análise, foi motivada, principalmente, (i) pelo ingresso dos contratos vinculados à aquisição das usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; e atenuado (ii) pela atualização monetária dos preços de venda nos períodos em comparação.

Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos anteriormente citados, o preço médio líquido de vendas das distribuidoras reduziu 8,3% entre os trimestres em análise.

Ambiente de Contratação Livre:

A receita de venda a consumidores livres e comercializadoras aumentou R\$ 136 milhões (14,2%) entre os trimestres em análise, passando de R\$ 960 milhões no 1T25 para R\$ 1.096 milhões no 1T26. A variação resulta do acréscimo de 4,8% no preço médio líquido de vendas (R\$ 46 milhões) e pelo aumento de 526 GWh (244 MW médios) no volume de energia vendida (R\$ 90 milhões).

A variação na quantidade de energia vendida, deve-se, principalmente, pelas entradas em operação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, ocasionando maior quantidade de energia disponível no portfólio da Companhia. Já o aumento no preço médio líquido de vendas, foi motivado principalmente, (i) pela elevação dos preços de mercado ao longo de 2025 e 2026, os quais impactaram positivamente as condições do mercado livre para 2026, conforme explicado anteriormente; e (ii) pela atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes.

Remuneração dos Ativos de Concessão

Os ativos financeiros de concessões representam o valor presente dos fluxos de caixa futuros da parcela da energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda, equivalente a 70% da garantia física destas usinas. Esses ativos são remunerados pela taxa interna de retorno e pela variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R\$ 151 milhões, no 1T25, para R\$ 134 milhões no 1T26, redução de R\$ 17 milhões (11,3%). A variação foi motivada, substancialmente, pela redução do IPCA entre os períodos em comparação.

Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 1T26, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de R\$ 239 milhões, enquanto no 1T25 foi de R\$ 23 milhões, o que representa um acréscimo de R\$ 216 milhões entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

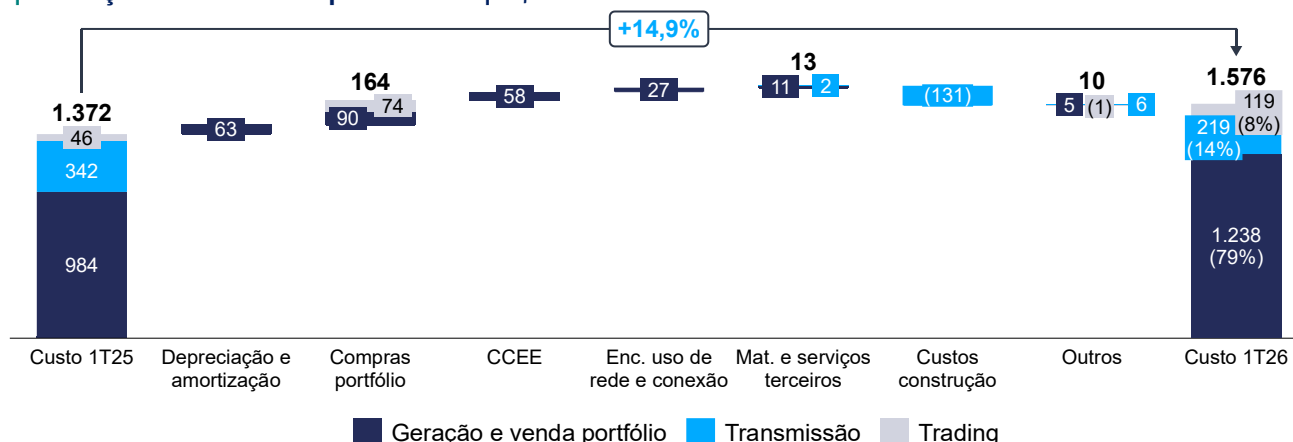
Custos Operacionais

| Custos por segmento - 1T26 x 1T25 | R\$ milhões

	Energia elétrica			Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading	
1T26				
Depreciação e amortização	372	3	-	375
Compras de energia	229	-	119	348
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	217	-	-	217
Custos de construção	-	194	-	194
Materiais e serviços de terceiros	122	10	-	132
Transações no mercado de energia de curto prazo	107	-	-	107
Pessoal	77	6	-	83
Royalties	58	-	-	58
Seguros	49	1	-	50
Outros custos operacionais, líquidos	7	5	-	12
Custos operacionais	1.238	219	119	1.576
1T25				
Depreciação e amortização	309	3	-	312
Compras de energia	139	-	45	184
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	190	-	-	190
Custos de construção	-	325	-	325
Materiais e serviços de terceiros	111	8	-	119
Transações no mercado de energia de curto prazo	49	-	-	49
Pessoal	61	2	-	63
Royalties	53	-	-	53
Seguros	34	-	-	34
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	1	1
Outros custos operacionais, líquidos	38	4	-	42
Custos operacionais	984	342	46	1.372
Variação				
Depreciação e amortização	63	-	-	63
Compras de energia	90	-	74	164
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	27	-	-	27
Custos de construção	-	(131)	-	(131)
Materiais e serviços de terceiros	11	2	-	13
Transações no mercado de energia de curto prazo	58	-	-	58
Pessoal	16	4	-	20
Royalties	5	-	-	5
Seguros	15	1	-	16
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	(1)	(1)
Outros custos operacionais, líquidos	(31)	1	-	(30)
Custos operacionais	254	(123)	73	204

Os custos operacionais aumentaram em R\$ 204 milhões (14,9%) entre os trimestres comparados, passando de R\$ 1.372 milhões no 1T25 para R\$ 1.576 milhões no 1T26. Esta variação foi reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) elevação de R\$ 254 milhões (25,8%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (ii) aumento de R\$ 73 milhões (158,7%) nos custos de operações de trading de energia; e (iii) decréscimo de R\$ 123 milhões (36,0%) nos custos do segmento de transmissão.

Evolução dos Custos Operacionais | R\$ milhões



As variações do segmento de geração e venda de energia do portfólio decorreram, essencialmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

Segmento de Geração e Venda de Energia do Portfólio

- **Depreciação e amortização:** aumento de R\$ 63 milhões (20,4%), entre os trimestres em análise. A variação decorre, principalmente, (i) pelas entradas em operação comercial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, concluídos ao longo de 2025 e 1T26, respectivamente; e (ii) do acréscimo de depreciação das subsidiárias adquiridas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão.
- **Compras de energia:** entre o 1T25 e o 1T26 houve aumento de R\$ 90 milhões (64,7%) nas compras de energia, substancialmente motivada pela combinação do acréscimo de 644 GWh (298 MW médios) na quantidade de energia comprada (R\$ 75 milhões) e do aumento de 7,6% no preço médio líquido de compras de energia (R\$ 15 milhões). O acréscimo do volume deve-se ao aumento das compras para gestão de portfólio da Companhia. Já a variação do preço médio de compras reflete a elevação dos preços de fechamento de mês devido ao aumento do PLD médio entre os trimestres comparados e a atualização monetária dos contratos de longo prazo.
- **Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** acréscimo de R\$ 27 milhões (14,2%) entre os trimestres analisados, resultante, substancialmente, (i) da entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii) da aquisição das subsidiárias Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; e (iii) do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição.
- **Materiais e serviços de terceiros:** aumento de R\$ 11 milhões (9,9%) entre os trimestres analisados. Os principais motivadores resultam, substancialmente, dos seguintes fatores: (i) entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii) aquisição das subsidiárias Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; e (iii) prestação de serviços de consultoria e assessoria.
- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram superiores em R\$ 58 milhões (118,4%) entre os trimestres em análise. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".

Os demais custos deste segmento não apresentaram variações relevantes entre os trimestres em análise.

Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação de infraestrutura relacionada à concessão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real, Asa Branca e Graúna, e está exposta aos riscos e benefícios dessas construções. Desta forma, com base nas práticas contábeis vigentes, a Companhia reconhece receita de implementação de infraestrutura de transmissão, ao longo da implantação, em montante correspondente aos custos de construção adicionados de uma margem bruta na prestação de serviços de construção. Os gastos incorridos na construção estão reconhecidos no custo da infraestrutura de transmissão. A Receita Anual Permitida (RAP) é recebida a partir da entrada em operação comercial do Sistema de Transmissão. Dessa forma, só há entrada de recursos advindos da atividade operacional a partir deste momento. Os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado entraram em operação comercial integral em 19 e 27 de fevereiro de 2023, respectivamente. Em 8 de julho de 2024, a Companhia finalizou a implantação do projeto Gavião Real Transmissora de Energia com sua energização completa, conforme consta nos Termos de Liberação (TLD) emitidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) em 12 de julho de 2024. Em 18 de julho de 2025, a Companhia assumiu a operação do trecho *brownfield* do Sistema de Transmissão Graúna, correspondente a aproximadamente 5% da RAP total do projeto. Adicionalmente, em 26 de novembro de 2025, a Companhia obteve autorização do ONS para início da operação comercial do trecho Morro do Chapéu II – Poções III, do Sistema de Transmissão Asa Branca, representando 33% da RAP do projeto.

O resultado bruto do segmento de transmissão de energia atingiu R\$ 323 milhões positivos no 1T26, redução de R\$ 26 milhões (7,4%), em relação ao mesmo trimestre de 2025, cujo valor foi de R\$ 349 milhões. As variações decorrem, substancialmente, (i) do efeito negativo de R\$ 17 milhões (5,5%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção (redução de R\$ 148 milhões e R\$ 131 milhões, respectivamente), oriundo, principalmente, do cronograma das obras do Sistema de Transmissão Asa Branca; (ii) do aumento de R\$ 8 milhões no custo e redução de R\$ 5 milhões na receita de O&M respectivamente, resultando em um impacto negativo de R\$ 13 milhões; e (ii) atenuado pelo acréscimo R\$ 2 milhões (0,6%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pelo maior saldo nominal e pela redução dos índices inflacionários entre os trimestres comparados.

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida no 1T26 foi de R\$ 225 milhões, (R\$ 186 milhões no 1T25), sendo R\$ 204 milhões (R\$ 160 milhões no 1T25) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R\$ 21 milhões (R\$ 26 milhões no 1T25) relativos à receita de serviços prestados de O&M.

Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão:

(em R\$ milhões)	1T26	1T25	Varição
RAP, líquida de PIS e Cofins	225	186	39
Custos operacionais	(22)	(14)	(8)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(5)	(4)	(1)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	2	-	2
Ebitda regulatório de transmissão	200	168	32

Resultado Operacional do Segmento de Trading de Energia

A Companhia atua no mercado de *trading* de energia, a fim de auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro de limites de risco pré-estabelecidos. As operações de *trading* de energia são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem à definição de instrumentos financeiros por valor justo, devido principalmente ao fato de que não há compromisso de realizar o fechamento das operações de compra e de venda, havendo flexibilidade para gerenciar os contratos para obtenção de resultados por variações de preços no mercado.

O resultado bruto entre os trimestres em análise variou positivamente em R\$ 1 milhão, motivado pelo aumento de R\$ 3 milhões oriundo da marcação a mercado das transações de fornecimento futuro, na comparação entre os períodos — diferença entre os preços contratados e os de mercado, atenuado pelo impacto negativo de R\$ 2 milhões nas transações de curto prazo.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo

Operações de curto prazo são definidas como compra e venda de energia cujo objetivo principal é a gestão da exposição da Companhia na CCEE. O preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O presente item engloba também as transações na CCEE, dado o caráter volátil e sazonal, portanto, de curto prazo, dos resultados advindos da contabilização na CCEE. Adicionalmente, as exposições positivas ou negativas são liquidadas ao PLD, à semelhança das operações de curto prazo descritas acima.

Sobre as transações na CCEE, os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da CCEE são sintetizados numa fatura única (a receber ou a pagar), exigindo, portanto, seu registro na rubrica de receita ou de despesa. Cumpre ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura dos períodos em análise, sendo esse o motivo para a criação deste tópico. Assim, permite analisar oscilações dos principais elementos, apesar de terem sido alocados ora na receita, ora na despesa, conforme a natureza credora ou devedora da fatura à qual estão vinculados.

Genericamente, esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do Fator de Ajuste da Energia Assegurada (GSF — Generation Scaling Factor), que ocorre quando a geração das usinas que integram o MRE, em relação à energia alocada, é menor ou maior (Energia Secundária); (iii) do chamado “risco de submercado”; (iv) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco (CAR); (v) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e (vi) naturalmente, da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que será liquidada ao valor do PLD.

Resultado Líquido das Operações de Curto Prazo | R\$ milhões

	Geração
1T26	
Receita operacional líquida	239
Custos operacionais	(107)
Resultado líquido	132
1T25	
Receita operacional líquida	23
Custos operacionais	(49)
Resultado líquido	(26)
Variação	
Receita operacional líquida	216
Custos operacionais	(58)
Resultado líquido	158

No 1T26 e no 1T25, os resultados líquidos (diferença entre receitas e custos — deduzidos dos tributos) decorrentes de transações de curto prazo — em especial as realizadas no âmbito da CCEE — foram positivos em R\$ 132 milhões e negativos R\$ 26 milhões, respectivamente. O montante representa aumento de R\$ 158 milhões entre os períodos comparados, sendo proveniente do resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio.

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) aumento da energia livre devido à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos, combinado com o aumento do PLD; (ii) efeito positivo no MRE, em virtude de geração hidrelétrica superior ao registrado no ano anterior e o consequente aumento do valor a ser reembolsado pelos demais agentes do MRE; atenuado (iii) pelo impacto negativo em virtude da redução do Fator de Ajuste do MRE (GSF), tendo em vista a alocação de garantia física e a geração das usinas participantes (a média do GSF passou de 107,7% no 1T25 para 92,0% no 1T26); e (iv) pelos efeitos da variação negativa nas operações de fechamento de mês, recontabilizações e modulações entre os trimestres analisados.

PLD médio em R\$/MWh	1T26	1T25	Variação
Sul	359,40	161,87	122,0%
Sudeste/Centro-Oeste	310,54	160,10	94,0%
Nordeste	289,80	58,91	391,9%

Em dezembro de 2025, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2026 em R\$ 785,24/MWh e R\$ 57,31/MWh, respectivamente. A tabela a seguir apresenta os valores médios do PLD para os submercados nos quais a Companhia atua, por MWh.

Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

A Companhia apresentou acréscimo nas despesas com vendas, gerais e administrativas, no montante de R\$ 4 milhões (4,0%) entre o 1T26 e o 1T25. As variações nos trimestres analisados decorrem, principalmente, do acréscimo no segmento de geração, no montante de R\$ 3 milhões, o qual foi impactado, substancialmente, pelo aumento nas despesas com pessoal, em decorrência do reajuste anual da remuneração e benefícios dos colaboradores e das contratações entre os trimestres.

Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

A Companhia possui 17,5% de participação societária direta na TAG. O resultado de equivalência patrimonial da TAG dos trimestres em análise é composto pelos seguintes itens:

Demonstração dos resultados (em R\$ milhões)	1T26		1T25	
	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
Receita operacional líquida	2.074	363	2.340	410
Custos dos serviços prestados	(611)	(107)	(606)	(106)
Lucro bruto	1.463	256	1.734	304
Despesas gerais e administrativas	(69)	(12)	(43)	(8)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	1.394	244	1.691	296
Resultado financeiro	(451)	(79)	(494)	(86)
Lucro antes dos impostos	943	165	1.197	210
Imposto de renda e contribuição social	(180)	(32)	(244)	(43)
Lucro líquido da TAG	763	133	953	167

Com a finalidade de possibilitar a reconciliação do Ebitda da TAG, apresentamos a tabela abaixo:

Ebitda (em R\$ milhões)	1T26		1T25	
	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	1.394	244	1.691	296
Depreciação e amortização	179	31	184	32
Amortização da mais valia	150	26	150	26
Ebitda¹	1.723	301	2.025	354
Margem Ebitda	83,1%		86,5%	

¹ Conforme as orientações estabelecidas na Resolução CVM nº 156 (RCVM 156) e Ofício-Circular CVM/SNC/SEP nº 01/2023, de 23 de junho de 2022 e 13 de fevereiro de 2022, respectivamente.

Entre o 1T25 e o 1T26, o resultado de equivalência patrimonial reduziu R\$ 34 milhões (20,4%), passando de R\$ 167 milhões para R\$ 133 milhões, respectivamente. A variação foi consequência do decréscimo do lucro líquido da TAG.

Em relação à redução do resultado da TAG, a variação foi consequência, substancialmente, (i) da queda na receita com a Malha Nordeste, decorrente da ausência de definição da receita máxima permitida (será recalculada após a homologação da revisão tarifária); (ii) da diminuição tarifária com reajustes atrelados ao dólar e a inflação; atenuados pelo (iii) decréscimo do resultado financeiro; (iii.i) pela retração de juros sobre a dívida; e (iii.ii) parcialmente compensada pelo recuo da receita de juros sobre aplicações; e (iv) pela diminuição de IR e CSLL devido a reconhecimento de IR e CSLL diferido sobre provisões regulatórias.

Balanço Patrimonial

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG em 31 de março de 2026 e 31 de dezembro de 2025 eram estes:

Balanço Patrimonial	31/03/2026	31/12/2025
ATIVO		
Ativo circulante	3.295	2.530
Caixa e equivalentes de caixa	1.875	655
Contas a receber de clientes	1.281	1.706
Outros ativos circulantes	139	169
Ativo não circulante	28.350	28.269
Depósitos vinculados	786	460
Outros ativos não circulantes	157	162
Imobilizado	24.652	24.892
Intangível	2.755	2.755
Total	31.645	30.799

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Passivo circulante	3.083	2.888
Instrumentos de dívida	1.913	2.004
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>	48	73
Outros passivos circulantes	1.122	811
Passivo não circulante	21.404	21.844
Instrumentos de dívida	14.476	14.936
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>	153	210
Imposto de renda e contribuição social diferidos	6.155	5.933
Outros passivos não circulantes	620	765
Patrimônio líquido	7.158	6.067
Total	31.645	30.799

Ebitda e Margem Ebitda

| Ebitda por segmento - 1T26 x 1T25 | R\$ milhões

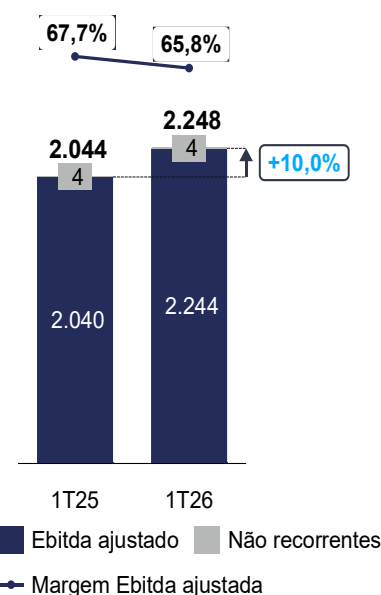
	Energia Elétrica				Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading	Transporte de gás	
1T26					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.413	318	-	133	1.864
Depreciação e amortização	381	3	-	-	384
Ebitda¹	1.794	321	-	133	2.248
Alienação de subsidiária	(4)	-	-	-	(4)
Ebitda ajustado	1.790	321	-	133	2.244
Margem Ebitda ajustada	65,2%	59,2%	-	-	65,8%
1T25					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.211	345	(1)	167	1.722
Depreciação e amortização	319	3	-	-	322
Ebitda	1.530	348	(1)	167	2.044
Alienação de subsidiária	(4)	-	-	-	(4)
Ebitda ajustado	1.526	348	(1)	167	2.040
Margem Ebitda ajustada	67,1%	50,4%	(2,1%)	-	67,7%
Variação					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	202	(27)	1	(34)	142
Depreciação e amortização	62	-	-	-	62
Ebitda	264	(27)	1	(34)	204
Ebitda ajustado	264	(27)	1	(34)	204
Margem Ebitda ajustada	(1,9 p.p.)	8,8 p.p.	2,1 p.p.	-	(1,9 p.p.)

¹ Conforme as orientações estabelecidas na Resolução CVM nº 156 (RCVM 156) e Ofício-Circular CVM/SNC/SEP nº 01/2023, de 23 de junho de 2022 e 13 de fevereiro de 2022, respectivamente.

Entre o 1T26 e o 1T25, o **Ebitda ajustado aumentou R\$ 204 milhões (10,0%)**, passando de R\$ 2.040 milhões no 1T25 para **R\$ 2.244 milhões no 1T26**. A variação foi consequência dos **efeitos positivos** de (i) R\$ 264 milhões (17,3%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; e (iii) R\$ 1 milhão (100,0%) oriundos do segmento de *trading* de energia. Esses efeitos foram atenuados pelos **efeitos negativos** de (i) R\$ 34 milhões (20,4%) decorrentes de menor resultado de participação societária em controlada em conjunto - TAG; e (ii) R\$ 27 milhões (7,8%) de redução no resultado do segmento de transmissão de energia.

