EGIE3

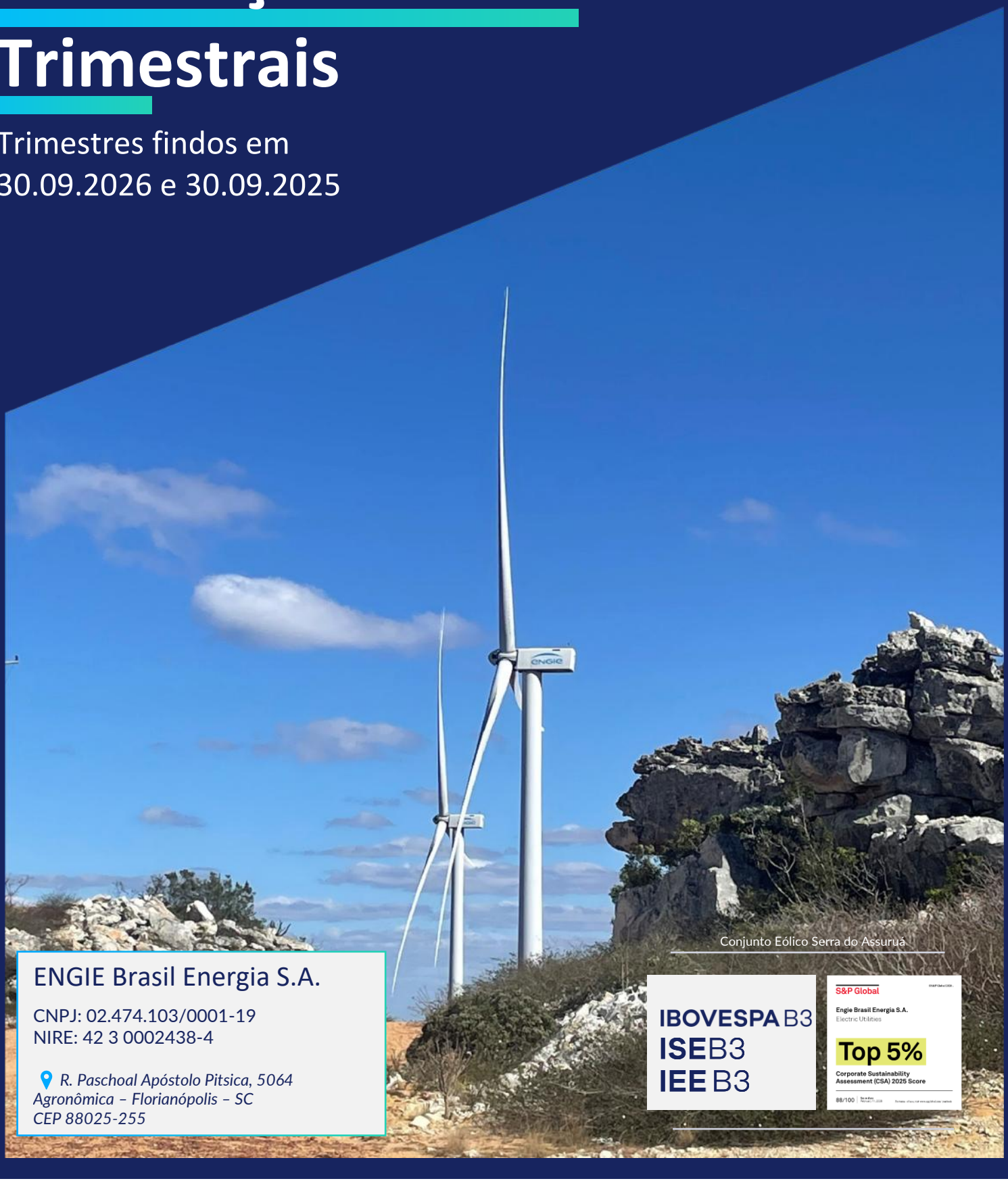
B3 LISTED NM

EGIEY

OTC MARKET

Informações Trimestrais

Trimestres findos em
30.09.2026 e 30.09.2025



Conjunto Eólico Serra do Assuruá

ENGIE Brasil Energia S.A.