As principais variações no Ebitda ajustado estão no segmento de geração e venda de energia elétrica, indicada no item (i) acima, cujos **efeitos positivos**, foram: (i) R\$ 244 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e preço médio líquido de venda; (ii) R\$ 158 milhões de impacto positivo nas transações realizadas no mercado de curto prazo; e (iii) R\$ 7 milhões relativos aos demais custos operacionais e despesas administrativas. Esses efeitos foram atenuados pelas seguintes variações com **efeitos negativos**: (iv) aumento de R\$ 90 milhões nas compras de energia; (v) aumento de R\$ 27 milhões com encargos de uso da rede elétrica e conexão; (vi) diminuição de R\$ 17 milhões na remuneração dos ativos financeiros de concessões; e (vii) aumento de R\$ 11 milhões nos custos de materiais e serviços de terceiros.

| Ebitda Ajustado¹ | R\$ milhões



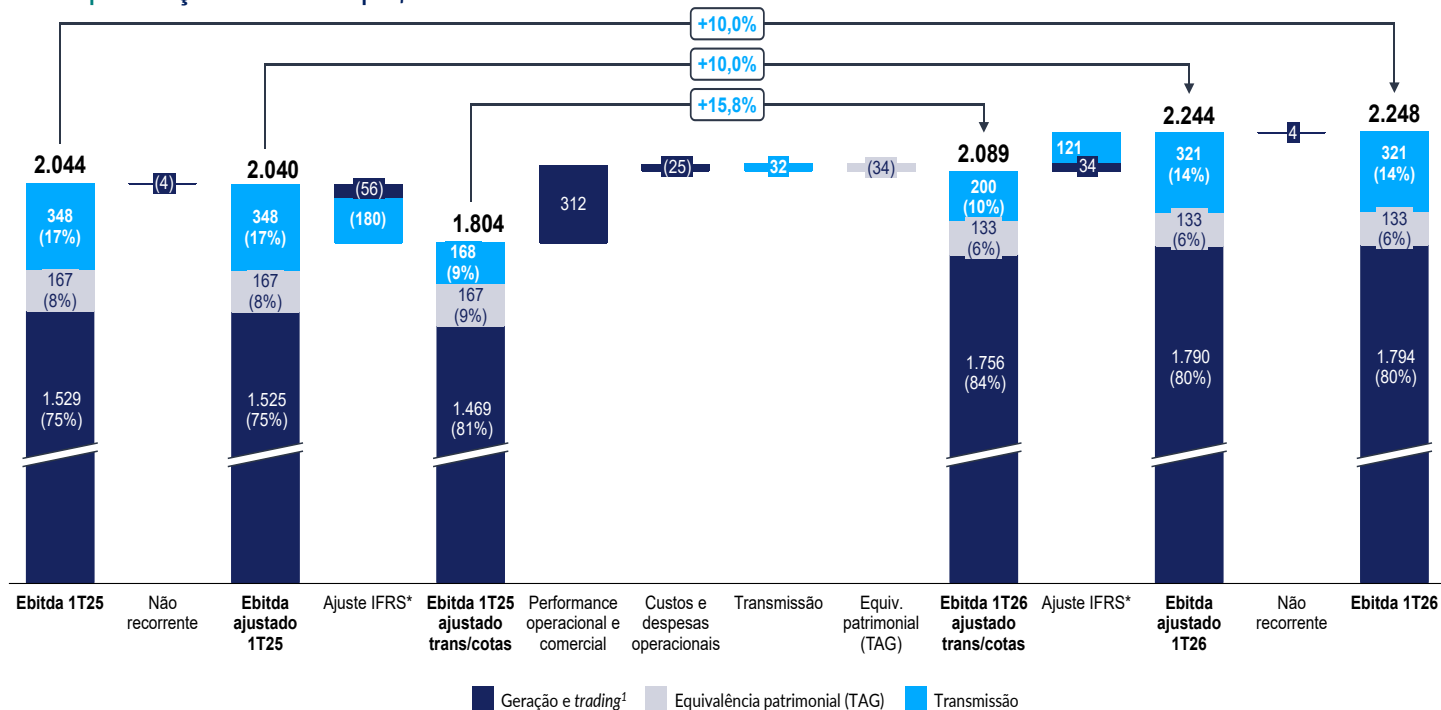
¹ Ebitda ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + *impairment* + efeitos não recorrentes.

Adicionalmente, no 1T26, o Ebitda ajustado foi impactado negativamente pelo segmento de transmissão, cujos efeitos foram, substancialmente, a combinação dos seguintes fatores: (i) R\$ 17 milhões de decréscimo na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção; (ii) queda de R\$ 13 milhões na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos); e atenuado pelo (iii) acréscimo de R\$ 2 milhões pelo aumento na remuneração dos ativos de concessão.

Com a finalidade de possibilitar a reconciliação do lucro líquido com o Ebitda, bem como com os impactos de ajustes regulatórios de transmissoras e cotistas, apresentamos a tabela abaixo:

(em R\$ milhões)	1T26	1T25	Var. (%)
Lucro líquido recorrente	792	826	4,1
(+) Imposto de renda e contribuição social	245	273	(10,3)
(+) Resultado financeiro	827	623	32,7
(+) Depreciação e amortização	384	322	19,3
Ebitda	2.248	2.044	10,0
Efeitos não recorrentes			
(+) Alienação de subsidiária	(4)	(4)	-
Ebitda ajustado	2.244	2.040	10,0
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(321)	(348)	(7,8)
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	200	168	19,0
Ebitda societário cotistas (IFRS)	(224)	(231)	(3,0)
Ebitda regulatório cotistas	190	175	8,6
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotas	2.089	1.804	15,8

| Evolução do Ebitda | R\$ milhões



* IFRS: *International Financial Reporting Standards* (Normas Internacionais de Contabilidade).

¹ Contempla o resultado dos segmentos de geração e trading.

Resultado Financeiro

(em R\$ milhões)	1T26	1T25	Var. (R\$)
Renda de aplicações financeiras	148	115	33
Outras receitas financeiras	37	28	9
Total receitas financeiras	185	143	42
Dívida:			
Juros	(549)	(287)	(262)
Atualização monetária	(266)	(291)	25
Outras receitas (despesas) financeiras, líquidas	(40)	24	(64)
Total despesas financeiras	(855)	(554)	(301)
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):			
Atualização monetária	(41)	(91)	50
Atualização a valor presente	(116)	(121)	5
Total despesas de concessões a pagar (UBP)	(157)	(212)	55
Resultado financeiro	(827)	(623)	(204)

Receitas financeiras: no 1T26, as receitas financeiras atingiram R\$ 185 milhões, R\$ 42 milhões ou 29,4% acima dos R\$ 143 milhões auferidos no 1T25, substancialmente, pelo aumento de R\$ 33 milhões na receita com aplicações financeiras. O acréscimo foi motivado, principalmente, pelo aumento da média dos saldos de aplicações financeiras nos períodos em questão e pelo crescimento do CDI.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 1T26 foram de R\$ 855 milhões, isto é, R\$ 301 milhões ou 54,3% acima das registradas no 1T25, que foram de R\$ 554 milhões. As principais variações observadas foram decorrentes do

aumento de R\$ 237 milhões sobre a dívida, entre os trimestres analisados, em virtude do (i) acréscimo de R\$ 262 milhões de juros sobre a dívida, em virtude das emissões das 14^a, 15^a e 16^a emissões de debêntures da Companhia, ocorridas em março de 2025, julho de 2025 e fevereiro de 2026 respectivamente; atenuado pela (ii) redução de R\$ 25 milhões relativos à atualização monetária pela redução do IPCA entre os períodos. Ressalta-se que, além do aumento de juros sobre a dívida registrados no resultado, houve uma redução de R\$ 119 milhões (84,5%) na capitalização no ativo imobilizado, decorrente da entrada em operação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. **Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público):** as despesas de concessões a pagar reduziram em R\$ 55 milhões (25,9%), atingindo R\$ 157 milhões no 1T26 em contrapartida aos R\$ 212 milhões no 1T25, em virtude, principalmente, do decréscimo de R\$ 50 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, da redução do IPCA e do IGPM.

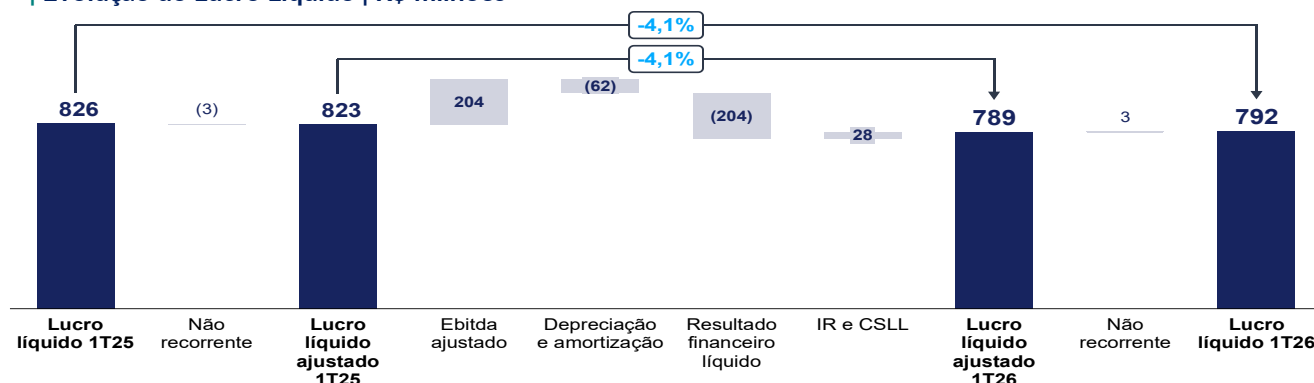
Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

O valor apurado de **IR e CSLL no 1T26 foi de R\$ 245 milhões**, variação de R\$ 28 milhões (10,3%) quando comparado ao mesmo trimestre de 2025, o qual foi de R\$ 273 milhões. A variação foi motivada, principalmente, pela redução do resultado antes dos tributos sobre o lucro.

Lucro Líquido

O lucro líquido ajustado do 1T26 foi de R\$ 789 milhões, R\$ 34 milhões ou 4,1% abaixo dos R\$ 823 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. A variação é consequência dos seguintes fatores: (i) aumento de R\$ 204 milhões no Ebitda ajustado; (ii) redução de R\$ 28 milhões do imposto de renda e da contribuição social; parcialmente atenuados pelo (iii) efeito negativo de R\$ 204 milhões do resultado financeiro líquido e (iv) o aumento de R\$ 62 milhões da depreciação e amortização.

| Evolução do Lucro Líquido | R\$ milhões



ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS DE 31.03.2026
 (Em milhares de reais ou outras moedas, exceto quando indicado de forma diferente)

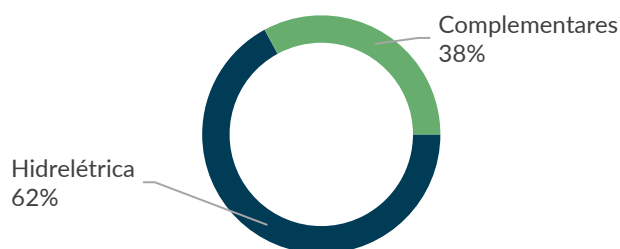
NOTA 1. CONTEXTO OPERACIONAL

A ENGIE Brasil Energia S.A. (“Companhia” ou “ENGIE Brasil Energia” ou “ENGIE”) é uma concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, e sociedade anônima de capital aberto, com sede no município de Florianópolis, estado de Santa Catarina, Brasil. A ENGIE é uma plataforma de investimentos em infraestrutura, atuante nas atividades de geração centralizada, comercialização, *trading* e transmissão de energia elétrica. Estas atividades são regulamentadas pela Aneel. A Companhia, por meio da TAG (controlada em conjunto), atua ainda no segmento de transporte de gás, regulado pela ANP. Mais informações vide Nota 25 – Informações por segmento.

As ações da Companhia, sob o código EGIE3, estão listadas no Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3). Ademais, a ENGIE Brasil Energia negocia ADR Nível I no mercado de balcão norte-americano, sob o código EGIEY, pela relação de um ADR para cada ação ordinária.

O controle acionário da Companhia é detido pela ENGIE Brasil Participações Ltda. (“ENGIE Participações”), empresa constituída no Brasil, controlada pela International Power S.A., cuja sede está na Bélgica. Essa, por sua vez, é controlada pela International Power Ltd., empresa sediada no Reino Unido, a qual integra o grupo econômico ENGIE, sediado na França.

A ENGIE Brasil Energia é responsável por aproximadamente 5,8% da capacidade instalada de geração do país. Em 31.03.2026, a capacidade instalada da Companhia, incluindo as participações em consórcios de geração de energia, era de 11.265,9 MW médios própria. A garantia física para fins de comercialização era de 5.376,5 MW médios, dos quais 358,6 MW médios são relativos à parcela de 70% da garantia física das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda, que foram destinadas ao ACR, no Sistema de Cotas de Garantia Física. A capacidade instalada consolidada da Companhia é distribuída conforme a seguir.



Em 31.03.2026, o parque gerador, consolidado, em operação da Companhia era composto por **145 usinas**, sendo:



13

hidrelétricas
("UHE")



88

parques
eólicos



1

à biomassa



41

solares
fotovoltaicas



2

pequenas centrais
hidrelétricas
("PCH")

a) Concessões e autorizações

Em 31.03.2026, a Companhia possuía as seguintes concessões e autorizações:

a.1) Concessões de geração

Concessões	Detentor (a) da concessão	Modelo de acordo contratual	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Início da concessão - EBE	Vencimento da concessão ²	Indexador do reajuste anual	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
UHE Salto Santiago	ENGIE	Privatização	1.420	702	09.1998	11.2030	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Salto Osório	ENGIE	Privatização	1.104	487	09.1998	04.2031	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Passo Fundo	ENGIE	Privatização	226	108	09.1998	04.2031	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Itá	ENGIE / Itasa	Privatização	1.450 ¹	705 ¹	10.1995	12.2032	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Machadinho	ENGIE	Privatização	1.140 ¹	520 ¹	07.1997	10.2035	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Cana Brava	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	450	248	08.1998	12.2035	IGP-M até set/2021 e IPCA a partir de out/2021	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10, 11 e 15
UHE Ponte de Pedra	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	176	128	10.1999	08.2037	IGP-M	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10, 11 e 15
UHE São Salvador	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	243	141	04.2002	05.2042	IGP-M até jun/2007 e IPCA a partir de jul/2007	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10, 11 e 15
UHE Santo Antônio do Jari	Companhia Energética do Jari S.A.	UBP para Geração de Energia Elétrica	393	211	08.2025	10.2045	IGP-M	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	10, 11 e 15
UHE Estreito	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	1.087 ¹	610 ¹	12.2002	02.2047	IGP-M até out/2011 e IPCA a partir de nov/2011	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10, 11 e 15
UHE Jaguará ³	Jaguara	Regime de Cotas	424	324	12.2017	06.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	6, 10 e 11
UHE Miranda	Miranda	Regime de Cotas	408	188	12.2017	06.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	6, 10 e 11
UHE Cachoeira Caldeirão	Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A.	UBP para Geração de Energia Elétrica	219	123	08.2025	08.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	10, 11 e 15

(1) Valores totais, incluindo montante referente às demais empresas nos consórcios.

(2) Considera os períodos de extensão previstos nas Leis nº 13.360/2016, nº 14.052/2020 e nº 14.182/2021 e resolução autorizativa nº 16.467/2025.

(3) A Companhia venceu o Leilão de Reserva de Capacidade nº 02/2026 (Potência Hidrelétrica 2030), assumindo a venda de 195,78 MW de potência por 15 anos a partir de 01.08.2030. O projeto prevê adição de 232 MW de capacidade instalada. Mais informações vide item b.4 desta nota.

a.2) Concessões de transmissão

Concessões ¹	Detentor (a) da concessão	Modelo de acordo contratual	Extensão	Subestações	Início da concessão	Vencimento da concessão	Indexador do reajuste anual	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
Gralha Azul	ETP	Deságio da RAP	1.000 km	5	03.2018	03.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7
Novo Estado	ETP	Deságio da RAP	1.800 km	1	03.2018	03.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7 e 11
Gavião Real	ETP	Deságio da RAP	1 km	Ampliação em subestação de terceiros	09.2022	09.2052	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7
Asa Branca	ETP	Deságio da RAP	1.006 km	-	09.2023	09.2053	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7
Graúna	ETP	Deságio da RAP	943 km	4	12.2024	12.2054	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7

(1) Em 27.03.2026, a ENGIE Transmissão de Energia de Participações S.A. (ETP), participou do Leilão de Transmissão nº 01/2026, promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), arrematando o lote 2 e os sublotes 3A, 3B, 3C e 3D. O contrato de concessão encontra-se em processo de formalização. Mais informações vide item b.5 desta nota.

a.3) Participação da ENGIE e controladas nos consórcios

Consórcios	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Referência nota
UHE Itá	1.127	529	9
UHE Machadinho	415	143	9
UHE Estreito	436	244	9

Para o Consócio Machadinho, no período de extensão da concessão decorrente da repactuação do risco hidrológico, explicado na Nota 11 - Intangível, a Companhia possui 91,19% da garantia física da usina.

a.4) Autorizações

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Extensão	Estações de compressão	Início da autorização	Vencimento da autorização	Referência nota
Gasodutos						
Transportadora Associada de Gás (TAG)	Transportadora Associada de Gás (TAG)	4.600 km	11 ¹	06.2019	Prazo indeterminado	9

(1) A TAG possui 11 estações próprias de compressão.

A TAG opera seus atuais gasodutos sob o regime de autorização, cujo prazo de vencimento de 2039 a 2041, foi ratificado pela Lei 14.134/2021 (“Nova Lei do Gás”). A Nova Lei do Gás deixou de estipular prazo específico de vigência das autorizações, sendo aplicáveis as hipóteses de revogação previstas na referida lei. Além disso, os bens e instalações destinados à atividade de transporte de gás deixaram de estar vinculados à respectiva autorização, não havendo mais a obrigatoriedade de devolução para a União ou desmobilização dos mesmos após o término da autorização, revogação ou extinção.

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Início da autorização	Vencimento da autorização	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
Usinas de Cogeração							
Ferrari	Ferrari Termoelétrica	72	26	07.2007	06.2042 ²	Transferência parceiro ²	10 e 11
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)							
PCH Rondonópolis	Tupan	27	14	12.2002	12.2037	Devolução do ativo	10 e 11
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	12	12.2002	12.2037	Devolução do ativo	10 e 11
Usinas eólicas (EOL)							
Conjunto Eólico Trairí	SPEs do Conjunto	213	97	09.2011 e 01.2015 ¹	09.2041 e 01.2045 ¹	Desmobilização	10 e 11
EOL Umburanas 1-3,5-6,9-11, 13, 15-16,18	Umburanas Eólicas	233	141	08.2014	08.2049	Desmobilização	10 e 11
EOL Umburanas 8	Umburanas Eólicas	25	15	10.2014	10.2049	Desmobilização	10 e 11
EOL Campo Largo III, IV, VI e VII	CLWP Eólicas	119	60	07.2015	07.2050	Desmobilização	10 e 11
EOL Umburanas 17	Umburanas Eólicas	22	13	07.2015	07.2050	Desmobilização	10 e 11
EOL Campo Largo V e XXI	CLWP Eólicas	59	29	08.2015	08.2050	Desmobilização	10 e 11
EOL Umburanas 19, 21, 23 e 25	Umburanas Eólicas	80	44	08.2015	08.2050	Desmobilização	10 e 11
EOL Campo Largo I, II, XV, XVI e XVIII	CLWP Eólicas	148	77	05.2017	05.2052	Desmobilização	10 e 11
EOL Campo Largo VIII-XIV, XVII, XIX, XX, XXII	CLWP Eólicas	361	192	12.2019	12.2054	Desmobilização	10 e 11
EOL Santo Agostinho 1-6,13,14,17,18,21 e 25-27	SPEs do Conjunto	434	224	05.2021	05.2056	Desmobilização	10 e 11
EOL Serra do Assuruá 1-24	SPEs do Conjunto	846	410	11.2021	11.2056	Desmobilização	10 e 11
EOL Tubarão P&D	ENGIE Brasil Energia	2	0,3	05.2015	Não aplicável ³	Não aplicável ⁴	10 e 11
EOL Tubarão 2 P&D	ENGIE Brasil Energia	4	-	02.2021	Não aplicável ³	Não aplicável ⁴	10 e 11

(1) O Conjunto Eólico Trairí é constituído por duas *holdings* concentrando SPEs com diferentes datas de início e encerramento de operação.

(2) O ativo será transferido para o parceiro ao término do consórcio juntamente com a autorização, por meio de cessão não onerosa e o consórcio será encerrado. O prazo de transferência dos ativos, incluindo a autorização, para o parceiro é 02.2033, sem a possibilidade de extensão.

(3) Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

(4) Usina localizada no município de Tubarão, no sul de Santa Catarina, projetada e implantada no âmbito do Programa de P&D da Companhia.

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Início da autorização	Vencimento da autorização	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
Usinas fotovoltaicas							
Conjunto São Pedro	SPEs do Conjunto	54	16	03.2016	03.2051	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Fotovoltaico Paracatu	SPEs do Conjunto	132	34	04.2016, 05.2016 e 06.2016 ¹	04.2051, 05.2051 e 06.2056 ¹	Desmobilização	10 e 11
Central Fotovoltaica Assú V	Assú V	34	9	06.2016	06.2051	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Fotovoltaico Floresta	SPEs do Conjunto	86	25	06.2016	06.2051	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Juazeiro	SPEs do Conjunto	120	35	06.2016	06.2051	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Sol do Futuro	SPEs do Conjunto	81	16	06.2016	06.2051	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Sertão Solar (Barreiras)	SPEs do Conjunto	95	26	07.2018	07.2053	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Lar do Sol	SPEs do Conjunto	198	53 ²	04.2019	04.2054	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Fotovoltaico Assu Sol ³	SPEs do Conjunto	752	229	02.2022	02.2057	Desmobilização	10 e 11
Nova Aurora	ENGIE Brasil Energia	3	0,2	04.2014	Não aplicável ⁴	Não aplicável ⁵	10 e 11

(1) O Conjunto Fotovoltaico Paracatu é constituído por 4 SPEs com diferentes datas de início e encerramento de operação.

(2) As usinas pertencentes ao Conjunto Lar do Sol não possuem garantia física declarada, portanto suas capacidades comerciais são baseadas na geração prevista.

(3) Em 31.03.2026, os 16 parques que compõem o Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, localizado em Assú (RN), encontram-se integralmente em operação comercial. Mais informações vide item b.2 desta nota.

(4) Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

(5) Usina localizada no município de Tubarão, no sul de Santa Catarina, projetada e implantada no âmbito do Programa de P&D da Companhia.

a.5) Obrigações contratuais condicionantes das concessões

A Companhia como concessionária, possui obrigações com o Poder Concedente (União) e a Aneel (agência reguladora). Exceto pelas particularidades de cada usina, as obrigações gerais para todas as concessões, englobam a responsabilidade pelas eventuais consequências danosas da exploração das usinas, bem como por ações de empresas subcontratadas para um ou mais serviços de construção, montagem, operação e manutenção, especialmente os decorrentes de ampliações e melhorias.

A concessionária mantém de forma permanente, por meio de adequada estrutura de operação e conservação, os equipamentos e instalações das concessões em perfeitas condições de funcionamento, bem como seu estoque de material de reposição, manter equipe técnica, própria ou terceira, legalmente habilitada e treinada e em número compatível com o desempenho operacional, de modo a assegurar a continuidade, regularidade, eficiência e segurança da exploração das concessões. Ela, também, atende a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária e aos encargos oriundos da legislação e normas regulamentares estabelecidas pelo Poder Concedente e pela Aneel.

Além das obrigações supracitadas, cabe à concessionária realizar investimentos necessários para garantir a qualidade, atualidade da produção e transmissão de energia elétrica, compreendendo a modernidade das técnicas, dos equipamentos, das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão. E, elaborar, manter e executar programas periódicos de inspeção, monitoramento, ações de emergência e avaliação da segurança das estruturas das concessões, são obrigações, assim como manter atualizada a análise e interpretação desses dados, os quais devem ficar à disposição da fiscalização da Aneel.

Ademais, a gestão documental, a proteção especial de documentos e arquivos, organizar e manter atualizado os registros e os inventários dos bens vinculados à concessão e publicar anualmente as demonstrações financeiras e regulatórias, contratar e manter durante o prazo de vigência da concessão, apólices de seguro para garantir a cobertura adequada dos equipamentos imprescindíveis à continuidade da prestação do serviço, cabendo à concessionária a definição dos bens e instalações a serem segurados, são obrigações relacionadas às concessões

Com relação a legislação ambiental e de recursos hídricos, cabe à concessionária instalar, operar e manter, em conformidade com a Resolução Conjunta da Aneel e ANA, as instalações e observações hidrométricas. Respeitar os limites das vazões de restrição, máxima e mínima, taxas de variação das vazões defluentes, níveis máximos e mínimos operativos e taxas de variação de níveis operativos, observando as condições de operação de reservatório definidas pela ANA, em articulação com o ONS. A concessionária fica responsável por realizar a gestão dos reservatórios das usinas hidrelétricas e suas respectivas áreas de proteção.

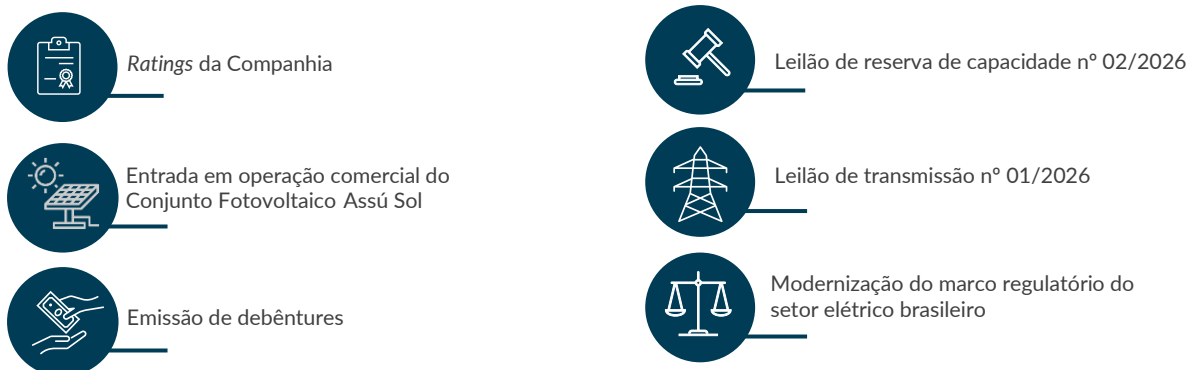
Quanto aos contratos, fica encarregada a concessionária de celebrar os contratos de uso e conexão aos sistemas de transmissão e de distribuição e efetuar os pagamentos dos respectivos encargos, prestar contas à Aneel, anualmente, da gestão da concessão de geração, mediante relatório compreendendo o desempenho técnico operacional das instalações sob sua responsabilidade, bem como manter comunicação constante com a Aneel sobre alterações societárias e transações com partes relacionadas.

a.6) Indisponibilidade dos bens

Os bens e instalações utilizados na geração, transmissão e comercialização de energia elétrica são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e a expressa autorização do Órgão Regulador. A Aneel regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

b) Principais eventos societários e operacionais

Os principais eventos societários e operacionais ocorridos no período de três meses findo em 31.03.2026, foram estes:



b.1) Ratings da Companhia

Abaixo seguem avaliações por ratings da ENGIE Brasil Energia, efetuadas pela agência Fitch Ratings no decorrer de 2026:

Rating	Classificação	Data
Rating nacional de longo prazo	'AAA(bra)' com perspectiva estável	10.04.2026
Rating nacional de longo prazo - emissões de debêntures seniores	'AAA(bra)' com perspectiva estável	10.04.2026
Rating internacional de longo prazo em moeda estrangeira	'BB+' com perspectiva estável	10.04.2026
Rating internacional de longo prazo em moeda local	'BBB-' com perspectiva estável	10.04.2026
16ª emissão de debêntures	'AAA(bra)' com perspectiva estável	26.02.2026

b.2) Entrada em operação comercial do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol

Em 08.01.2025, a Companhia recebeu autorização na Aneel para entrada em operação comercial do primeiro parque do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, com 40,5 MW. Em fevereiro de 2026, o Conjunto Fotovoltaico Assú Sol alcançou sua operação comercial plena, incorporando 752 MW de capacidade instalada total ao portfólio da Companhia.

b.3) Emissão de debêntures

Em 26.02.2026, a Companhia realizou a emissão de debêntures verdes, alinhada ao seu *Green Finance Framework* e respaldada por seu respectivo *Second Party Opinion*. A 16ª emissão totalizou R\$ 2 bilhões em debêntures simples, não conversíveis em ações, distribuídas em uma única série. A Companhia emitiu debêntures com o objetivo de formação de capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia. A liquidação financeira ocorreu em 13.03.2026. Concomitantemente, com o intuito de proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros, foram contratadas operações de proteção (*swap*). Mais informações vide Nota 14 - Instrumentos de dívida.

b.4) Leilão de reserva de capacidade nº 02/2026

Em 18.03.2026, a Companhia, por meio de sua controlada direta Companhia Energética Jaguará, sagrou-se vencedora do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência nº 02/2026, com o produto Potência Hidrelétrica 2030, referente à UHE Jaguará. Nesse contexto, assumiu compromisso de venda de 195,78 MW (adição de capacidade instalada de 232 MW) de potência pelo prazo de 15 anos, com início de entrega em 01.08.2030. A contratação assegura receita fixa anual de R\$ 270,4 milhões (data-base setembro/2025), reajustada anualmente pelo IPCA.

b.5) Leilão de transmissão nº 01/2026

Em 27.03.2026, a Companhia por meio de sua controlada direta ENGIE Transmissão de Energia Participações S.A., participou do Leilão de Transmissão nº 01/2026, promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), arrematando o Lote 2 e os sublotes 3A, 3B, 3C e 3D.

O lote 2, localizado nos estados do Paraná e Santa Catarina, contempla a construção de uma linha de transmissão de 230kV com aproximadamente 143km. A RAP apresentada pela Companhia foi de R\$ 18,1 milhões, representando um deságio de 46,89% em relação à receita máxima determinada pela Aneel.

Os sublotes 3A, 3B, 3C e 3D, preveem a implantação de cinco compensadores síncronos nos estados do Ceará e do Rio Grande do Norte, nos quais a Companhia possui ativos de geração. O sublote 3D contempla a instalação na subestação Açú III, conectada à Usina Fotovoltaica Assú V da Companhia. A soma das RAP ofertadas pela Companhia totalizam R\$ 104,6 milhões, o que representa um deságio médio de R\$ 54,52% em relação ao total de receita máxima determinada pela Aneel.

As concessões terão prazo de 30 anos, contados da assinatura dos contratos de concessão, com entrada em operação comercial prevista até dezembro de 2029.

b.6) Modernização do marco regulatório do setor elétrico

Para o trimestre findo em 31.03.2026, a Administração da Companhia continua acompanhando atentamente a evolução do tema referente à Lei nº 15.269/2025 e avalia os potenciais impactos operacionais, regulatórios e econômico-financeiros associados à implementação da nova legislação, tendo em vista a relevância dos valores associados às tipologias de corte de geração não contemplados no mecanismo de compensação. A decisão da Companhia em aderir ou não ao mecanismo de compensação do *Curtailment* proposto dependerá das regulamentações complementares que venham a ser editadas, de seus prazos de vigência e da forma como serão operacionalizadas no âmbito do setor elétrico.

NOTA 2. APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

As Informações Trimestrais (ITR) da controladora foram elaboradas em conformidade com o Pronunciamento Contábil CPC 21 – Demonstração Intermediária e as ITR do consolidado estão apresentadas, simultaneamente, de acordo com a norma internacional IAS 34 – *Interim Financial Reporting* e o CPC 21.

As normas contábeis brasileiras estão convergentes com as normas internacionais – *International Financial Reporting Standards* (IFRS), exceto pelos registros no balanço da controladora (i) das operações controladas em conjunto que, pelas normas brasileiras, são reconhecidas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto que de acordo com as IFRS, pelas regras aplicáveis às operações controladas em conjunto, é previsto que os ativos, os passivos e os resultados sejam reconhecidos de forma proporcional à sua participação no investimento; e (ii) das capitalizações de juros sobre capitais de terceiros captados na controladora cujo ativo qualificável está em uma controlada, as quais nas demonstrações financeiras da controladora impactam o investimento pelas normas contábeis brasileiras, enquanto não há previsão desta contabilização nas demonstrações financeiras individuais de acordo com as IFRS.

As ITR também foram preparadas de acordo com as normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), utilizando o custo histórico amortizado como base de valor, exceto pela avaliação a valor justo de certos instrumentos financeiros, quando requerida nas normas. Não há diferenças entre o patrimônio líquido e os resultados da controladora e do consolidado constantes, respectivamente, das ITR individuais e consolidadas. Também não há diferenças entre o lucro líquido por ação básico e diluído em virtude de não ter ocorrido emissão de ações com efeitos diluidores nos períodos apresentados.

Na elaboração das ITR é necessário que a Administração da Companhia se baseie em estimativas para o registro de certas transações que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas. O conteúdo e os valores de determinadas notas explicativas apresentadas nas demonstrações financeiras do exercício findo em 31.12.2025, que não necessitaram de atualizações significativas, não foram repetidos nas notas selecionadas para as ITR de 31.03.2026. Essas ITR, portanto, devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras de 31.12.2025.

As práticas contábeis e os métodos de cálculo adotados na elaboração das ITR de 31.03.2026, bem como os principais julgamentos e incertezas nas estimativas utilizadas na aplicação das práticas contábeis, foram os mesmos praticados na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31.12.2025.

A Companhia não apresenta sazonalidade relevante em suas operações, de modo que o desempenho ao longo do período é consistente e não sofre variações significativas decorrentes de fatores sazonais.

a) Normas e alterações aplicáveis à Companhia a partir de 01.01.2026

A partir de 01.01.2026, estão vigentes os seguintes pronunciamentos:

Revisão e Normas impactadas	Correlação IASB	Data de aprovação (Brasil)	Aplicável a partir de	Impactos contábeis
IFRS 9 e IFRS 7 O IASB emitiu emenda aos IFRS 9 e IFRS 7 com alterações específicas na norma para abranger os contratos de eletricidade relacionada à natureza (fontes eólicas e solares), e com alterações à classificação e mensuração de instrumentos financeiros.	n/a ¹	n/a ¹	01.01.2026	Sem impactos relevantes.
Pronunciamentos Técnicos CBPS nº 01 CBPS nº 02 Os novos pronunciamentos abordam os requisitos e as diretrizes relacionados à sustentabilidade corporativa, alinhando-se aos padrões internacionais estabelecidos pelo IFRS S1 e IFRS S2. Essas normas visam promover maior transparência e padronização na divulgação de informações ambientais, sociais e de governança (ESG), bem como os impactos financeiros relacionados ao clima.	IFRS S1 e IFRS S2	12.09.2024	01.01.2026	A Companhia está estruturando o relatório, que será publicado em 2027, com referência ao ano-base de 2026.
Melhorias Anuais às Normas Contábeis IFRS – Volume 11 As Melhorias Anuais às Normas Contábeis IFRS – Volume 11, promovem alterações às seguintes normas 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	n/a ¹	n/a ¹	01.01.2026	Sem impactos relevantes.

(1) Alterações sem correspondente direto nas normas brasileiras.

A adoção dessas alterações de normas não resultou em impactos significativos nas ITR individuais e consolidadas do período findo em 31.03.2026.

b) Aprovação das informações trimestrais

As ITR ora apresentadas foram aprovadas em reunião do Conselho de Administração realizada em 07.05.2026.

NOTA 3. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2026	31.12.2025	31.03.2026	31.12.2025
Caixa e depósitos bancários à vista	20.309	17.954	242.152	189.122
Fundo de Investimento Exclusivo				
Operações compromissadas lastreadas exclusivamente em títulos públicos federais	3.279.288	751.928	5.169.407	2.221.280
Operações compromissadas lastreadas em títulos privados e públicos federais	147.124	-	694.520	412.034
	3.426.412	751.928	5.863.927	2.633.314
Outras aplicações financeiras	2.295	59.502	359.296	536.116
	3.428.707	811.430	6.223.223	3.169.430
	3.449.016	829.384	6.465.375	3.358.552

NOTA 4. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

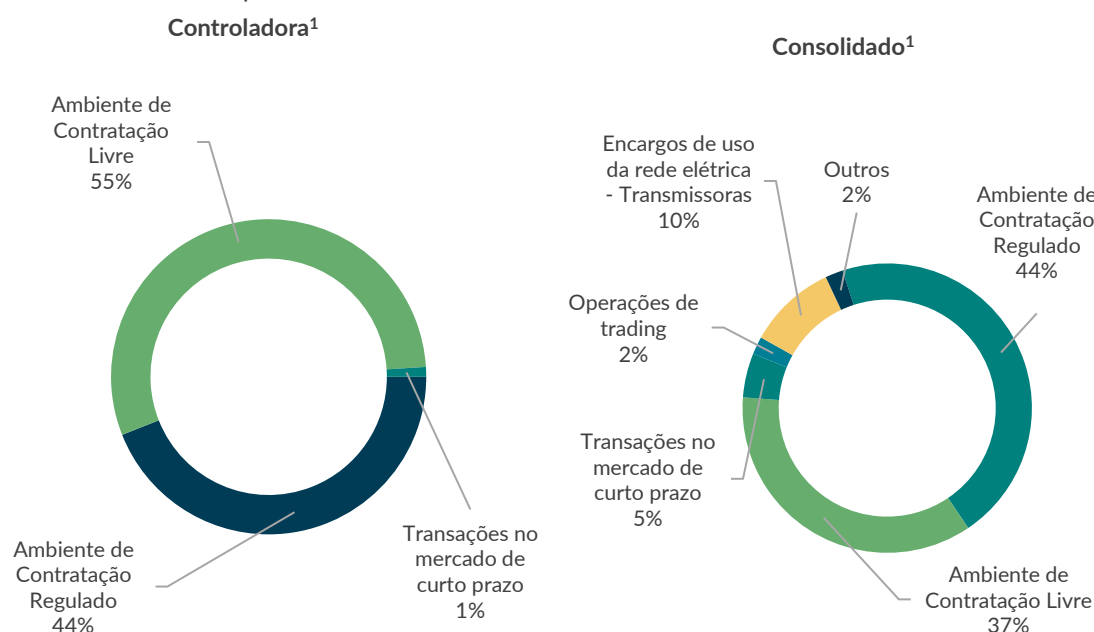
	Controladora		Consolidado	
	31.03.2026	31.12.2025	31.03.2026	31.12.2025
Ambiente de Contratação Regulado ¹	479.473	416.853	618.676	604.126
Ambiente de Contratação Livre ²	598.784	214.816	522.880	487.113
Encargos de uso da rede elétrica - Transmissoras	-	-	144.381	115.783
Transações no mercado de curto prazo	6.197	66.207	66.248	76.103
Operações de <i>trading</i>	-	-	32.626	37.999
Outros	-	-	24.364	24.364
Provisão para perdas de crédito esperadas	(6.197)	(6.197)	(22.827)	(22.827)
Ativo circulante	1.078.257	691.679	1.386.348	1.322.661
Ambiente de Contratação Livre ²	-	-	5.221	5.244
Ambiente de Contratação Regulado ¹	740	748	2.590	2.597
Ativo não circulante³	740	748	7.811	7.841
	1.078.997	692.427	1.394.159	1.330.502

(1) Distribuidoras de energia elétrica.

(2) Consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica.

(3) Os valores referentes às contas a receber de clientes no longo prazo estão apresentados como parte da rubrica "Outros ativos não circulantes", vide Nota 8 - Outros ativos.

Os gráficos a seguir apresentam a abertura (em percentual) dos saldos do contas a receber do curto prazo desconsiderando o efeito da provisão



(1) Os valores referentes à provisão para perda de crédito esperado representam 1% do valor total da controladora e 2% do consolidado.

A composição dos valores a receber vencidos apresentados no ativo circulante é esta:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2026	31.12.2025	31.03.2026	31.12.2025
Vencidos até 30 dias	3	232	12.669	2.441
Vencidos há mais de 30 dias				
Com perdas estimadas reconhecidas	6.197	6.197	22.827	22.827
Outros	-	-	43.566	39.612
	6.200	6.429	79.062	64.880

No período findo em 31.03.2026 e 31.12.2025, a Companhia possuía R\$ 6.197 e R\$ 22.827 de perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa na controladora e consolidado, respectivamente.

NOTA 5. DEPÓSITOS VINCULADOS

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2026	31.12.2025	31.03.2026	31.12.2025
Garantias de posição devedora na CCEE	28.516	25.824	30.476	27.721
Depósitos para reinvestimento	5.229	5.229	12.502	11.364
Garantias de financiamento	-	-	8.052	7.638
Ativo circulante	33.745	31.053	51.030	46.723
Garantias de financiamento	11.140	4.113	453.363	449.725
Outros	9.327	9.060	37.947	36.733
Ativo não circulante	20.467	13.173	491.310	486.458
	54.212	44.226	542.340	533.181

NOTA 6. ATIVO FINANCEIRO DE CONCESSÃO

a) Composição

	Consolidado					
	31.03.2026			31.12.2025		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Transmissoras¹						
Novo Estado	-	3.240	3.240	-	2.644	2.644
Usinas cotistas²						
UHE Jaguará	259.917	1.977.568	2.237.485	256.978	1.959.028	2.216.006
UHE Miranda	159.030	1.209.966	1.368.996	157.233	1.198.622	1.355.855
	418.947	3.187.534	3.606.481	414.211	3.157.650	3.571.861
	418.947	3.190.774	3.609.721	414.211	3.160.294	3.574.505

(1) O montante refere-se à RAP adicional estimada à remuneração de reforços e melhorias de pequeno porte aprovados pelo poder concedente, os quais estão sendo reconhecidos à medida que as obrigações de performance são atendidas (construir, operar e manter). Ressalta-se que esses projetos ainda não passaram pela RTP, cujo processo está previsto para ocorrer em 2028.