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

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

IBOVESPA B3
ISE B3
IEE B3

S&P Global
Engie Brasil Energia S.A.
Electric Utilities
Top 5%
Corporate Sustainability Assessment (CSA) 2025 Score
88/100

Glossário

ACR: Ambiente de Contratação Regulada
ADR: *American Depositary Receipts*
AFAC: Adiantamento para Futuro Aumento de Capital
AGO: Assembleia Geral Ordinária
ANA: Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
Aneel: Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APR: Ações Preferenciais Resgatáveis
AVJ: Ajuste de Valor Justo
AVM: Ajuste de Variação Monetária
B3: Brasil, Bolsa, Balcão
BASA: Banco da Amazônia
BD: Benefício Definido
BNB: Banco do Nordeste do Brasil
BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAPEX: *Capital Expenditure*
CBPS: Comitê Brasileiro de Pronunciamentos de Sustentabilidade
CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDI: Certificado de Depósito Interbancário
Cofins: Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CPC: Comitê de Pronunciamentos Contábeis
CSLL: Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido
CVM: Comissão de Valores Mobiliários
DI: Depósito Interbancário
Ebitda: *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*
EOL: Eólica
ESG: *Environmental, Social and Governance*
FGTS: Fundo de Garantia do Tempo de Serviço
GC: Gratificação de Confidencialidade
GSF: *Generation Scaling Factor*
GWh: Gigawatt-hora
HFC: *Hedge* de Fluxo de Caixa
IAS: *International Accounting Standards*
IASB: *International Accounting Standards Board*
ICMS: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IFRS: *International Financial Reporting Standards*
IGP-M: Índice Geral de Preços do Mercado
IPCA: Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IR: Imposto de Renda
IRPJ: Imposto de Renda Pessoa Jurídica
ISSQN: Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza
JCP: Juros sobre Capital Próprio
KM: Quilômetro
KV: Quilovolt
MAE: Mercado Atacadista de Energia
MRE: Mecanismo de Realocação de Energia
MW: Megawatt
NDF: *Non-Deliverable Forward*
O&M: Operação e Manutenção
ONS: Operador Nacional do Sistema
ORA: Outros Resultados Abrangentes
PCH: Pequenas Central Hidrelétrica
PDBI: *Property Damage and Business Interruptions*
P&D: Pesquisa e Desenvolvimento
PIS: Programa de Integração Social
PLD: Preço de Liquidação das Diferenças
PREVIG: Sociedade de Previdência Complementar
RAP: Receita Anual Permitida
RBO: Retorno da Bonificação pela Outorga
RCVM: Resolução CVM
RTP: Revisão Tarifária Periódica
SPA: *Share Purchase Agreement*
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 30 DE SETEMBRO DE 2026 E 31 DE DEZEMBRO DE 2025
(Em milhares de reais)

ATIVO

		Controladora		Consolidado	
	Nota	30.09.2026	31.12.2025	30.09.2026	31.12.2025
ATIVO CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	3	1.358.085	829.384	4.346.827	3.358.552
Títulos e valores mobiliários	3	44.064	-	149.786	-
Contas a receber de clientes	4	777.546	691.679	1.320.286	1.322.661
Crédito de imposto de renda e contribuição social		146.160	405.417	256.106	517.755
Dividendos a receber		919.713	1.109.479	12	12
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	13	1.896	-	1.896	-
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	13	-	-	147.966	87.914
Depósitos vinculados	5	7.305	31.053	48.498	46.723
Ativo financeiro de concessão	6	-	-	431.278	414.211
Ativo de contrato	7	-	-	833.013	783.178
Outros ativos circulantes	8	242.232	216.995	456.242	375.519
		3.497.001	**3.284.007**	**7.991.910**	**6.906.525**
Ativos não circulantes mantidos para venda		4.577	4.577	4.577	4.577
		3.501.578	**3.288.584**	**7.996.487**	**6.911.102**
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Realizável a longo prazo					
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	13	61.283	44.323	61.283	44.323
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	13	-	-	113.417	28.497
Depósitos vinculados	5	31.864	13.173	518.882	486.458
Depósitos judiciais		69.922	64.315	100.313	92.677
Ativo financeiro de concessão	6	-	-	3.238.239	3.160.294
Ativo de contrato	7	-	-	10.025.389	8.710.991
Outros ativos não circulantes	8	758.508	541.933	985.932	785.804
		921.577	**663.744**	**15.043.455**	**13.309.044**
Investimentos	**9**	**30.444.489**	**26.087.657**	**5.374.295**	**1.155.320**
Imobilizado	**10**	**5.626.084**	**4.287.743**	**27.945.032**	**28.567.889**
Intangível	**11**	**2.587.709**	**2.148.227**	**5.165.038**	**5.369.554**
		39.579.859	**33.187.371**	**53.527.820**	**48.401.807**
TOTAL DO ATIVO		**43.081.437**	**36.475.955**	**61.524.307**	**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 30 DE SETEMBRO DE 2026 E 31 DE DEZEMBRO DE 2025
(Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