(2) Para maiores informações vide item "b" e item "c" abaixo.

b) Mutação do ativo financeiro de concessão de usinas cotistas

	Consolidado		
	UHE Jaguará	UHE Miranda	Total
Saldos em 31.12.2025	2.216.006	1.355.855	3.571.861
Recebimentos	(61.487)	(37.621)	(99.108)
Juros	35.692	21.838	57.530
Varição monetária	47.274	28.924	76.198
Saldos em 31.03.2026	2.237.485	1.368.996	3.606.481

	Consolidado		
	UHE Jaguará	UHE Miranda	Total
Saldos em 31.12.2024	2.149.757	1.315.322	3.465.079
Recebimentos	(58.364)	(35.711)	(94.075)
Juros	36.127	22.103	58.230
Varição monetária	57.308	35.064	92.372
Saldos em 31.03.2025	2.184.828	1.336.778	3.521.606

c) Perfil de realização do ativo financeiro de concessão de usinas cotistas apresentado no ativo não circulante

	Consolidado		
	UHE Jaguará	UHE Miranda	Total
Abril a dezembro de 2027	164.065	100.381	264.446
2028	200.375	122.597	322.972
2029	181.264	110.905	292.169
2030	163.980	100.330	264.310
2031	148.344	90.763	239.107
2032 a 2036	554.487	284.297	838.784
2037 a 2048	565.053	400.693	965.746
	1.977.568	1.209.966	3.187.534

NOTA 7. ATIVO DE CONTRATO

a) Composição

	Consolidado					
	31.03.2026			31.12.2025		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Novo Estado	387.234	4.148.432	4.535.666	387.519	4.106.347	4.493.866
Gralha Azul	294.069	2.600.532	2.894.601	292.716	2.557.155	2.849.871
Asa Branca	82.934	1.894.103	1.977.037	82.950	1.729.115	1.812.065
Graúna	12.744	288.695	301.439	12.747	231.484	244.231
Gavião Real	7.245	87.776	95.021	7.246	86.890	94.136
	784.226	9.019.538	9.803.764	783.178	8.710.991	9.494.169

b) Mutação do ativo de contrato

	Consolidado					
	Novo Estado	Gralha Azul	Asa Branca	Graúna	Gavião Real	Total
Saldos em 31.12.2025	4.493.866	2.849.871	1.812.065	244.231	94.136	9.494.169
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	-	18.081	134.966	53.529	-	206.576
Perdas por ineficiência na construção	-	(4.553)	-	-	-	(4.553)
Juros	55.396	46.955	23.810	3.252	1.325	130.738
Varição monetária	87.244	61.187	27.583	3.701	1.435	181.150
Recebimentos RAP construção	(100.840)	(76.940)	(21.387)	(3.274)	(1.875)	(204.316)
Saldos em 31.03.2026	4.535.666	2.894.601	1.977.037	301.439	95.021	9.803.764

	Consolidado					
	Novo Estado	Gralha Azul	Asa Branca	Gavião Real	Graúna	Total
Saldos em 31.12.2024	4.345.522	2.700.947	491.128	89.012	47.813	7.674.422
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	-	1.349	351.302	-	2.454	355.105
Juros	55.892	46.142	7.796	1.307	644	111.781
Varição monetária	109.273	73.307	12.381	1.845	985	197.791
Recebimentos RAP construção	(89.986)	(68.491)	-	(1.780)	-	(160.257)
Saldos em 31.03.2025	4.420.701	2.753.254	862.607	90.384	51.896	8.178.842

c) Perfil de realização do ativo de contrato apresentado no ativo não circulante

	Consolidado					
	Novo Estado	Gralha Azul	Asa Branca	Graúna	Gavião Real	Total
Abril a dezembro 2027	1.760	119.636	43.278	1.857	2.511	169.042
2028	145.227	121.509	71.871	10.613	3.430	352.650
2029	196.136	123.382	72.398	10.613	3.513	406.042
2030	199.418	123.382	72.925	10.676	3.513	409.914
2031	199.418	123.382	72.925	10.740	3.513	409.978
2032 a 2036	990.854	611.926	361.237	53.481	17.320	2.034.818
2037 a 2054	2.415.619	1.377.315	1.199.469	190.715	53.976	5.237.094
	4.148.432	2.600.532	1.894.103	288.695	87.776	9.019.538

NOTA 8. OUTROS ATIVOS

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2026	31.12.2025	31.03.2026	31.12.2025
Alienação de subsidiária	468.194	462.625	468.194	462.625
Imposto de renda e contribuição social diferidos ¹	-	-	132.827	98.608
Despesas pagas antecipadamente	62.568	83.215	89.335	138.764
Estoques	27.468	26.674	82.838	81.120
Alienações e serviços em curso	44.910	41.410	66.998	50.295
Prêmio de riscos a apropriar - repactuação do risco hidrológico	43.954	46.828	50.834	54.282
Créditos fiscais a recuperar	289	289	49.986	44.051
Indenizações	-	-	45.727	45.727
Crédito de Imposto de renda e contribuição social	1.138	9.370	44.272	49.694
Adiantamento a fornecedores	11.522	12.087	18.392	12.087
Adiantamento a empregados	16.773	11.313	17.323	11.651
Indenização de seguros	-	-	14.595	9.353
Contas a receber de clientes ²	740	748	7.811	7.841
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica ³	5.762	6.056	5.762	6.056
Outros valores a receber	16.836	58.313	91.394	89.169
	700.154	758.928	1.186.288	1.161.323
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante	163.301	216.995	369.450	375.519
Ativo não circulante	536.853	541.933	816.838	785.804
	700.154	758.928	1.186.288	1.161.323

(1) Mais informações vide Nota 18 - Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos.

(2) Mais informações vide Nota 4 - Contas a receber de clientes.

(3) Mais informações vide Nota 17 - Provisões.

a) Alienação de subsidiária

O aumento é decorrente de juros e variação monetária oriundos da alienação da subsidiária Pampa Sul, cuja expectativa de recebimento do montante apresentado no ativo não circulante é em 2027, data limite estabelecida em SPA.

NOTA 9. INVESTIMENTOS

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2026	31.12.2025	31.03.2026	31.12.2025
Participações societárias permanentes				
Valor patrimonial do investimento ¹	25.951.438	25.201.810	1.252.583	1.061.815
Mais valia na aquisição de investimentos	781.888	792.342	-	-
Ágio por expectativa de rentabilidade futura	93.505	93.505	93.505	93.505
	26.826.831	26.087.657	1.346.088	1.155.320

(1) Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial.

b) Mutação dos investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial

	Controladora						Saldos em 31.03.2026
	Saldos em 31.12.2025	Aumento de capital e AFAC	Equivalência patrimonial	Dividendos	ORA ¹	Reservas de capital ²	
Controladas							
ECP ³	15.523.825	29.874	222.529	-	-	19.800	15.796.028
ETP ⁴	3.724.584	137.785	136.297	-	(1.111)	-	3.997.555
Jaguara ⁵	1.943.590	-	80.836	-	-	-	2.024.426
Miranda ⁶	1.178.559	1.190	50.568	-	-	-	1.230.317
Jari ⁷	1.096.664	-	38.913	(93.766)	-	-	1.041.811
Cachoeira Caldeirão ⁸	352.370	-	(12.200)	-	-	-	340.170
EBC ⁹	80.037	-	(28.063)	-	-	-	51.974
Outros	62.470	-	(27.434)	-	-	-	35.036
Operação em conjunto							
Itasa ¹⁰	177.896	-	3.642	-	-	-	181.538
Empreendimento controlado em conjunto							
TAG ¹¹	1.061.815	-	133.418	(15.750)	73.100	-	1.252.583
	25.201.810	168.849	598.506	(109.516)	71.989	19.800	25.951.438

(1) Equivalência patrimonial de outros resultados abrangentes (*hedge* de fluxo de caixa). Mais informações vide NE 13 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros.

(2) Mais informações vide NE 20 – Patrimônio Líquido.

(3) ENGIE Brasil Energias Complementares Participações.

(4) ENGIE Transmissão de Energia Participações.

(5) Companhia Energética Jaguará.

(6) Companhia Energética Miranda.

(7) Companhia Energética do Jari. Mais informações vide item "d.1" desta nota.

(8) Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão. Mais informações vide item "d.1" desta nota.

(9) ENGIE Brasil Energia Comercializadora.

(10) Itá Energética é uma operação em conjunto, sendo reconhecida pelo método de equivalência na controladora. No consolidado, os ativos, os passivos, as receitas e as despesas da citada operação em conjunto são reconhecidas de forma proporcional à participação no negócio.

(11) Transportadora Associada de Gás, é uma controlada em conjunto e, portanto, não consolidada pela Companhia.

	Controladora					Saldos em 31.03.2025
	Saldos em 31.12.2024	Aumento de capital	Equivalência patrimonial	Dividendos	ORA	
Controladas						
ECP	14.025.819	629.460	210.287	-	(46.694)	14.818.872
ETP II	2.323.416	308.213	137.809	-	-	2.769.438
Jaguara	1.842.370	-	79.089	-	-	1.921.459
CEE	1.562.352	-	90.198	-	-	1.652.550
Miranda	1.135.232	-	50.490	-	-	1.185.722
EBC	80.038	-	(3.816)	-	-	76.222
Outros	112.401	11.700	14.835	-	-	138.936
Operação em conjunto						
Itasa	177.350	-	3.196	-	-	180.546
Empreendimento controlado em conjunto						
TAG	1.157.120	-	166.779	(157.500)	89.964	1.256.363
	22.416.098	949.373	748.867	(157.500)	43.270	24.000.108

b.1) Informações das principais controladas

As principais informações sobre as controladas estão apresentadas a seguir:

	31.03.2026					1º trimestre de 2026	
	Participação (%)	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido ajustado ¹	Capital Social	Receita líquida	Lucro líquido (prejuízo) ajustado ¹
ECP	99,99	25.224.574	9.142.805	16.993.469	14.826.253	965.236	263.105
ETP	99,99	10.602.369	6.614.107	3.997.555	3.497.099	541.395	136.297
Jaguara	99,99	2.964.816	940.390	2.024.426	882.644	151.889	80.836
Miranda	99,99	1.793.170	562.853	1.230.317	599.468	98.695	50.568
Jari	100	1.702.477	660.666	1.041.811	650.824	106.963	38.913
Cachoeira Caldeirão	100	1.113.171	773.001	340.170	728.600	56.886	(12.200)
EBC	99,99	795.765	743.791	51.974	80.038	1.128.673	(28.063)
Operação em conjunto							
Itasa	48,75	397.096	24.711	372.385	350.136	49.917	7.472
Empreendimento controlado em conjunto							
TAG	17,50	31.645.948	24.488.333	7.157.615	254.699	2.073.881	762.931

(1) Mais informações vide item "b.1.2" desta nota.

b.1.1) Acionistas não controladores

Abaixo segue conciliação da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido e resultado do período da ECP:

	Acionistas não controladores				
	% não controlador	Patrimônio líquido		Lucro líquido (prejuízo)	
		31.03.2026	31.12.2025	1º Trimestre de 2026	1º Trimestre de 2025
Maracanã	12,34%	1.161.541	1.120.357	41.085	58.130
Lar do Sol	10,00%	35.900	36.408	(509)	(659)
Ibitiúva ¹	5,00%	-	-	-	175
Total		1.197.441	1.156.765	40.576	57.646

(1) Em 01.10.2025, foi encerrada a operação de transferência de 95% das ações da usina de cogeração da biomassa Ibitiúva Bioenergética, para a Tereos, não fazendo mais parte do portfólio da Companhia a partir desta data. A operação não gerou impactos financeiros relevantes para as demonstrações financeiras da Companhia.

b.1.2) Valores capitalizados

No quadro de "Informações das principais controladas", os montantes de "Patrimônio líquido ajustado" e de "Lucro líquido (prejuízo) ajustado" contemplam os itens descritos abaixo.

b.1.2.1) Empréstimos, financiamentos e debêntures

A ENGIE Brasil Energia captou recursos por meio de empréstimos e debêntures para a construção dos Conjuntos Eólicos Campo Largo, Umburanas – Fase I, Campo Largo II, Serra do Assuruá, Santo Agostinho – Fase I, Conjunto Fotovoltaico Assú Sol e da Usina Fotovoltaica Assú V, investimentos que são parte da ECP. Os juros sobre essas dívidas são capitalizados durante o período de construção das Usinas nas demonstrações financeiras consolidadas e reconhecidos no resultado de equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras da controladora. Após a entrada em operação comercial os valores capitalizados são amortizados no período correspondente a amortização dos ativos imobilizados.

Os efeitos destes itens na controladora estão apresentados no quadro abaixo:

	Custo da dívida capitalizado, líquido de amortização			
	Patrimônio líquido		Lucro líquido	
	31.03.2026	31.12.2025	1º Trimestre de 2026	1º Trimestre de 2025
ECP	911.700	903.991	7.709	86.649

b.1.2.2) Ações preferenciais resgatáveis

No ano de 2020, a ETP emitiu ações preferenciais resgatáveis e o custo dessa emissão foi pago pela sua controladora ENGIE Brasil Energia, no valor de R\$ 15.250. Esse custo foi capitalizado nas demonstrações financeiras consolidadas e reconhecido no resultado de equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras da controladora e será amortizado linearmente até o resgate das ações. Em 31.03.2026, o total do montante capitalizado era de R\$ 9.293 (R\$ 9.564 em 31.12.2025). O montante de amortização reconhecido em no 1º trimestre de 2026 e 2025 foi de R\$ 271.

c) Informações sobre as subsidiárias

c.1) ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP")

A Companhia mantém, por meio de sua controlada ECP, uma opção de compra da totalidade das ações preferenciais da Maracanã Geração de Energia e Participações S.A. ("Maracanã"), adquiridas pelo acionista minoritário em 2024, a qual pode ser exercida entre o terceiro e décimo segundo ano contado da assinatura do acordo. Esta opção tem sua mensuração baseada em dados não observáveis, visto que o preço de compra é calculado pelo valor do investimento atualizado pela variação da taxa DI + 0.30% a.a. e descontado dos rendimentos recebidos pelo acionista minoritário. O valor estimado da opção não possuía vantagem financeira direta em 31.03.2026 e, por este motivo, não foi contabilizada o valor desta opção.








d) Aquisições de subsidiárias

d.1) Companhia Energética do Jari e Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão

Em 31.03.2026, a Companhia continua no processo de avaliação do valor justo dos ativos e dos passivos adquiridos conforme as regras de combinação de negócios e os saldos iniciais podem mudar caso novas informações venham a surgir.

NOTA 10. IMOBILIZADO

IMOBILIZADO

	Taxa média de depreciação			Taxa média de depreciação	
	Controladora	Consolidado		Controladora	Consolidado
 Máquinas e equipamentos	3,4%	3,7%	 Móveis e utensílios	6,3%	6,3%
 Reservatórios, barragens e adutoras	2,6%	2,6%	 Veículos	14,3%	14,2%
 Edificações e benfeitorias	2,8%	3,1%	 Obrigações especiais	4,6%	4,6%
 Direito de uso de arrendamento	6,7%	3,5%			

a) Composição

	Controladora					
	31.03.2026			31.12.2025		
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço						
Máquinas e equipamentos	5.428.800	(3.510.935)	1.917.865	5.417.321	(3.476.242)	1.941.079
Reservatórios, barragens e adutoras	6.769.328	(4.863.369)	1.905.959	6.764.206	(4.828.139)	1.936.067
Edificações e benfeitorias	1.338.332	(1.043.135)	295.197	1.335.286	(1.036.226)	299.060
Direito de uso de arrendamentos	101.592	(42.064)	59.528	101.418	(41.007)	60.411
Móveis e utensílios	10.158	(6.379)	3.779	10.027	(6.280)	3.747
Veículos	2.069	(1.810)	259	2.069	(1.786)	283
Obrigações especiais	(42.470)	17.709	(24.761)	(42.470)	17.254	(25.216)
	13.607.809	(9.449.983)	4.157.826	13.587.857	(9.372.426)	4.215.431
Em curso						
Máquinas e equipamentos	46.417	-	46.417	53.548	-	53.548
Edificações e benfeitorias	404	-	404	3.197	-	3.197
Reservatórios, barragens e adutoras	7.232	-	7.232	11.805	-	11.805
Adiantamentos a fornecedores	855	-	855	1.195	-	1.195
Aquisições a ratear	3.158	-	3.158	2.567	-	2.567
	58.066	-	58.066	72.312	-	72.312
	13.665.875	(9.449.983)	4.215.892	13.660.169	(9.372.426)	4.287.743
	Consolidado					
	31.03.2026			31.12.2025		
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço						
Máquinas e equipamentos	28.203.138	(7.313.836)	20.889.302	26.195.946	(7.075.589)	19.120.357
Reservatórios, barragens e adutoras	7.861.791	(5.280.320)	2.581.471	7.856.343	(5.236.173)	2.620.170
Edificações e benfeitorias	2.882.075	(1.457.498)	1.424.577	2.550.476	(1.438.786)	1.111.690
Direito de uso de arrendamentos	473.347	(87.555)	385.792	469.026	(83.167)	385.859
Móveis e utensílios	16.781	(7.713)	9.068	14.840	(7.469)	7.371
Veículos	9.978	(6.330)	3.648	9.978	(6.116)	3.862
Obrigações especiais	(42.470)	17.709	(24.761)	(42.470)	17.254	(25.216)
	39.404.640	(14.135.543)	25.269.097	37.054.139	(13.830.046)	23.224.093
Em curso						
Máquinas e equipamentos	2.324.000	-	2.324.000	3.406.592	-	3.406.592
Edificações e benfeitorias	97.625	-	97.625	339.620	-	339.620
Reservatórios, barragens e adutoras	7.232	-	7.232	11.805	-	11.805
Adiantamentos a fornecedores	19.557	-	19.557	20.585	-	20.585
Aquisições a ratear	629.729	-	629.729	1.565.194	-	1.565.194
	3.078.143	-	3.078.143	5.343.796	-	5.343.796
	42.482.783	(14.135.543)	28.347.240	42.397.935	(13.830.046)	28.567.889

b) Mutação do ativo imobilizado

Controladora								
	Máquinas e equipamentos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Direito de uso de arrendamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldos em 31.12.2025	1.941.079	1.936.067	299.060	60.411	4.030	72.312	(25.216)	4.287.743
Ingressos ¹	-	-	-	-	-	6.199	-	6.199
Remensuração	-	-	-	174	-	-	-	174
Transferências	12.594	4.786	2.909	-	156	(20.445)	-	-
Baixas	(375)	(56)	-	-	-	-	-	(431)
Depreciação	(35.433)	(34.838)	(6.772)	(1.057)	(148)	-	455	(77.793)
Saldos em 31.03.2026	1.917.865	1.905.959	295.197	59.528	4.038	58.066	(24.761)	4.215.892

(1) Os ingressos referem-se, principalmente: (i) R\$ 1.417 à manutenção do sistema de digital de supervisão e controle da UHE Cana Brava; e (ii) R\$939 à aquisição de Nobreak.

Controladora								
	Máquinas e equipamentos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Direito de uso de arrendamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldos em 31.12.2024	1.435.317	1.205.398	298.099	58.574	3.936	109.804	(27.035)	3.084.093
Ingressos	-	-	-	-	-	24.310	-	24.310
Transferências	44.609	(423)	(223)	-	6	(43.969)	-	-
Baixas	(1.290)	-	-	-	(22)	-	(1)	(1.313)
Depreciação	(29.515)	(28.510)	(7.383)	(1.909)	(131)	-	456	(66.992)
Saldos em 31.03.2025	1.449.121	1.176.465	290.493	56.665	3.789	90.145	(26.580)	3.040.098

	Consolidado							Total
	Máquinas e equipamentos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Direito de uso de arrendamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	
Saldos em 31.12.2025	19.120.357	2.620.170	1.111.690	385.859	11.233	5.343.796	(25.216)	28.567.889
Ingressos ¹	-	-	-	4.146	-	42.742	-	46.888
Ingresso - Provisão de desmobilização	-	-	-	-	-	19.196	-	19.196
Remensuração	-	-	-	175	-	-	-	175
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	-	21.876	-	21.876
Transferências	2.010.955	5.111	331.478	-	1.923	(2.349.467)	-	-
Baixas	(1.937)	(56)	-	-	(4)	-	-	(1.997)
Depreciação	(240.073)	(43.754)	(18.591)	(4.388)	(436)	-	455	(306.787)
Saldos em 31.03.2026	20.889.302	2.581.471	1.424.577	385.792	12.716	3.078.143	(24.761)	28.347.240

(1) Os ingressos referem-se, principalmente: (i) R\$ 14.773 à construção do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii) R\$ 5.935 à aquisição de banco de capacitores para o Conjunto Fotovoltaico Sertão Solar Barreiras; e (iii) R\$ 5.856 à modernização da UHE Jaguará.