		Controladora		Consolidado	
	Nota	30.09.2026	31.12.2025	30.09.2026	31.12.2025
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	12	402.833	328.995	995.842	965.883
Dividendos e juros sobre o capital próprio		779.279	121.521	779.279	121.521
Instrumentos de dívida	14	1.417.123	2.392.069	2.586.973	2.964.832
Concessões a pagar (UBP)	15	102.186	831.614	103.542	835.932
Obrigações fiscais e regulatórias		89.280	115.516	392.810	369.449
Obrigações trabalhistas		156.127	157.975	160.792	161.375
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	13	-	-	140.338	87.336
Provisões	17	5.536	5.531	5.859	5.838
Obrigações com benefícios de aposentadoria	16	45.741	39.746	45.741	39.746
Outros passivos circulantes	19	329.107	128.378	931.742	606.226
		3.327.212	**4.121.345**	**6.142.918**	**6.158.138**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Instrumentos de dívida	14	16.173.778	13.561.600	27.257.163	26.183.772
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	13	-	-	105.966	26.674
Concessões a pagar (UBP)	15	631.008	4.310.827	645.630	4.356.835
Provisões	17	124.187	114.513	756.580	702.793
Obrigações com benefícios de aposentadoria	16	194.661	215.828	194.661	215.828
Imposto de renda e contribuição social diferidos	18	1.043.095	1.098.080	2.924.315	2.762.822
Outros passivos não circulantes	19	269.888	296.034	1.042.152	991.554
		18.436.617	**19.596.882**	**32.926.467**	**35.240.278**
TOTAL DO PASSIVO		**21.763.829**	**23.718.227**	**39.069.385**	**41.398.416**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	20	15.184.757	6.863.707	15.184.757	6.863.707
Reservas de capital	20	-	(176.543)	-	(176.543)
Transações entre empresas sob controle comum	20	(2.091.392)	-	(2.091.392)	-
Reservas de lucros	20	5.687.311	5.682.218	5.687.311	5.682.218
Dividendos adicionais propostos		-	525.890	-	525.890
Ajustes de avaliação patrimonial	20	(38.698)	(137.544)	(38.698)	(137.544)
Lucros acumulados		2.575.630	-	2.575.630	-
		21.317.608	**12.757.728**	**21.317.608**	**12.757.728**
Participação de acionistas não controladores		-	-	1.137.314	1.156.765
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**21.317.608**	**12.757.728**	**22.454.922**	**13.914.493**
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**43.081.437**	**36.475.955**	**61.524.307**	**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 DE TRÊS E NOVE MESES FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2026 E 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