	Consolidado							Total
	Máquinas e equipamentos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Direito de uso de arrendamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	
Saldos em 31.12.2024	15.010.465	2.215.934	702.177	329.310	8.692	6.946.994	(27.035)	25.186.537
Ingressos	-	-	-	-	-	624.679	-	624.679
Ingresso - Provisão de desmobilização	-	-	-	-	-	20.831	-	20.831
Remensuração	-	-	-	6.337	-	-	-	6.337
Aquisição de subsidiária	(16.552)	-	-	-	-	-	-	(16.552)
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	-	141.264	-	141.264
Transferências	2.383.519	(53.525)	5.278	-	821	(2.336.093)	-	-
Baixas	(3.570)	-	-	-	(38)	-	-	(3.608)
Depreciação	(196.309)	(39.978)	(13.291)	(4.647)	(977)	-	455	(254.747)
Saldos em 31.03.2025	17.177.553	2.122.431	694.164	331.000	8.498	5.397.675	(26.580)	25.704.741

NOTA 11. INTANGÍVEL
**INTANGÍVEL
CONTROLADORA**


Direito de extensão de concessão

até 2048


Direito de uso de ativos

até 2036
**INTANGÍVEL
CONSOLIDADO**


Direito de extensão de concessão

até 2048


Direitos de projetos - Solar em operação

até 2057


Bonificação pela outorga Usinas cotistas

até 2048


Direito de projetos - Novo Estado

até 2048


Direitos de projetos - Eólicos em operação

até 2056


Direito de uso de ativos

até 2048


Direito de projetos - ENGIE Brasil Solar I

até 2053
a) Composição

	Controladora					
	31.03.2026			31.12.2025		
	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de extensão de concessão ¹	2.616.886	(673.310)	1.943.576	2.616.886	(638.808)	1.978.078
Direito de uso de ativos	380.183	(215.087)	165.096	376.937	(206.788)	170.149
	2.997.069	(888.397)	2.108.672	2.993.823	(845.596)	2.148.227

(1) Os direitos de extensão de concessão provenientes de consórcios serão amortizados no período de extensão de forma a refletir o padrão de consumo dos benefícios econômicos futuros.

	Consolidado					
	31.03.2026			31.12.2025		
	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de extensão de concessão ¹	2.651.477	(679.857)	1.971.620	2.651.477	(645.019)	2.006.458
Bonificação pela outorga - Usinas cotistas						
Jaguara	620.327	(173.624)	446.703	620.327	(168.467)	451.860
Miranda	411.223	(115.098)	296.125	411.223	(111.679)	299.544
	1.031.550	(288.722)	742.828	1.031.550	(280.146)	751.404
Direitos de projetos - em operação						
Eólicos em operação	426.532	(34.856)	391.676	392.658	(31.524)	361.134
Solar em operação	57.248	(6.252)	50.996	35.829	(5.949)	29.880
Sistema de transmissão Novo Estado	236.021	(29.036)	206.985	236.021	(26.682)	209.339
	719.801	(70.144)	649.657	664.508	(64.155)	600.353
Direitos de projetos - em desenvolvimento						
Eólicos em construção / desenvolvimento	44.156	-	44.156	78.030	-	78.030
Solar em construção / desenvolvimento	18.368	-	18.368	39.787	-	39.787
	62.524	-	62.524	117.817	-	117.817
	782.325	(70.144)	712.181	782.325	(64.155)	718.170
Direito de uso de ativos	2.532.629	(656.977)	1.875.652	2.522.369	(628.847)	1.893.522
	6.997.981	(1.695.700)	5.302.281	6.987.721	(1.618.167)	5.369.554

(1) Os direitos de extensão de concessão provenientes de consórcios serão amortizados no período de extensão de forma a refletir o padrão de consumo dos benefícios econômicos futuros.

b) Mutação do ativo intangível

	Controladora		
	Direito de extensão de concessão	Direito de uso de ativos	Total
Saldos em 31.12.2025	1.978.078	170.149	2.148.227
Ingresso	-	3.246	3.246
Amortização	(34.502)	(8.299)	(42.801)
Saldos em 31.03.2026	1.943.576	165.096	2.108.672

	Controladora		
	Direito de extensão de concessão	Direito de uso de ativos	Total
Saldos em 31.12.2024	1.912.944	158.537	2.071.481
Ingressos	-	6.269	6.269
Baixas	(42.460)	-	(42.460)
Amortização	(31.580)	(7.551)	(39.131)
Saldos em 31.03.2025	1.838.904	157.255	1.996.159

	Consolidado				
	Direito de extensão de concessão	Bonificação pela outorga	Direito de projetos	Direito de uso de ativos	Total
Saldos em 31.12.2025	2.006.458	751.404	718.170	1.893.522	5.369.554
Ingressos	-	-	-	10.260	10.260
Amortização	(34.838)	(8.576)	(5.989)	(28.130)	(77.533)
Saldos em 31.03.2026	1.971.620	742.828	712.181	1.875.652	5.302.281

	Consolidado				
	Direito de extensão de concessão	Bonificação pela outorga	Direito de projetos	Direito de uso de ativos	Total
Saldos em 31.12.2024	2.162.796	785.708	732.315	1.408.144	5.088.963
Ingressos	-	-	-	8.994	8.994
Baixas	(42.460)	-	-	(23)	(42.483)
Aquisição de subsidiárias	-	-	-	(51.623)	(51.623)
Amortização	(34.392)	(8.576)	(3.813)	(20.397)	(67.178)
Saldos em 31.03.2025	2.085.944	777.132	728.502	1.345.095	4.936.673

NOTA 12. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2026	31.12.2025	31.03.2026	31.12.2025
Fornecedores de imobilizado e intangível	12.633	11.208	375.687	335.409
Fornecedores de materiais e serviços	59.716	81.260	205.421	243.204
Energia elétrica comprada para revenda	441.238	187.044	92.572	112.062
Transações no mercado de curto prazo	5.261	-	92.926	83.104
Encargos de uso da rede elétrica	39.845	39.609	82.670	88.585
Arrendamentos a pagar	10.195	9.874	52.437	49.492
Operações de <i>trading</i>	-	-	25.020	54.027
Passivo circulante	568.888	328.995	926.733	965.883
Arrendamentos a pagar	67.925	68.584	385.014	380.960
Fornecedores de imobilizado e intangível	6.650	8.416	9.308	11.073
Fornecedores de materiais e serviços	9.327	9.059	9.327	9.059
Passivo não circulante¹	83.902	86.059	403.649	401.092
	652.790	415.054	1.330.382	1.366.975

(1) Os valores referentes aos fornecedores a pagar no longo prazo estão apresentados como parte da rubrica "Outros passivos não circulantes", vide Nota 19 - Outros passivos.

O prazo médio de pagamento da Companhia é de, aproximadamente, 28 dias e sobre os saldos não há incidência de juros, exceto por estimativas de desembolsos futuros de imobilizado, apresentadas nas rubricas de "Fornecedores de imobilizado e intangível", cuja expectativa de pagamento reflete na segregação entre circulante e não circulante.

NOTA 13. GERENCIAMENTO DE RISCOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Companhia, para conduzir com mais eficiência o processo de avaliação e monitoramento de riscos dos seus negócios, mantém o Fórum de Gerenciamento de Riscos, a quem cabe: (i) analisar e propor contribuições da Matriz de Riscos e Oportunidades; (ii) contribuir com a identificação de outros riscos e oportunidades empresariais; e (iii) aprovar proposta de Matriz de Riscos e Oportunidades a ser encaminhada para aprovação da Diretoria Executiva.

No período de três meses findo em 31.03.2026, não houve qualquer mudança nos riscos aos quais a Companhia e suas controladas estejam expostas ou na sua administração e mensuração, quando comparados aos apresentados na Nota 13 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros das demonstrações financeiras de 31.12.2025.

a) Operações de *hedge*

Os instrumentos financeiros derivativos de operações de *hedge* são estes:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2026	31.12.2025	31.03.2026	31.12.2025
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>				
Ativo não circulante				
<i>Hedge</i> de valor justo – empréstimos e debêntures	72.721	44.323	72.721	44.323
<i>Hedge</i> de fluxo de caixa – obrigações	-	-	88	-
	72.721	44.323	72.809	44.323
Posições ativas	72.721	44.323	72.809	44.323
Passivo circulante				
<i>Hedge</i> de valor justo – empréstimos e debêntures	(131.497)	(49.176)	(131.497)	(49.176)
<i>Hedge</i> de fluxo de caixa – obrigações	-	-	(137)	-
	(131.497)	(49.176)	(131.634)	(49.176)
Passivo não circulante				
<i>Hedge</i> de valor justo – empréstimos e debêntures	(162.493)	(175.992)	(162.493)	(175.992)
<i>Hedge</i> de fluxo de caixa – obrigações	-	-	(1.062)	-
	(162.493)	(175.992)	(163.555)	(175.992)
Posições passivas	(293.990)	(225.168)	(295.189)	(225.168)
Posições líquidas	(221.269)	(180.845)	(222.380)	(180.845)
<i>Hedge</i> de valor justo – empréstimos e debêntures	(221.269)	(180.845)	(221.269)	(180.845)
<i>Hedge</i> de fluxo de caixa – obrigações	-	-	(1.111)	-
Posições líquidas	(221.269)	(180.845)	(222.380)	(180.845)

a.1) Operações de *hedge* sobre empréstimo e debentures

Em 31.03.2026, a Companhia não mantinha nenhum compromisso financeiro relevante em moeda estrangeira cuja variação cambial não estivesse integralmente protegida por operação de *hedge*.

O quadro a seguir apresenta a mutação líquida das operações de *hedge* sobre empréstimos e debêntures:

	Controladora e Consolidado
Passivo em 31.12.2025	(180.845)
Juros e variações monetárias	(43.820)
Variações cambiais	(29.162)
Ajuste a valor justo por meio do resultado	(22.347)
Amortização de juros	54.905
Passivo em 31.03.2026	(221.269)
	Controladora e consolidado
Passivo em 31.12.2024	(307.426)
Juros e variações monetárias	(21.893)
Variações cambiais	(67.709)
Ajuste a valor justo por meio do resultado	81.517
Amortização de juros	23.857
Passivo em 31.03.2025	(291.654)

a.2) Operações de *hedge* de fluxo de caixa sobre obrigações

A Companhia mantinha contratado em 31.03.2026 NDFs com o objetivo de proteger a totalidade dos pagamentos futuros de *commodities* e em moeda estrangeira decorrentes dos compromissos estabelecidos nos contratos de construção do Projeto Colibri (Leilão de Transmissão nº 01/2026). Os NDFs foram contratados em 27.03.2026 e o valor nocional, em 31.03.2026, era de US\$ 2.831 (R\$ 16.853), CNH 129.603 (R\$ 116.007) e 550 toneladas de *London Metal Exchange*, os quais estão firmados com os bancos Itaú, Safra e ABC e têm seus vencimentos entre outubro de 2026 e outubro de 2028.

a.3) Perdas não realizadas em operações de *hedge* de fluxo de caixa

As perdas não realizadas em operações de *hedge* de fluxo de caixa originadas no período que estão apresentadas na “Demonstração dos resultados abrangentes” são as seguintes:

	Consolidado	
	31.03.2026	31.03.2025
<i>Hedge</i> de fluxo de caixa - obrigações	(1.111)	(46.694)
Perdas não realizadas em operações de HFC	(1.111)	(46.694)

b) Análise de sensibilidade para a exposição a riscos de taxas de juros e/ou índices flutuantes

A Companhia apresenta uma análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros expostos a riscos da variação de taxas de juros e/ou de índices flutuantes. O cenário-base provável para 31.03.2027 foi definido por meio destas premissas disponíveis no mercado (Fonte: Relatório Focus do Banco Central do Brasil):

Risco de variação das taxas de juros e índices	Varição	Cenário	Sensibilidade		
	12 meses	Provável	Provável	$\Delta + 25\%$ ¹	Administração
	31.03.2026	31.03.2027			
TJLP	9,2%	9,1%	-0,1 p.p.	2,3 p.p.	-0,4 p.p.
CDI	14,7%	12,4%	-2,3 p.p.	3,1 p.p.	0,1 p.p.
IPCA	4,1%	4,1%	-0,0 p.p.	1,0 p.p.	0,4 p.p.
IGP-M	-1,8%	4,8%	6,6 p.p.	1,2 p.p.	-1,1 p.p.

(1) A sensibilidade de 25% é calculada sobre o cenário provável de 2027, considerando um cenário pessimista (redução para ativos e aumento para passivos).

A sensibilidade provável foi calculada com base nas variações entre os índices dos últimos 12 meses, observados em 31.03.2026, e os previstos no cenário provável dos próximos 12 meses, a findar em 31.03.2027 e demonstram os eventuais impactos adicionais de 12 meses. As variações que poderão impactar o resultado consolidado, e, conseqüentemente, o patrimônio líquido nos próximos 12 meses, em comparação aos últimos 12 meses, caso tais cenários se materializem no resultado consolidado da Companhia. As demais sensibilidades apresentadas foram apuradas com base (i) na variação de 25%; e (ii) das estimativas da Administração sobre o cenário projetado, as quais correspondem a avaliação da Administração de alteração razoavelmente possível nas taxas de juros e/ou índices flutuantes para os próximos, são estas:

	Saldos em 31.03.2026	Sensibilidade		
		Provável	$\Delta + 25\%^1$	Administração
Risco de aumento (passivo)				
Empréstimos e financiamentos				
IPCA	12.713.106	4.554	(110.805)	(39.958)
Dólar – com swap para o CDI	529.279	3.132	(4.620)	(112)
TJLP	1.720.852	712	(26.966)	4.865
Debêntures				
IPCA	4.840.813	3.956	(95.777)	(34.365)
CDI	1.051.931	20.078	(29.634)	(719)
IPCA - com swap para o CDI	5.252.208	112.718	(166.716)	(4.021)
PRE – com swap para o CDI	4.580.354	96.984	(143.290)	(3.467)
Ações Preferenciais Resgatáveis				
CDI	508.223	9.800	(14.466)	(351)
Concessões a pagar (UBP)				
IPCA	3.727.626	17	(35.973)	(13.926)
IGP-M	1.403.457	(83.437)	(15.925)	13.909
Risco de redução (ativo)				
Ativo financeiro de concessão				
IPCA	3.609.721	(1.503)	(67.598)	11.434

(1) A sensibilidade de 25% é calculada sobre o cenário provável de 2027, considerando um cenário pessimista (redução para ativos e aumento para passivos).

c) Risco relacionado ao preço de energia nas operações de trading

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

	Consolidado					
	31.03.2026			31.12.2025		
	Ativo	Passivo	Ganho Líquido	Ativo	Passivo	Ganho Líquido
Classificação no balanço patrimonial						
Circulante	70.713	(69.146)	1.567	87.914	(87.336)	578
Não circulante	27.661	(24.645)	3.016	28.497	(26.674)	1.823
	98.374	(93.791)	4.583	116.411	(114.010)	2.401

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

	Consolidado
Saldo em 31.12.2025	2.401
Ganho não realizado reconhecido no período	2.182
Saldo em 31.03.2026	4.583
	Consolidado
Saldo em 31.12.2024	6.008
Perda não realizada reconhecida no período	(800)
Saldo em 31.03.2025	5.208

c.1) Análise de sensibilidade sobre as operações de trading

O principal fator de risco que impacta a precificação das operações de *trading* é a exposição aos preços de mercado da energia. No processo de tomada de decisão relacionada às atividades de *trading*, a Administração da Companhia utiliza análises de sensibilidade considerando percentis da volatilidade histórica do preço de energia para o produto. Os percentis são medidas que dividem a amostra, por ordem crescente dos dados, em 100 partes, cada uma com uma porcentagem de dados aproximadamente igual, considerando, neste caso, a volatilidade histórica do preço de cada produto de energia. Portanto, o 25º percentil (P25) e o 75º percentil (P75) determinam os 25% e 75% menores preços observados, respectivamente. A seguir são apresentadas as análises de sensibilidade considerando essa metodologia:

	Consolidado		
	31.03.2026	Cenário P25	Cenário P75
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	4.583	4.271	5.072

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

d) Risco de gerenciamento de capital

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2026	31.12.2025	31.03.2026	31.12.2025
Instrumentos de dívida	18.535.580	15.953.669	31.689.864	29.148.604
Efeitos de <i>hedge</i>	221.269	180.845	221.269	180.845
(-) Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(11.140)	(4.113)	(461.415)	(457.363)
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(3.449.016)	(829.384)	(6.465.375)	(3.358.552)
Dívida líquida	15.296.693	15.301.017	24.984.343	25.513.534
Patrimônio líquido	13.600.999	12.757.728	14.798.440	13.914.493
Endividamento total/Patrimônio líquido	1,1	1,2	1,7	1,8

A ENGIE Brasil Energia e suas controladas detêm dívidas que estipulam limites máximos de endividamento da Companhia, calculados com base no Ebitda e no endividamento bruto, sendo a maior restrição estipulada nos contratos 4,5 vezes a razão entre endividamento bruto e Ebitda.

e) Risco de liquidez

No demonstrativo a seguir apresenta-se o perfil previsto de liquidação dos principais passivos financeiros da Companhia registrados em 31.03.2026. Os valores foram determinados com base nos fluxos de caixa não descontados previstos, considerando a estimativa de amortização de principal e pagamento de juros futuros, quando aplicável. Para as dívidas com juros pós-fixados, o valor foi obtido com base na curva de juros do encerramento do período.

	Controladora					Contábil
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Fluxo de caixa contratual	
Fornecedores	568.888	32.268	18.618	90.761	710.535	652.790
Concessões a pagar (UBP)	870.550	1.701.472	1.756.371	2.847.528	7.175.921	5.080.922
Taxas de juros pós-fixadas:						
Empréstimos e financiamentos ¹	848.325	567.692	541.537	2.986.912	4.944.466	3.048.250
Debêntures ¹	2.963.345	6.019.853	6.319.339	11.306.536	26.609.073	15.487.330
	5.251.108	8.321.285	8.635.865	17.231.737	39.439.995	24.269.292
	Consolidado					
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Fluxo de caixa contratual	Contábil
Fornecedores	926.733	105.849	100.318	1.010.515	2.143.415	1.330.382
Concessões a pagar (UBP)	884.198	1.728.924	1.783.823	2.981.627	7.378.572	5.131.083
Taxas de juros pós-fixadas:						
Empréstimos e financiamentos ¹	2.162.625	3.128.387	2.996.976	13.685.468	21.973.456	15.456.335
Debêntures ¹	3.407.439	6.318.087	6.427.648	11.411.894	27.565.068	15.725.306
Ações preferenciais resgatáveis	87.211	186.288	221.061	473.999	968.559	508.223
	7.468.206	11.467.535	11.529.826	29.563.503	60.029.070	38.151.329

(1) Líquidos dos efeitos do *hedge*.

f) Categoria dos instrumentos financeiros

Hierarquia	Controladora		Consolidado		
	31.03.2026	31.12.2025	31.03.2026	31.12.2025	
Ativos financeiros					
Valor justo por meio do resultado					
Aplicações financeiras	Nível 1	3.428.707	811.430	6.223.223	3.169.430
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i> de valor justo	Nível 2	72.721	44.323	72.721	44.323
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	Nível 2	-	-	98.374	116.411
Custo amortizado					
Caixa e depósitos bancários à vista	N.A.	20.309	17.954	242.152	189.122
Contas a receber de clientes	N.A.	1.078.997	692.427	1.394.159	1.330.502
Depósitos vinculados	N.A.	54.212	44.226	542.340	533.181
Ativo financeiro de concessão	N.A.	-	-	3.609.721	3.574.505
Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes					
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i> de fluxo de caixa	Nível 2	-	-	88	-
		4.654.946	1.610.360	12.182.778	8.957.474
Passivos financeiros					
Valor justo por meio do resultado					
Empréstimos em moeda estrangeira	Nível 2	529.279	555.814	529.279	555.814
Debêntures	Nível 2	9.832.562	7.756.606	9.832.562	7.756.606
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i> de valor justo	Nível 2	293.990	225.168	293.990	225.168
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	Nível 2	-	-	93.791	114.010
Custo amortizado					
Fornecedores	N.A.	652.790	415.054	1.330.382	1.366.975
Empréstimos em moeda nacional	N.A.	2.518.971	2.145.952	14.927.056	14.617.238
Ações preferenciais resgatáveis	N.A.	-	-	508.223	489.248
Debêntures	N.A.	5.654.768	5.495.297	5.892.744	5.729.698
Concessões a pagar (UBP)	N.A.	5.080.922	5.142.441	5.131.083	5.192.767
Obrigações vinculadas à aquisição de ativos ¹	N.A.	30.086	30.086	35.786	57.346
Ressarcimento às distribuidoras ¹	N.A.	-	-	510.162	477.792
Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes					
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i> de fluxo de caixa	Nível 2	-	-	1.199	-
		24.593.368	21.766.418	39.086.257	36.582.662

(1) Apresentado como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

g) Valor de mercado dos instrumentos financeiros

Nas operações envolvendo instrumentos financeiros somente foram identificadas diferenças significativas entre os valores apresentados no balanço patrimonial e os respectivos valores de mercado nos instrumentos financeiros abaixo apresentados. Essas diferenças ocorrem principalmente em virtude desses instrumentos apresentarem prazos de liquidação longos e custos diferenciados em relação às taxas de juros praticadas atualmente para contratos similares.

Na determinação dos valores de mercado foram utilizados os fluxos de caixa futuros, descontados a taxas julgadas adequadas para operações semelhantes.

	Controladora			
	31.03.2026		31.12.2025	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	2.518.971	2.557.034	2.145.952	2.180.816
Empréstimos em moeda estrangeira	529.279	529.276	555.814	555.812
Debêntures	15.487.330	15.040.057	13.251.903	12.759.499
Concessões a pagar (UBP)	5.080.922	4.726.222	5.142.441	4.769.349
	23.616.502	22.852.589	21.096.110	20.265.476

	Consolidado			
	31.03.2026		31.12.2025	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Ativo				
Ativo financeiro de concessão	3.609.721	3.392.470	3.574.505	3.348.586
	3.609.721	3.392.470	3.574.505	3.348.586
Passivos				
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	14.927.056	15.082.384	14.617.238	14.771.316
Empréstimos em moeda estrangeira	529.279	529.276	555.814	555.812
Ações preferenciais resgatáveis	508.223	523.152	489.248	504.613
Debêntures	15.725.306	15.903.428	13.486.304	13.590.782
Concessões a pagar (UBP)	5.131.083	4.824.930	5.192.767	4.866.634
	36.820.947	36.863.170	34.341.371	34.289.157

NOTA 14. INSTRUMENTOS DE DÍVIDA

Os instrumentos de dívida são compostos pelo saldo de empréstimos e financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis.

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2026	31.12.2025	31.03.2026	31.12.2025
Empréstimos e financiamentos	3.048.250	2.701.766	15.456.335	15.173.052
Debêntures	15.487.330	13.251.903	15.725.306	13.486.304
Ações preferenciais resgatáveis	-	-	508.223	489.248
	18.535.580	15.953.669	31.689.864	29.148.604
Passivo circulante	2.723.840	2.392.069	3.326.592	2.964.832
Passivo não circulante	15.811.740	13.561.600	28.363.272	26.183.772
Instrumentos de dívida	18.535.580	15.953.669	31.689.864	29.148.604

a) Composição

	Controladora					
	31.03.2026			31.12.2025		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Mensurados ao custo amortizado						
Empréstimos e financiamentos						
BNDES	109.458	2.397.302	2.506.760	93.662	2.043.713	2.137.375
Encargos	12.211	-	12.211	8.577	-	8.577
	121.669	2.397.302	2.518.971	102.239	2.043.713	2.145.952
Debêntures						
ENGIE - 6ª emissão	187.730	-	187.730	184.771	-	184.771
ENGIE - 7ª emissão	114.815	227.388	342.203	114.421	222.608	337.029
ENGIE - 9ª emissão	685.422	923.983	1.609.405	674.926	910.208	1.585.134
ENGIE - 10ª emissão	220	449.923	450.143	218	443.012	443.230
ENGIE - 11ª emissão	-	2.567.200	2.567.200	-	2.549.935	2.549.935
ENGIE - 12ª emissão	499.871	1.442.825	1.942.696	499.743	1.444.441	1.944.184
ENGIE - 13ª emissão	-	1.410.386	1.410.386	-	1.424.563	1.424.563
ENGIE - 14ª emissão	-	2.025.174	2.025.174	-	2.025.957	2.025.957
ENGIE - 15ª emissão	-	2.155.044	2.155.044	-	2.154.666	2.154.666
ENGIE - 16ª emissão	-	1.980.271	1.980.271	-	-	-
Encargos	584.834	232.244	817.078	259.937	342.497	602.434
	2.072.892	13.414.438	15.487.330	1.734.016	11.517.887	13.251.903
	2.194.561	15.811.740	18.006.301	1.836.255	13.561.600	15.397.855
Moeda estrangeira - com hedge						
Mensurados ao valor justo						
Empréstimos e financiamentos						
Scotiabank	527.284	-	527.284	550.764	-	550.764
Encargos	1.995	-	1.995	5.050	-	5.050
	529.279	-	529.279	555.814	-	555.814
Instrumentos de dívida	2.723.840	15.811.740	18.535.580	2.392.069	13.561.600	15.953.669

Os saldos dos instrumentos de dívida na controladora, líquidos dos efeitos do *hedge*, estão apresentados a seguir, conforme composição detalhada abaixo:

	Controladora					
	31.03.2026			31.12.2025		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Instrumentos de dívida	2.723.840	15.811.740	18.535.580	2.392.069	13.561.600	15.953.669
Efeitos do <i>hedge</i> (<i>swap</i>) de valor justo						
Posição ativa	-	(72.721)	(72.721)	-	(44.323)	(44.323)
Posição passiva ¹	131.497	162.493	293.990	49.176	175.992	225.168
Instrumentos de dívida líquidos dos efeitos do <i>hedge</i>	2.855.337	15.901.512	18.756.849	2.441.245	13.693.269	16.134.514

(1) A posição passiva do *hedge* está apresentada como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

	Consolidado					
	31.03.2026			31.12.2025		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Mensurados ao custo amortizado						
Empréstimos e financiamentos						
BNDES	779.018	11.965.356	12.744.374	758.186	11.673.856	12.432.042
BASA	47.341	1.310.191	1.357.532	46.487	1.322.050	1.368.537
BNB	25.411	751.416	776.827	18.811	758.010	776.821
Encargos	48.323	-	48.323	39.838	-	39.838
	900.093	14.026.963	14.927.056	863.322	13.753.916	14.617.238
Debêntures						
ENGIE – 6ª emissão	187.730	-	187.730	184.771	-	184.771
ENGIE – 7ª emissão	114.815	227.388	342.203	114.421	222.608	337.029
ENGIE – 9ª emissão	685.422	923.983	1.609.405	674.926	910.208	1.585.134
ENGIE – 10ª emissão	220	449.923	450.143	218	443.012	443.230
ENGIE – 11ª emissão	-	2.567.200	2.567.200	-	2.549.935	2.549.935
ENGIE – 12ª emissão	-	1.442.825	1.442.825	-	1.444.441	1.444.441
ENGIE – 13ª emissão	-	1.410.386	1.410.386	-	1.424.563	1.424.563
ENGIE – 14ª emissão	-	2.025.174	2.025.174	-	2.025.957	2.025.957
ENGIE – 15ª emissão	-	2.155.044	2.155.044	-	2.154.666	2.154.666
ENGIE – 16ª emissão	-	1.980.271	1.980.271	-	-	-
Jaguara – 1ª emissão	202.418	101.179	303.597	200.775	98.029	298.804
Miranda – 1ª emissão	139.886	70.528	210.414	138.759	68.369	207.128
São Pedro II - 1ª emissão	10.024	95.034	105.058	9.980	93.735	103.715
São Pedro IV - 1ª emissão	8.597	81.510	90.107	8.560	80.398	88.958
Cachoeira - 2ª emissão	35.364	106.809	142.173	35.070	105.063	140.133
Encargos	471.332	232.244	703.576	155.343	342.497	497.840
	1.855.808	13.869.498	15.725.306	1.522.823	11.963.481	13.486.304
Ações preferenciais resgatáveis	41.412	466.811	508.223	22.873	466.375	489.248
	2.797.313	28.363.272	31.160.585	2.409.018	26.183.772	28.592.790
Moeda estrangeira – com <i>hedge</i>						
Mensurados ao valor justo						
Empréstimos e financiamentos						
Scotiabank	527.284	-	527.284	550.764	-	550.764
Encargos	1.995	-	1.995	5.050	-	5.050
	529.279	-	529.279	555.814	-	555.814
Instrumentos de dívida	3.326.592	28.363.272	31.689.864	2.964.832	26.183.772	29.148.604

Os saldos dos instrumentos de dívida líquidos dos efeitos do *hedge*, estão apresentados a seguir, conforme composição detalhada abaixo:

	Consolidado					
	31.03.2026			31.12.2025		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Instrumentos de dívida	3.326.592	28.363.272	31.689.864	2.964.832	26.183.772	29.148.604
Efeitos do <i>hedge</i> (<i>swap</i>) de valor justo						
Posição ativa	-	(72.721)	(72.721)	-	(44.323)	(44.323)
Posição passiva ¹	131.497	162.493	293.990	49.176	175.992	225.168
Instrumentos de dívida líquidos dos efeitos do <i>hedge</i>	3.458.089	28.453.044	31.911.133	3.014.008	26.315.441	29.329.449

(1) A posição passiva do *hedge* está apresentada como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

b) Mutação

	Controladora			Consolidado			
	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	Total	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	APR	Total
Saldos em 31.12.2025	2.701.766	13.251.903	15.953.669	15.173.052	13.486.304	489.248	29.148.604
Ingressos	361.362	1.927.982	2.289.344	361.362	1.927.982	-	2.289.344
Juros	40.294	319.037	359.331	175.234	310.666	18.975	504.875
Variações monetárias	25.521	111.061	136.582	142.793	123.007	-	265.800
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	21.876	-	-	21.876
Variações cambiais	(29.162)	-	(29.162)	(29.162)	-	-	(29.162)
Ajuste a valor justo	5.517	(27.816)	(22.299)	5.517	(27.816)	-	(22.299)
Amortização de principal	(22.223)	-	(22.223)	(200.680)	-	-	(200.680)
Amortização de juros	(34.825)	(94.837)	(129.662)	(193.657)	(94.837)	-	(288.494)
Saldos em 31.03.2026	3.048.250	15.487.330	18.535.580	15.456.335	15.725.306	508.223	31.689.864

	Controladora			Consolidado			
	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	Total	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	APR	Total
Saldos em 31.12.2024	2.508.001	9.345.513	11.853.514	13.843.280	9.804.369	487.287	24.134.936
Ingressos	-	1.955.869	1.955.869	-	1.955.869	-	1.955.869
Juros	31.351	213.473	244.824	35.982	212.277	16.804	265.063
Variações monetárias	25.244	112.472	137.716	159.612	131.928	-	291.540
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	141.264	-	-	141.264
Variações cambiais	(67.709)	-	(67.709)	(67.709)	-	-	(67.709)
Ajuste a valor justo	22.698	(5.736)	16.962	22.698	(5.736)	-	16.962
Amortização de principal	-	-	-	(151.668)	-	-	(151.668)
Amortização de juros	(6.243)	(93.875)	(100.118)	(147.726)	(93.875)	-	(241.601)
Saldos em 31.03.2025	2.513.342	11.527.716	14.041.058	13.835.733	12.004.832	504.091	26.344.656

b.1) Principais transações realizadas em 2026

b.1.1) Debêntures em moeda nacional

b.1.1.1) Emissão de novas debêntures

Em 13.03.2026, ocorreu a liquidação financeira da 16ª emissão de debêntures simples pela Controladora, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em Série Única, nos termos da Resolução CVM nº 160/2022, no montante total de R\$ 2.000.000 (R\$ 1.927.982, líquidos dos custos de emissão). A fim de proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros da emissão, a Companhia contratou 4 operações de *swap*, com os Bancos XP, Santander, *Bank of America* e Itaú, nos montantes de R\$ 700.000, R\$ 375.000, R\$ 700.000 e R\$ 225.000, respectivamente. Os recursos provenientes dessa emissão de debêntures serão destinados à execução do plano de investimentos da Companhia e à formação de capital de giro. Esta emissão foi classificada como Debêntures Verdes, alinhada ao *Green Finance Framework* e respaldada por seu respectivo *Second Party Opinion*.

Debênture	Valor	Quantidade	Condições de pagamento			
			Remuneração (a.a.)	Vencimento	Principal	Juros
16ª Emissão - Série 1	2.000.000	2.000.000	IPCA + 6,2474% com <i>swaps</i> para CDI - 1,57% (taxa ponderada)	02.2038	3 parcelas anuais a partir de 02.2036	Anuais a partir de 02.2028

b.1.2) Financiamentos em moeda nacional

b.1.2.1) Liberação de financiamentos

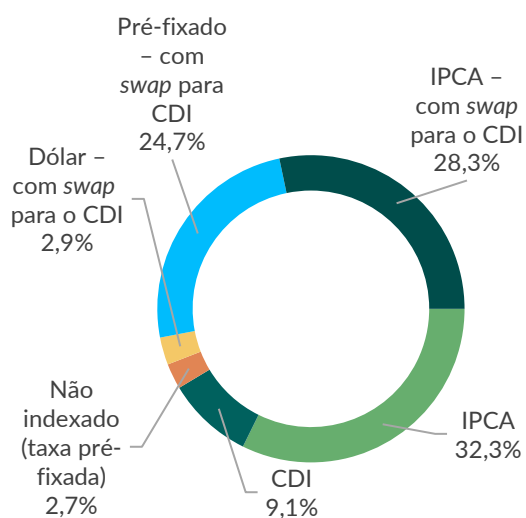
Em janeiro de 2026, foi liberado o montante de R\$ 5.000 (R\$ 4.831 líquidos dos custos de captação) para a controladora, referente ao financiamento com o BNDES, contratado em 2022. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção do Conjunto Eólico Serra do Assuruá.

Adicionalmente, em fevereiro de 2026, foi liberado o montante de R\$ 360.000 (R\$ 356.531, líquidos dos custos de captação) para a controladora, referente ao financiamento com o BNDES, contratado em 2024. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol.

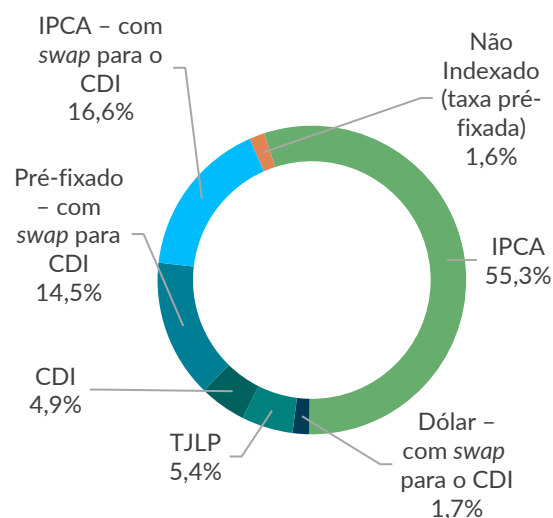
c) Composição dos instrumentos de dívidas por indexadores e moeda

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2026	31.12.2025	31.03.2026	31.12.2025
Empréstimos e Financiamentos				
Moeda nacional				
TJLP	-	-	1.720.852	1.753.045
IPCA	2.025.873	1.918.163	12.713.106	12.636.404
Não indexado (taxa pré-fixada)	493.098	227.789	493.098	227.789
Moeda estrangeira - com hedge				
Dólar - com <i>swap</i> para o CDI	529.279	555.814	529.279	555.814
	3.048.250	2.701.766	15.456.335	15.173.052
Debêntures				
IPCA	3.974.775	3.874.532	4.840.813	4.715.466
CDI	1.679.993	1.620.765	1.051.931	1.014.232
IPCA - com <i>swap</i> para o CDI	5.252.208	3.173.758	5.252.208	3.173.758
PRE - com <i>swap</i> para o CDI	4.580.354	4.582.848	4.580.354	4.582.848
	15.487.330	13.251.903	15.725.306	13.486.304
Ações Preferenciais Resgatáveis				
CDI	-	-	508.223	489.248
	18.535.580	15.953.669	31.689.864	29.148.604

Controladora



Consolidado



d) Vencimentos dos instrumentos de dívida apresentados no passivo não circulante

Controladora

	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	Instrumentos de dívida	Efeitos de hedge	Instrumentos de dívida líquidos de hedge
Abril a dezembro de 2027	86.044	1.019.284	1.105.328	78.036	1.183.364
2028	116.292	1.180.659	1.296.951	55.025	1.351.976
2029	118.239	1.167.817	1.286.056	31.320	1.317.376
2030	120.372	1.464.828	1.585.200	63.926	1.649.126
2031	122.709	1.420.102	1.542.811	(33.096)	1.509.715
2032 a 2036	657.178	5.394.220	6.051.398	(70.582)	5.980.816
2037 a 2041	678.238	1.513.639	2.191.877	(34.857)	2.157.020
2042 a 2046	483.193	253.889	737.082	-	737.082
2047 a 2048	15.037	-	15.037	-	15.037
Total	2.397.302	13.414.438	15.811.740	89.772	15.901.512

Consolidado

	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	APR	Instrumentos de dívida	Efeitos de hedge	Instrumentos de dívida líquidos de hedge
Abril a dezembro de 2027	658.768	1.237.567	11.196	1.907.531	78.036	1.985.567
2028	897.145	1.227.992	28.262	2.153.399	55.025	2.208.424
2029	912.178	1.215.941	40.762	2.168.881	31.320	2.200.201
2030	926.004	1.510.400	50.762	2.487.166	63.926	2.551.092
2031	907.419	1.442.406	80.762	2.430.587	(33.096)	2.397.491
2032 a 2036	4.536.877	5.467.664	255.067	10.259.608	(70.582)	10.189.026
2037 a 2041	3.480.101	1.513.639	-	4.993.740	(34.857)	4.958.883
2042 a 2046	1.691.463	253.889	-	1.945.352	-	1.945.352
2047 a 2048	17.008	-	-	17.008	-	17.008
Total	14.026.963	13.869.498	466.811	28.363.272	89.772	28.453.044

e) Compromissos contratuais (covenants)

Não houve alteração nos compromissos financeiros contratuais (covenants) quando comparados aos apresentados na Nota 14 – Instrumentos de dívida das demonstrações financeiras de 31.12.2025. Os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos e financiamentos não geraram inadimplemento pela Companhia e suas controladas. Os compromissos são apurados anualmente, conforme estabelecido nestes contratos, exceto os contratos da controladora, os quais são apurados trimestralmente.

NOTA 15. CONCESSÕES A PAGAR (UBP)

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2026	31.12.2025	31.03.2026	31.12.2025
Usina Hidrelétrica Cana Brava	3.011.724	3.042.031	3.011.724	3.042.031
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	1.369.082	1.400.554	1.369.082	1.400.554
Usina Hidrelétrica São Salvador	635.832	635.665	635.832	635.665
Usina Hidrelétrica Estreito	64.284	64.191	64.284	64.191
Usina Hidrelétrica Jari	-	-	34.375	34.681
Usina Hidrelétrica Cachoeira Caldeirão	-	-	15.786	15.645
	5.080.922	5.142.441	5.131.083	5.192.767
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	837.187	831.614	841.528	835.932
Passivo não circulante	4.243.735	4.310.827	4.289.555	4.356.835
	5.080.922	5.142.441	5.131.083	5.192.767

b) Mutação das concessões a pagar

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2025	5.142.441	5.192.767
Atualização do valor presente	115.531	116.260
Variações monetárias	40.817	41.040
Amortizações	(217.867)	(218.984)
Saldos em 31.03.2026	5.080.922	5.131.083

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2024	5.304.952	5.369.104
Atualização do valor presente	120.230	121.412
Variações monetárias	89.764	91.327
Amortizações	(206.246)	(208.385)
Saldos em 31.03.2025	5.308.700	5.373.458

c) Vencimentos das concessões a pagar apresentadas no passivo não circulante

	Controladora	Consolidado
Abril a dezembro 2027	584.715	587.797
2028	719.680	723.555
2029	656.882	660.506
2030	599.579	602.968
2031	547.324	550.493
2032 a 2036	1.118.612	1.131.626
2037 a 2048	16.943	32.610
Concessões a pagar	4.243.735	4.289.555

NOTA 16. OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIOS DE APOSENTADORIA

a) Composição

	Controladora e Consolidado					
	31.03.2026			31.12.2025		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Obrigações contratadas	35.729	197.914	233.643	34.924	204.978	239.902
Contribuição e custo do serviço corrente	46	-	46	46	-	46
Déficit não contratado	5.614	10.876	16.490	4.776	10.850	15.626
Passivo atuarial registrado	41.389	208.790	250.179	39.746	215.828	255.574

As obrigações com benefícios de aposentadorias reconhecidas no balanço patrimonial estão parcialmente cobertas por obrigações contratadas e/ou reconhecidas por meio de instrumento de confissão de dívida e de termo de acordo firmados pela Companhia com a respectiva Fundação.

A expectativa de liquidação dos valores contratados apresentados no passivo não circulante é esta:

	Controladora e Consolidado
	PREVIG
Abril a dezembro de 2027	27.461
2028	39.130
2029	38.472
2030	20.936
2031	18.324
2032 a 2035	53.591
	197.914

b) Mutação das obrigações com benefícios de aposentadoria

	Plano PREVIG BD-2	GC	Total
Passivo registrado em 31.12.2025	253.023	2.551	255.574
Contribuição e custo do serviço corrente	-	47	47
Pagamentos de obrigações contratadas	(12.366)	(94)	(12.460)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	6.946	72	7.018
Passivo registrado em 31.03.2026	247.603	2.576	250.179

	Planos		GC	Total
	PREVIG BD-2	PREVIG BD-1		
Passivo registrado em 31.12.2024	261.862	46	2.353	264.261
Contribuição e custo do serviço corrente	-	-	49	49
Pagamentos de obrigações contratadas	(11.906)	-	-	(11.906)
Juros líquidos sobre passivo atuarial líquido	8.672	-	62	8.734
Passivo registrado em 31.03.2025	258.628	46	2.464	261.138

NOTA 17. PROVISÕES

a) Composição das provisões

A composição das contingências de riscos prováveis de desembolso futuro e das provisões de desmobilização de ativos de geração é esta:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2026	31.12.2025	31.03.2026	31.12.2025
Cíveis				
Desapropriações e servidões administrativas	25.113	24.313	60.949	53.280
Ambientais	29.627	28.277	29.627	28.277
Benefícios de aposentadoria	4.408	4.270	4.408	4.270
Ações diversas	11.312	11.259	68.639	57.714
	70.460	68.119	163.623	143.541
Fiscais				
ICMS sobre venda de energia elétrica	5.762	6.056	5.762	6.056
Ações diversas	14.063	13.794	70.251	70.756
	19.825	19.850	76.013	76.812
Trabalhistas	33.268	32.075	33.612	32.410
Desmobilização de ativos de geração	-	-	480.433	455.868
	123.553	120.044	753.681	708.631
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	5.531	5.531	5.843	5.838
Passivo não circulante	118.022	114.513	747.838	702.793
	123.553	120.044	753.681	708.631

b) Riscos possíveis e remotos

b.1) Riscos possíveis

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2026	31.12.2025	31.03.2026	31.12.2025
Fiscais	1.942.992	1.904.232	2.041.023	1.941.545
PIS/Cofins sobre reembolso de combustível	965.303	947.253	965.303	947.253
Contingências vinculadas a subsidiária alienada	744.761	727.682	744.761	727.682
Créditos extemporâneos de PIS/Cofins	101.696	100.136	101.696	100.136
Denúncia espontânea	14.085	13.945	14.085	13.945
Outros	117.147	115.216	215.178	152.529
Cíveis	65.238	60.458	82.278	74.285
Trabalhistas	185.683	180.845	185.776	180.933
	2.193.913	2.145.535	2.309.077	2.196.763

No período de três meses findo em 31.03.2026, não houve atualizações significativas nos principais processos avaliados como sendo de risco possível, os quais estão apresentados na Nota 17 – Provisões e depósitos judiciais, das demonstrações financeiras de 31.12.2025.

b.2) Riscos remotos

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2026	31.12.2025	31.03.2026	31.12.2025
Fiscais	341.830	336.906	421.171	448.534
Cíveis	286.304	270.651	1.693.978	1.245.490
Trabalhistas	155.003	148.763	172.408	165.652
	783.137	756.320	2.287.557	1.859.676

NOTA 18. TRIBUTOS E OUTRAS OBRIGAÇÕES REGULATÓRIAS

a) Imposto de renda e contribuição social diferidos

a.1) Composição

Natureza	Controladora				
	31.03.2026			31.12.2025	
	Base de cálculo	IR	CSLL	Total	Total
Passivo:					
Repactuação do risco hidrológico	1.943.576	437.290	174.922	612.212	644.353
Depreciação acelerada	1.354.327	338.582	121.889	460.471	441.318
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	271.965	67.991	24.477	92.468	95.362
AVJ e AVM sobre debêntures	122.123	30.531	10.991	41.522	32.065
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	100.308	25.077	9.028	34.105	34.105
Encargos financeiros capitalizados	47.301	11.825	4.257	16.082	16.280
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	6.455	1.614	581	2.195	3.798
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	5.762	1.441	519	1.960	2.059
Outros	228.597	57.149	20.574	77.723	78.165
		971.500	367.238	1.338.738	1.347.505
Ativo:					
Perdas não realizadas em operações de <i>hedge</i>	220.201	55.050	19.818	74.868	60.852
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	145.439	36.360	13.090	49.450	49.450
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	106.732	26.683	9.606	36.289	34.994
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	80.315	20.079	7.228	27.307	28.582
Provisão de redução ao valor recuperável de ativos	48.894	12.224	4.400	16.624	16.624
Obrigações com benefícios de aposentadoria	16.456	4.114	1.481	5.595	5.301
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	5.762	1.441	519	1.960	2.059
Outros	168.553	42.138	15.169	57.307	51.563
		198.089	71.311	269.400	249.425
Valor líquido		773.411	295.927	1.069.338	1.098.080

Natureza	Consolidado				
	31.03.2026				31.12.2025
	Base de cálculo	IR	CSLL	Total	Total
Passivo:					
Remuneração do ativo financeiro de concessão	3.872.671	967.763	348.540	1.316.303	1.271.138
Receita/custo de construção de infraestrutura de transmissão	2.365.294	591.324	212.876	804.200	764.841
Repactuação do risco hidrológico	1.971.620	444.204	177.446	621.650	653.898
Apropriação dos encargos financeiros	1.421.966	355.492	127.977	483.469	479.834
Depreciação acelerada	1.354.327	338.582	121.889	460.471	441.318
Intangível de bonificação pela outorga	699.577	174.894	62.962	237.856	230.791
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	271.965	67.991	24.477	92.468	95.362
Valor justo de direitos de projeto adquirido	206.985	51.746	18.629	70.375	71.175
AVJ e AVM sobre debêntures	122.123	30.531	10.991	41.522	32.065
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	100.308	25.077	9.028	34.105	34.105
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	11.039	2.760	994	3.754	4.614
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	5.762	1.441	519	1.960	2.059
Outros	286.984	70.983	25.829	96.812	97.456
		3.122.788	1.142.157	4.264.945	4.178.656
Ativo:					
RBO	2.715.718	678.930	244.415	923.345	889.648
Prejuízo fiscal e base negativa de CSLL	847.161	201.979	76.244	278.223	254.196
Perdas não realizados em operações de <i>hedge</i>	220.201	55.050	19.818	74.868	60.852
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	185.307	46.327	16.678	63.005	56.114
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	162.069	40.517	14.586	55.103	55.103
Custo de gestão de infraestrutura da usina	120.091	30.023	10.808	40.831	41.272
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	80.315	20.079	7.228	27.307	28.582
Provisão de redução ao valor recuperável de ativos	48.894	12.224	4.400	16.624	16.624
Obrigações com benefícios de aposentadoria	16.456	4.114	1.481	5.595	5.301
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	5.762	1.441	519	1.960	2.059
Outros	327.574	81.893	29.482	111.375	104.691
		1.172.577	425.659	1.598.236	1.514.442
Valor líquido		1.950.211	716.498	2.666.709	2.664.214
Classificação no balanço patrimonial					
Passivo		2.045.115	754.421	2.799.536	2.762.822
Ativo ¹		(94.904)	(37.923)	(132.827)	(98.608)
Total		1.950.211	716.498	2.666.709	2.664.214

(1) Valor apresentado como parte da rubrica "Outros ativos não circulantes".

a.2) Mutação do imposto de renda e da contribuição social diferidos, líquidos

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2025	1.098.080	2.664.214
Impostos diferidos no resultado	(28.742)	2.495
Saldos em 31.03.2026	1.069.338	2.666.709
	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2024	1.148.371	2.499.203
Impostos diferidos no resultado	(32.560)	118.582
Saldos em 31.03.2025	1.115.811	2.617.785

a.3) Expectativa de realização e exigibilidade

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Abril a dezembro de 2026	68.351	58.891	174.195	213.615
2027	54.261	90.936	156.732	268.983
2028	62.652	92.182	156.715	254.639
2029	34.145	122.132	118.016	277.353
2030	30.086	118.021	100.464	272.916
2031 a 2033	7.614	393.918	180.262	790.806
2034 a 2036	(3.165)	216.333	242.515	604.177
2037 a 2039	(5.580)	83.670	124.141	775.786
2040 em diante	21.036	162.655	345.196	806.670
	269.400	1.338.738	1.598.236	4.264.945

b) Conciliação dos tributos no resultado

	Controladora					
	2026			2025		
	IR	CSLL	Total	IR	CSLL	Total
Resultado antes dos tributos	814.586	814.586	814.586	761.652	761.652	761.652
Alíquota nominal	25%	9%	34%	25%	9%	34%
Despesa às alíquotas nominais	(203.647)	(73.313)	(276.960)	(190.413)	(68.549)	(258.962)
Diferenças permanentes						
Equivalência patrimonial	149.627	53.866	203.493	187.217	67.398	254.615
Incentivos fiscais ¹	7.399	-	7.399	150	-	150
Outros	1.939	1.025	2.964	8.240	3.008	11.248
	(44.682)	(18.422)	(63.104)	5.194	1.857	7.051
Composição dos tributos no resultado						
Corrente	(65.768)	(26.078)	(91.846)	(18.699)	(6.810)	(25.509)
Diferido	21.086	7.656	28.742	23.893	8.667	32.560
	(44.682)	(18.422)	(63.104)	5.194	1.857	7.051
Alíquota efetiva²	5,5%	2,3%	7,7%	-0,7%	-0,2%	-0,9%

(1) O incentivo fiscal da redução de imposto de renda, para empreendimentos construídos em região incentivada, é reconhecido como redutor da despesa de imposto de renda e transferido da rubrica "Lucros acumulados" para "Reserva de incentivos fiscais", no patrimônio líquido.

(2) A variação da alíquota efetiva decorre, substancialmente, dos efeitos na apuração dos impostos sobre o lucro após a incorporação da Companhia Energética Estreito, ocorrida em 01.10.2025 (aumentando o resultado antes dos tributos e reduzindo a equivalência patrimonial).

	Consolidado					
	2026			2025		
	IR	CSLL	Total	IR	CSLL	Total
Resultado antes dos tributos	1.038.183	1.038.183	1.038.183	1.098.881	1.098.881	1.098.881
Alíquota nominal	25%	9%	34%	25%	9%	34%
Despesa às alíquotas nominais	(259.546)	(93.436)	(352.982)	(274.720)	(98.899)	(373.619)
Diferenças permanentes						
Equivalência patrimonial	33.355	12.008	45.363	41.695	15.010	56.705
Incentivos fiscais ¹	14.382	-	14.382	20.899	-	20.899
Varição entre bases do lucro real e presumido	14.753	4.455	19.208	8.837	1.773	10.610
Outros	23.460	4.444	27.904	7.391	5.482	12.873
	(173.596)	(72.529)	(246.125)	(195.898)	(76.634)	(272.532)
Composição dos tributos no resultado						
Corrente	(174.890)	(68.740)	(243.630)	(105.288)	(48.662)	(153.950)
Diferido	1.294	(3.789)	(2.495)	(90.610)	(27.972)	(118.582)
	(173.596)	(72.529)	(246.125)	(195.898)	(76.634)	(272.532)
Alíquota efetiva	16,7%	7,0%	23,7%	17,8%	7,0%	24,8%

(1) O incentivo fiscal da redução de imposto de renda, para empreendimentos construídos em região incentivada, é reconhecido como redutor da despesa de imposto de renda e transferido da rubrica "Lucros acumulados" para "Reserva de incentivos fiscais", no patrimônio líquido.

NOTA 19. OUTROS PASSIVOS

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2026	31.12.2025	31.03.2026	31.12.2025
Ressarcimentos às distribuidoras - Usinas Eólicas e Fotovoltaicas	-	-	510.162	477.792
Fornecedores ¹	83.902	86.059	403.649	401.092
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i> ²	293.990	225.168	295.189	225.168
Adiantamento de clientes	-	-	231.546	248.407
Obrigações com programa de P&D	25.843	20.667	46.857	39.962
Obrigações vinculadas	30.086	30.086	35.786	57.346
Dividendos e JCP não reclamados	30.211	32.830	30.211	32.830
Outras contas a pagar	25.891	29.602	97.651	115.183
	489.923	424.412	1.651.051	1.597.780
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	213.186	128.378	685.619	606.226
Passivo não circulante	276.737	296.034	965.432	991.554
	489.923	424.412	1.651.051	1.597.780

(1) Mais informações vide Nota 12 - Fornecedores.

(2) Mais informações vide Nota 13 - Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros.

a) Ressarcimentos às distribuidoras – Usinas Eólicas e Fotovoltaicas

A Companhia apresenta em seu passivo montante relativo ao mecanismo de ressarcimento previsto nos contratos de energia elétrica firmados no ACR das Usinas pertencentes aos Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo e Umburanas – Fase I, Assú V e dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu, Floresta e ENGIE Energia Solar I. Estes contratos preveem o pagamento por parte das distribuidoras de uma receita fixa, independente da geração verificada mês a mês, e posterior ressarcimento por parte da Companhia. Em 31.03.2026, as movimentações decorrem do reconhecimento de novos montantes de ressarcimento às distribuidoras, os quais foram atenuados pela realização de saldos de ressarcimento de exercícios anteriores.

b) Obrigações vinculadas à aquisição de ativos

A Companhia, por meio de suas controladas, mantinha registrados os seguintes montantes:

	Consolidado	
	31.03.2026	31.12.2025
Vinculadas à aquisição de subsidiárias		
Solairedirect ¹	-	19.800
UHE Santo Antônio do Jari	30.086	30.086
	30.086	49.886
Vinculadas à aquisição dos direitos de desenvolvimento de projetos		
Conjunto Eólico Serra do Assuruá	2.509	2.509
Conjunto Eólico Santo Agostinho	3.191	3.166
Conjunto Fotovoltaico Assú Sol	-	1.785
	5.700	7.460
	35.786	57.346

(1) Mais informações vide Nota 20 – Patrimônio Líquido.

NOTA 20. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social autorizado

A Companhia está autorizada a aumentar o seu capital social até o limite de R\$ 25 bilhões, por deliberação do Conselho de Administração, independentemente de reforma estatutária. Conforme o regulamento de listagem do Novo Mercado da B3, a Companhia não poderá emitir ações preferenciais ou partes beneficiárias.

A Companhia não possui ações em tesouraria e não efetuou transação envolvendo compra e venda de ações de sua emissão nos períodos findos em 31.03.2026 e 31.12.2025.

b) Capital social subscrito e integralizado

Em 31.03.2026 e 31.12.2025, o capital social da Companhia era de R\$ 6.863.707, totalmente subscrito e integralizado, representado por 1.142.298.836 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal.

O valor patrimonial da ação em reais, em 31.03.2026, era de R\$ 11,91 (R\$ 11,17 por ação em 31.12.2025). O quadro societário da Companhia, em 31.03.2026 e 31.12.2025, era este:

Acionistas	Lote de ações ordinárias	Participação no capital
ENGIE Brasil Participações Ltda.	784.897.107	68,71%
Banco Clássico S.A.	112.594.523	9,86%
Demais acionistas	244.807.206	21,43%
	1.142.298.836	100,00%

Em 31.03.2026 o Conselho de Administração, a Diretoria Executiva e o Conselho Fiscal detinham a quantidade de 90.632 ações da Companhia (88.232 em 31.12.2025).

c) Reservas de capital

Em 16.03.2022, após o cumprimento das condições precedentes previstas em contrato, foi concluída a operação de aquisição de 100% das ações da ENGIE Solar e da Solairedirect, empresa anteriormente detentora dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta. A operação resultou no registro do montante de R\$ 176.543 em reservas de capital, correspondentes à diferença entre o valor da contraprestação transferida e o valor contábil dos ativos e passivos transferidos. Em março de 2026, em função de acordo celebrado entre as partes, a Companhia registrou, na rubrica de outros passivos, a baixa das obrigações contratuais no valor de R\$ 19.800.

d) Ajustes de avaliação patrimonial

d.1) Custo atribuído

Conforme previsto nas normas contábeis, a Companhia reconheceu o ajuste do valor justo do ativo imobilizado na data da adoção inicial dos CPC, em 01.01.2009. A contrapartida do referido ajuste, líquido do imposto de renda e da contribuição social diferidos, foi registrada na rubrica "Ajuste de avaliação patrimonial", no patrimônio líquido. A realização dessa reserva é registrada em contrapartida da conta "Lucros acumulados", na medida em que a depreciação ou a baixa do ajuste a valor justo do imobilizado são reconhecidas no resultado da Companhia.

d.2) Outros resultados abrangentes

A conta registra as variações dos valores justos, líquidos do imposto de renda e da contribuição social diferidos das seguintes transações: (i) efeitos de mudança de participação oriunda da incorporação da Aliança pela controlada em conjunto TAG; e (ii) hedges de fluxo de caixa sobre compromissos futuros em moeda estrangeira firmados pela controlada ENGIE Transmissão de Energia Participações S.A.

NOTA 21. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A tabela a seguir apresenta a conciliação entre a receita operacional bruta e a receita operacional líquida apresentada nas demonstrações dos resultados.

	Controladora		Consolidado	
	2026	2025	2026	2025
Receita operacional bruta				
Ambiente de Contratação Regulado ¹	1.071.549	788.306	1.334.948	1.195.932
Ambiente de Contratação Livre ²	1.673.585	888.940	1.215.469	1.063.306
Transações de energia no mercado de curto prazo	23.121	2.496	263.375	24.792
Operações de <i>trading</i>	-	-	131.170	51.712
Serviços prestados	-	-	71.671	73.127
Indenizações	-	-	13.200	-
Outras receitas	23.909	25.325	26.504	13.725
	2.792.164	1.705.067	3.056.337	2.422.594
Deduções da receita operacional				
PIS e Cofins	(257.703)	(151.739)	(278.319)	(205.955)
Pesquisa e desenvolvimento	(12.300)	(8.276)	(17.144)	(12.389)
ICMS	(5.426)	(5.491)	(5.426)	(5.491)
ISSQN	(1.113)	(969)	(1.165)	(969)
	(276.542)	(166.475)	(302.054)	(224.804)
Outras				
Remuneração de ativo de contrato	-	-	311.888	309.572
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	206.576	355.105
Remuneração de ativo financeiro de concessão	-	-	133.728	150.602
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	-	-	2.182	-
	-	-	654.374	815.279
Receita operacional líquida	2.515.622	1.538.592	3.408.657	3.013.069

(1) Distribuidoras de energia elétrica.

(2) Consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica.

NOTA 22. DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

a) Custos operacionais

	Controladora		Consolidado	
	2026	2025	2026	2025
Depreciação e amortização	110.966	95.943	374.573	311.651
Compras de energia ¹	1.155.539	577.070	348.256	184.858
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão	117.656	107.014	216.502	190.287
Custo de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	193.860	325.418
Materiais e serviços de terceiros	33.155	27.165	132.019	118.703
Transações no mercado de energia de curto prazo ¹	42.762	26.668	107.336	49.414
Pessoal	52.554	50.569	82.994	63.374
<i>Royalties</i>	49.198	45.270	57.890	52.776
Seguros	19.047	12.288	49.681	34.369
Outros ²	(14.198)	9.739	12.042	41.471
	1.566.679	951.726	1.575.153	1.372.321
Classificação no resultado				
Custos operacionais	1.573.426	943.888	1.581.236	1.364.471
Custo dos serviços prestados ²	(6.747)	7.838	(6.083)	7.850
	1.566.679	951.726	1.575.153	1.372.321

(1) Para maiores informações vide item "a.1" abaixo.

(2) O montante negativo se refere a recuperação de despesas de tributos.

a.1) Compras de energia

	Controladora		Consolidado	
	2026	2025	2026	2025
Compras de energia				
Compras de energia para gerenciamento do portfólio	1.155.539	577.070	229.589	138.573
Operações de <i>trading</i>	-	-	118.667	45.485
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	-	-	-	800
	1.155.539	577.070	348.256	184.858
Transações no mercado de energia de curto prazo				
Compras no mercado de curto prazo	42.762	26.668	107.336	49.414
	42.762	26.668	107.336	49.414

b) Despesas com vendas, gerais e administrativas

	Controladora		Consolidado	
	2026	2025	2026	2025
Pessoal e administradores	52.801	50.054	55.333	51.378
Materiais e serviços de terceiros	22.427	24.877	25.406	26.234
Depreciação e amortização	9.628	10.180	9.747	10.274
Contribuições e doações	2.498	2.024	4.530	3.543
Propaganda e publicidade	2.050	5.015	2.050	5.015
Seguros	341	64	343	73
Outros	5.467	2.543	6.463	3.179
	95.212	94.757	103.872	99.696
Classificação no resultado				
Despesas com vendas	9.563	11.683	13.271	14.920
Despesas gerais e administrativas	85.649	83.074	90.601	84.776
	95.212	94.757	103.872	99.696

NOTA 23. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2026	2025	2026	2025
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	43.322	43.076	131.941	103.461
Renda de depósitos vinculados	958	1.053	15.850	11.565
Juros e variação monetária sobre:				
Alienação de subsidiária	5.309	5.057	5.309	5.057
Créditos e contas a receber	13.936	1.242	16.401	2.654
Depósitos judiciais	958	1.096	321	1.557
Outras receitas financeiras	14.879	10.667	15.394	18.990
	79.362	62.191	185.216	143.284
Despesas financeiras				
Juros e variação monetária sobre:				
Instrumentos de dívida	495.913	382.540	770.675	556.603
<i>Hedge</i> de valor justo sobre instrumentos de dívida	43.820	21.893	43.820	21.893
Provisões	3.604	2.397	12.482	11.379
Obrigações com benefícios de aposentadoria	7.018	8.734	7.018	8.734
Outros	1.748	1.527	11.286	13.107
Variação cambial sobre:				
Instrumentos de dívida	(29.162)	(67.709)	(29.162)	(67.709)
<i>Hedge</i> sobre instrumentos de dívida	29.162	67.709	29.162	67.709
Ajuste a valor justo	48	(64.555)	48	(64.555)
Outras despesas financeiras	1.683	(313)	9.851	6.779
	553.834	352.223	855.180	553.940
Despesas de concessões a pagar (UBP)	156.348	209.994	157.300	212.739
Despesas financeiras, líquidas	630.820	500.026	827.264	623.395

NOTA 24. PARTES RELACIONADAS E REMUNERAÇÃO DA ADMINISTRAÇÃO

A Companhia possui transações com partes relacionadas, cujas informações mais detalhadas podem ser observadas na Nota 25 – Transações com partes relacionadas das demonstrações financeiras de 31.12.2025. As principais transações compreendem:

- Compra e venda de energia;
- Operação e manutenção;
- Serviços administrativos e financeiros;
- Garantias; e
- Avais e fianças.

Não houve alteração significativa nas transações com partes relacionadas no período de três meses findo em 31.03.2026.

a) Valores reconhecidos em contas patrimoniais

a.1) Controladora

	ATIVO			PASSIVO			
	Contas a receber		JCP / dividendos	Fornecedor		JCP / dividendos	Debêntures ¹
	Energia	Serviços e outros ativos		Energia	Outros		
31.03.2026							
EBC	304.667	149	41.378	-	-	-	-
EBV	263.657	50	25.679	401.817	-	-	-
ECP e controladas	52.994	6.793	273.569	-	-	-	628.062
ENGIE Trading	-	149	-	-	-	-	-
Jaguara	-	-	229.014	14.327	-	-	-
Cachoeira Caldeirão	8.278	59	-	-	-	-	-
Santo Antônio do Jari	11.117	148	207.606	-	-	-	-
ETP e controladas	-	734	333.909	-	24	-	-
TAG	-	3	12	-	-	-	-
Miranda	-	-	91.135	8.378	-	-	-
Itasa	-	-	943	13.611	-	-	-
ENGIE Brasil Participações	-	-	-	-	3.750	80.312	-
Outras	-	561	-	-	-	-	-
Total	640.713	8.646	1.203.245	438.133	3.774	80.312	628.062
31.12.2025	214.348	40.536	1.109.479	185.730	9.377	80.312	606.533

(1) Saldo composto por principal e encargos.

a.2) Consolidado

	ATIVO		PASSIVO	
	Contas a receber		Fornecedor	
	Serviços e outros ativos		Outros	
31.03.2026				
ENGIE S.A			24	-
TAG			3	-
ENGIE Renouvelables SAS			-	19.825
ENGIE Brasil Participações			-	3.750
Jirau Energia			395	1.667
Geramamoré Participações			-	1.814
Tractebel Engineering			-	125
ENGIE Brasil Soluções Participações			1.032	-
Outras			566	25
Total			2.020	27.206
31.12.2025			1.707	29.154

b) Valores reconhecidos em contas de resultado

b.1) Controladora

	Receita			Custo	Custos e Despesas	Despesas Financeiras
	Venda de energia	Serviços de O&M	Serviços de administração	Compra de energia	Serviços de terceiros	
2026						
EBC	741.228	-	149	-	-	-
ECV	698.423	-	50	1.038.432	-	-
ECP e controladas	104.624	-	4.029	12.052	-	21.529
Jaguara	2.588	-	-	39.445	-	-
Miranda	873	-	-	22.659	-	-
Cachoeira Caldeirão	19.722	-	59	-	-	-
Santo Antônio do Jari	22.581	-	148	-	-	-
ENGIE Trading	-	-	149	-	-	-
Itasa	-	7.986	-	35.860	-	-
Outras	9.133	247	892	-	-	-
Total	1.599.172	8.233	5.476	1.148.448	-	21.529
2025	737.701	14.044	3.899	582.830	5.765	16.472

As transações com partes relacionadas compreendem, principalmente: (i) compra e venda de energia para gestão de portfólio; (ii) serviços de operação e de manutenção de usinas; (iii) prestação de serviços administrativos e (iv) garantias concedidas a terceiros.

b.2) Consolidado

	1º trimestre	
	Custo	Custos e Despesas
	Compra de energia	Serviços de terceiros
2026		
Jirau Energia	4.392	-
Geramamoré Participações	11.530	-
ENGIE S.A	-	128
ENGIE Renouvelables SAS	-	10.916
Engie Brasil Participações	-	3.750
Tractebel Engineering	-	698
ENGIE IT	-	103
Total	15.922	15.595
2025	4.440	5.995

c) Remuneração das pessoas chaves da Administração e do Conselho Fiscal

As remunerações relacionadas às pessoas chave da Administração, composta por Diretoria Executiva, Conselho de Administração e Comitê de Auditoria Estatutário, e do Conselho Fiscal, foi aprovada em AGO, realizadas nos dias 24.04.2026 e 25.04.2025, respectivamente. Os montantes reconhecidos nos períodos de três meses foram:

	2026	2025
Remuneração fixa	3.916	4.205
Remuneração variável	2.071	2.773
Encargos sociais	1.140	1.182
Outros	546	445
	7.673	8.605

Os administradores não possuem remuneração baseada em ações da ENGIE Brasil Energia. Ademais, o pessoal-chave da Administração da Companhia não detém controle sobre partes relacionadas da entidade, bem como não realiza transações relevantes neste âmbito.

NOTA 25. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

a) Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e dos tributos por segmento

As informações por segmento referentes aos períodos findos em 31 de março de 2026 e 2025 estão apresentadas de forma consolidada nas tabelas a seguir:

	2026				
	Energia elétrica			Transporte de gás	Consolidado
	Geração e comercialização	Transmissão	Trading		
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.746.122	541.395	121.140	-	3.408.657
Custos operacionais	(1.238.064)	(218.422)	(118.667)	-	(1.575.153)
LUCRO BRUTO	1.508.058	322.973	2.473	-	1.833.504
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(97.451)	(4.746)	(1.675)	-	(103.872)
Alienação de subsidiária	3.919	-	-	-	3.919
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(1.841)	319	-	-	(1.522)
	(95.373)	(4.427)	(1.675)	-	(101.475)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	133.418	133.418
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.412.685	318.546	798	133.418	1.865.447

	2025				
	Energia elétrica			Transporte de gás	Consolidado
	Geração e comercialização	Transmissão	Trading		
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.275.390	690.741	46.938	-	3.013.069
Custos operacionais	(984.025)	(342.012)	(46.284)	-	(1.372.321)
LUCRO BRUTO	1.291.365	348.729	654	-	1.640.748
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(94.620)	(3.444)	(1.632)	-	(99.696)
Alienação de subsidiária	4.313	-	-	-	4.313
Outras receitas operacionais, líquidas	10.034	98	-	-	10.132
	(80.273)	(3.346)	(1.632)	-	(85.251)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	166.779	166.779
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.211.092	345.383	(978)	166.779	1.722.276

NOTA 26. SEGUROS

a) Riscos operacionais e lucros cessantes

A Companhia é participante da apólice de seguro Danos Materiais e Lucros Cessantes – PDBI – do programa de seguros corporativos de sua controladora ENGIE. A vigência da apólice do PDBI vai até 31.05.2026, os valores em risco cobertos são de R\$ 26.591.409 na controladora e de R\$ 63.115.944 no consolidado, a saber:

	Controladora		Consolidado	
	Danos materiais	Lucros cessantes	Danos materiais	Lucros cessantes
Usinas hidrelétricas	22.375.572	4.091.928	30.609.653	5.043.611
Usinas Complementares (eólicas, solares e PCH) ¹	121.872	2.037	21.402.265	5.309.016
Sistemas de Transmissão	-	-	751.399	-
	22.497.444	4.093.965	52.763.317	10.352.627

(1) Variação referente ao encerramento da operação da usina de biomassa Ibitiúva Bioenergética.

O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de R\$ 3.814.860, por evento.

b) Riscos de engenharia

A Companhia mantém contratada apólice de seguro para o Conjunto Fotovoltaico Assu Sol e Sistema de Transmissão Asa Branca, cujos limites para danos materiais são de, respectivamente, R\$ 3.033.960 e R\$ 500.000.

c) Outras coberturas

A Companhia possui seguros para cobertura de riscos em transportes nacionais e internacionais, responsabilidade civil de conselheiros, de diretores e de administradores, violência política e terrorismo, *cyber*, extensivos às suas controladas, bem como seguro de vida em grupo para os seus empregados e diretores.

NOTA 27. COMPROMISSOS DE LONGO PRAZO

A Companhia possui contratos de longo prazo, cujas informações mais detalhadas podem ser observadas na Nota 28 – Compromissos de longo prazo das demonstrações financeiras de 31.12.2025.

Os principais compromissos de longo prazo da Companhia são estes:

- Contratos de utilização do sistema;
- Contratos de construção de novos ativos;
- Contratos de operação e manutenção;
- Contratos de modernização e desenvolvimento;
- Contratos de repactuação do risco hidrológico;
- Contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica.

Não houve alteração significativa nos compromissos de longo prazo no período de três meses findo em 31.03.2026.

NOTA 28. INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES AO FLUXO DE CAIXA

As principais transações complementares ao fluxo de caixa foram as seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	2026	2025	2026	2025
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto ¹	109.516	157.500	15.750	612.500
Dividendos e JCP prescritos ²	-	4.290	-	4.290
Dividendos e JCP não reclamados	2	-	2	-
ICMS sobre venda de energia elétrica	(294)	1.116	(294)	1.116
Crédito de imposto de renda e contribuição social	-	(8.984)	-	3.051
Fornecedores de imobilizado e de intangível	(341)	2.768	38.513	(121.635)
Renúncia de dividendos de subsidiárias adquiridas	-	-	-	(48.971)

(1) A Companhia classifica os dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos como fluxos de caixa das atividades de investimento.

(2) Dividendos prescritos que retornaram ao patrimônio líquido da Companhia.

NOTA 29. EVENTOS SUBSEQUENTES

a) Dividendos adicionais propostos e mínimos obrigatórios

Em 24.04.2026, a Assembleia Geral Ordinária aprovou a destinação do lucro líquido e a proposta de distribuição de dividendos adicionais e mínimos obrigatórios sobre o lucro líquido do exercício de 2025, nos valores de R\$ 525.890 (R\$ 0,46037849391 por ação) e R\$ 31.883 (R\$ 0,02791126295 por ação), respectivamente. Nesta data, a Companhia reconheceu a obrigação do pagamento dos dividendos adicionais propostos em seu balanço patrimonial. As ações da Companhia serão negociadas ex-dividendos a partir de 05.05.2026 e serão pagos no dia 20.05.2026.

b) Adesão ao mecanismo de repactuação de concessões a pagar (“UBP”)

Em reunião realizada na data de 16.04.2026, o Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia S.A. aprovou a adesão ao mecanismo de repactuação das parcelas vincendas a título de Uso do Bem Público (“UBP”) das usinas hidrelétricas UHE Cana Brava e UHE Ponte de Pedra, nos termos do art. 4º da Lei nº 15.235/2025, que autoriza a quitação das obrigações futuras por meio de pagamento único, calculado a valor presente e acrescido da variação da taxa Selic, conforme valores apurados pela Aneel. Os efeitos contábeis dessa operação serão reconhecidos nas demonstrações financeiras do segundo trimestre de 2026.

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES EXECUTIVOS DA COMPANHIA

Os Diretores Executivos da Companhia declaram que examinaram, discutiram e revisaram todas as informações contidas nas Informações Trimestrais da Companhia (individual e consolidada), bem como, concordam com a revisão dos auditores independentes da Companhia, KPMG Auditores Independentes Ltda., referenciadas no Relatório de Revisão Especial dos Auditores Independentes apresentado.

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente

Pierre Auguste Gratien Leblanc
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Gabriel Mann dos Santos
Diretor de Regulação, Estratégia e Comunicação

Guilherme Slovinski Ferrari
Diretor de Energias Renováveis e Armazenamento

Felipe de Queiroz Batista
Diretor Jurídico e de Ética

Marcos Keller Amboni
Diretor de Gestão e Comercialização de Energia

Eduardo Vetere
Diretor de Recursos Humanos

Gustavo Henrique Labanca Novo
Diretor de Transmissão de Energia

Thais Ferraz Soares
Diretora de Sustentabilidade

Florianópolis, 07 de maio de 2026.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Maurício Stolle Bähr
Presidente

Paulo Jorge Tavares Almirante
Vice-Presidente

Gil de Methodio Maranhão Neto
Conselheiro

Karin Koogan Breitman
Conselheira

Pierre Jean Bernard Guiollot
Conselheiro

Sophie Brigitte Sylviane Angrand Quarré De Verneuil
Conselheira

Paulo Mauricio Mantuano de Lima
Conselheiro

Manoel Eduardo Lima Lopes
Conselheiro

Carlos Alberto Vieira
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente

Pierre Auguste Gratien Leblanc
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Gabriel Mann dos Santos
Diretor de Regulação, Estratégia e Comunicação

Guilherme Sloviski Ferrari
Diretor de Energias Renováveis e Armazenamento

Felipe de Queiroz Batista
Diretor Jurídico e de Ética

Marcos Keller Amboni
Diretor de Gestão e Comercialização de Energia

Eduardo Vetere
Diretor de Recursos Humanos

Gustavo Henrique Labanca Novo
Diretor de Transmissão de Energia

Thais Ferraz Soares
Diretora de Sustentabilidade

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

Romary dos Anjos Silva
Gerente do Departamento de Contabilidade
Contadora - CRC SC 036047/O-2

RELATÓRIO RESUMIDO DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

Os membros efetivos do Comitê de Auditoria recomendam a aprovação das informações contidas nas Informações Trimestrais da Companhia, bem como, concordam com a revisão dos auditores independentes da Companhia, KPMG Auditores Independentes Ltda., referenciadas no Relatório de Revisão Especial dos Auditores Independentes apresentado.

Paulo Mauricio Mantuano de Lima
Coordenador do Comitê de Auditoria

Manoel Eduardo Lima Lopes
Membro do Comitê de Auditoria

Antônio Carlos Corrêa Benavides
Membro do Comitê de Auditoria

Florianópolis, 07 de maio de 2026.

COMENTÁRIOS SOBRE O COMPORTAMENTO DAS PROJEÇÕES EMPRESARIAIS

Identificação das projeções

a) Objeto da projeção

Investimentos em participações societárias, na manutenção, construção de novos sistemas de transmissão e revitalização e ampliação do parque gerador.

A demonstração dos montantes de investimentos da Companhia segrega valores dispostos em dois grupos:

- Investimentos financiados com capital próprio, incluindo aquisições; e
- Investimentos financiados com dívidas, incluindo dívidas assumidas nas aquisições.

Todos os modelos de projeção estão contemplados no item “d” abaixo.

As projeções realizadas são estimativas, as quais a Companhia entende serem razoáveis, que normalmente dependem de eventos futuros. Portanto, não podem ser consideradas como promessa de desempenho por parte da Companhia e de seus administradores.

b) Período projetado e o prazo de validade da projeção

A ENGIE Brasil Energia divulga trimestralmente ao mercado suas projeções de investimentos para o ano corrente e os dois anos subseqüentes, com validade até sua concretização ou substituição por nova projeção.

c) Premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração da Companhia

As projeções de investimentos da Companhia se baseiam principalmente nestas premissas:

- Cronograma de manutenções das unidades geradoras;
- Diagnósticos de equipamentos;
- Obrigações regulatórias; e
- Iniciativas estratégicas.

Os valores informados, projeção e realizado, não consideram juros sobre a construção (Juros Sobre Capital de Terceiros).

A Administração pode influenciar todas as premissas, exceto as obrigações regulatórias que escapam ao seu controle.

Em caso de alteração relevante nas premissas acima, as projeções podem ser revisadas.

d) Valores dos indicadores que são objeto das projeções

Os montantes projetados referente aos períodos findos em 31.12.2025 e 31.03.2026, bem como os montantes realizados referentes em 31.03.2026 encontram-se nas tabelas apresentadas a seguir. Tais valores estão expressos em milhões de reais e não contemplam os juros sobre os financiamentos capitalizados durante o período de construção das usinas.

d.1. Primeiro trimestre de 2026

Projeções para os anos de 2026, 2027 e 2028, vigente no 1º trimestre de 2026 (1T26):

Descrição \ Período de projeção	2026	2027	2028
Financiado com dívida	2.924	446	223
Financiado com capital próprio	(187)	3.561	1.227
Total	2.737	4.007	1.450

Projeções para os anos de 2026, 2027 e 2028, vigente no 4º trimestre de 2025 (4T25):

Descrição \ Período de projeção	2026	2027	2028
Financiado com dívida	1.810	-	-
Financiado com capital próprio	609	2.947	285
Total	2.419	2.947	285

Variações nas projeções informadas entre 1T26 e 4T25:

Descrição \ Período de projeção	2026	2027	2028
Financiado com dívida	1.114	446	223
Financiado com capital próprio	(796)	614	942
Total	318	1.060	1.165

Análise das variações relevantes:

As alterações em relação ao último período apresentado decorreram, substancialmente, da alteração no cronograma financeiro do Sistema de Transmissão de Asa Branca e do Sistema de Transmissão Graúna, do cronograma financeiro na modernização da UHE Jaguará, além da expansão nesta Usina em função da vitória no Leilão de reserva de capacidade nº 02/2026, da inclusão das projeções para a implantação dos sistemas de transmissão arrematados no Leilão de transmissão nº 01/2026, realizado em março de 2026 e da revisão dos montantes esperados para manutenção do parque gerador.

As projeções atualizadas referem-se principalmente:

- 2026: da alteração no cronograma financeiro do Sistema de Transmissão de Asa Branca e do Sistema de Transmissão Graúna, do cronograma financeiro na modernização da UHE Jaguará, além da expansão nesta Usina em função da vitória no Leilão de reserva de capacidade nº 02/2026 e da inclusão das projeções para a implantação dos sistemas de transmissão arrematados no Leilão de transmissão nº 01/2026.
- 2027 e 2028: do cronograma financeiro na modernização da UHE Jaguará, além da expansão nesta Usina em função da vitória no último Leilão de reserva de capacidade nº 02/2026 e da inclusão das projeções para a implantação dos sistemas de transmissão arrematados no Leilão de transmissão nº 01/2026.

Investimentos realizados no período de três meses findo em 31.03.2026:

Os investimentos da ENGIE Brasil Energia no 1T26 foram de R\$ 219 milhões, dos quais (i) R\$ 188 milhões aplicados na construção de novos projetos: R\$ 112 milhões no Sistema de Transmissão Asa Branca, R\$ 48 milhões no Sistema de Transmissão Graúna, R\$ 35 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, R\$ 21 milhões na execução do reforço da Subestação de Ponta Grossa, parte do Sistema de Transmissão Galha Azul, R\$ 4 milhões na expansão da Usina Fotovoltaica de Paracatu IV, R\$ 2 milhões referentes a obrigações de aquisição de projeto, atenuados por R\$ 34 milhões na implantação do Conjunto Eólico Assuruá, resultado dos ajustes de adiantamentos e provisões incorridas durante a implantação do parque; (ii) R\$ 23 milhões destinados à revitalização do parque gerador, com destaque para: (ii.1) R\$ 8 milhões na ENGIE Brasil Energia S.A.; (ii.2) R\$ 6 milhões no Conjunto Fotovoltaico Sertão Solar (Barreiras); (ii.3) R\$ 2 milhões nos Conjuntos Eólicos Campo Largo I; (ii.4) R\$ 2 milhões nos Conjuntos Eólicos Campo Largo II; (ii.5) R\$ 2 milhões na UHE Cachoeira Caldeirão; e (ii.6) R\$ 1 milhão no Conjunto Fotovoltaico Juazeiro. Os demais investimentos, encontram-se pulverizados entre outros ativos de geração do portfólio da Companhia; e (iii) R\$ 6 milhões destinados à modernização da usina de Jaguará, R\$ 1 milhão destinados à modernização da usina de Ponte de Pedra e R\$ 1 milhão destinados à modernização da usina de Salto Osório.



KPMG Auditores Independentes Ltda.
R. São Paulo, 31 - 1º andar - Sala 11 - Bairro Bucarein
89202-200 - Joinville/SC - Brasil
Caixa Postal 2077 - CEP 89201-970 - Joinville/SC - Brasil
Telefone +55 (47) 3205-7800
kpmg.com.br

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais - ITR

Aos Administradores e Acionistas da

ENGIE Brasil Energia S.A.

Florianópolis – Santa Catarina

Introdução

Revisamos as informações trimestrais, individuais e consolidadas, da ENGIE Brasil Energia S.A. (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais (ITR) referente ao trimestre findo em 31 de março de 2026, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2026 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para o período de três meses findo naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias individuais de acordo com o CPC 21(R1) e das informações contábeis intermediárias consolidadas de acordo com o CPC 21(R1) e com a norma internacional IAS 34 – *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board – (IASB)*, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR). Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - *Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade* e ISRE 2410 - *Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity*, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Conclusão sobre as informações intermediárias individuais

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias individuais, incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21(R1), aplicável à elaboração de Informações Trimestrais (ITR) e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.



Conclusão sobre as informações intermediárias consolidadas

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias consolidadas, incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21(R1) e a IAS 34, aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais (ITR) e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros Assuntos

Demonstrações do valor adicionado


As informações trimestrais acima referidas incluem as demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2026, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins da IAS 34. Essas demonstrações foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais, com o objetivo de concluir se elas estão conciliadas com as informações contábeis intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essas demonstrações do valor adicionado não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa Norma e de forma consistente em relação às informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Valores correspondentes

Os valores correspondentes relativos aos balanços patrimoniais, individual e consolidado, em 31 de dezembro de 2025 foram anteriormente auditados por outros auditores independentes que emitiram relatório datado em 25 de fevereiro de 2026 sem modificação e às demonstrações, individuais e consolidadas, do resultado e do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses do trimestre findo em 31 de março de 2025 foram anteriormente revisados por outros auditores independentes que emitiram relatório datado em 07 de maio de 2025, sem modificação. Os valores correspondentes relativos às Demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2025, foram submetidos aos mesmos procedimentos de revisão por aqueles auditores independentes e, com base em sua revisão, aqueles auditores emitiram relatório reportando que não tiveram conhecimento de nenhum fato que os levasse a acreditar que a DVA não foi elaborada, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Joinville, 07 de maio de 2026

KPMG Auditores Independentes Ltda.
CRC SC-000071/F-8



Samuel Viero Ricken
Contador CRC SC-030412/O-1