		Controladora				Consolidado			
		3º trimestre		Acumulado 9 meses		3º trimestre		Acumulado 9 meses	
	Nota	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	21	**1.567.352**	**1.270.630**	**5.920.456**	**4.318.825**	**3.669.764**	**3.343.256**	**10.589.854**	**9.442.446**
CUSTOS OPERACIONAIS	22	**(1.015.139)**	**(812.941)**	**(3.852.489)**	**(2.766.082)**	**(2.211.081)**	**(1.846.243)**	**(5.577.586)**	**(4.876.510)**
LUCRO BRUTO		**552.213**	**457.689**	**2.067.967**	**1.552.743**	**1.458.683**	**1.497.013**	**5.012.268**	**4.565.936**
Receitas (despesas) operacionais									
Despesas com vendas	22	(12.656)	(12.070)	(36.628)	(39.093)	(13.494)	(15.607)	(52.889)	(52.013)
Despesas gerais e administrativas	22	(97.051)	(118.739)	(287.000)	(314.263)	(101.156)	(124.767)	(305.751)	(327.571)
Outras receitas operacionais		375	10.743	4.315	81.303	1.880	11.689	58.730	132.164
Outras despesas operacionais		1.459	(334)	(163)	(45.139)	(1.924)	(7.029)	(5.524)	(60.283)
		(107.873)	**(120.400)**	**(319.476)**	**(317.192)**	**(114.694)**	**(135.714)**	**(305.434)**	**(307.703)**
Resultado de participações societárias									
Equivalência patrimonial	9	668.817	838.275	1.934.829	2.303.897	178.311	166.073	441.747	531.884
Amortização da mais valia	9	(1.671)	(515)	(22.579)	(1.546)	-	-	-	-
		667.146	**837.760**	**1.912.250**	**2.302.351**	**178.311**	**166.073**	**441.747**	**531.884**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		**1.111.486**	**1.175.049**	**3.660.741**	**3.537.902**	**1.522.300**	**1.527.372**	**5.148.581**	**4.790.117**
Resultado financeiro									
Repactuação do UBP	15 e 23	(6.535)	-	1.914.960	-	(6.535)	-	1.914.960	-
Receitas financeiras	23	110.055	92.400	397.560	245.570	217.819	220.350	721.540	576.337
Despesas financeiras	23	(541.246)	(507.063)	(1.744.945)	(1.500.943)	(807.450)	(657.672)	(2.769.746)	(2.092.684)
Despesas de concessões a pagar (UBP)	23	(17.445)	(126.496)	(258.493)	(472.299)	(18.145)	(129.168)	(262.633)	(480.013)
		(455.171)	**(541.159)**	**309.082**	**(1.727.672)**	**(614.311)**	**(566.490)**	**(395.879)**	**(1.996.360)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO		**656.315**	**633.890**	**3.969.823**	**1.810.230**	**907.989**	**960.882**	**4.752.702**	**2.793.757**
Imposto de renda e contribuição social									
Corrente	18	(53.891)	13.454	(707.845)	4.362	(213.761)	(168.238)	(1.129.755)	(461.204)
Diferido	18	54.424	33.062	56.358	150.798	16.908	(54.539)	(157.846)	(200.643)
		533	**46.516**	**(651.487)**	**155.160**	**(196.853)**	**(222.777)**	**(1.287.601)**	**(661.847)**

Continua na próxima página

Continuação

	Nota	Controladora				Consolidado			
		3º trimestre		Acumulado 9 meses		3º trimestre		Acumulado 9 meses	
		2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		**656.848**	**680.406**	**3.318.336**	**1.965.390**	**711.136**	**738.105**	**3.465.101**	**2.131.910**
LUCRO ATRIBUÍDO AO(S):									
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		656.848	680.406	3.318.336	1.965.390	656.848	680.406	3.318.336	1.965.390
Acionistas não controladores		-	-	-	-	54.288	57.699	146.765	166.520
		656.848	**680.406**	**3.318.336**	**1.965.390**	**711.136**	**738.105**	**3.465.101**	**2.131.910**
LUCRO POR AÇÃO BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS		**0,47990**	**0,59565**	**2,72307**	**1,72056**	**0,47990**	**0,59565**	**2,72307**	**1,72056**

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 DE TRÊS E NOVE MESES FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2026 E 2025
(Em milhares de reais)

		Controladora				Consolidado			
		3º trimestre		Acumulado 9 meses		3º trimestre		Acumulado 9 meses	
	Nota	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		**656.848**	**680.406**	**3.318.336**	**1.965.390**	**711.136**	**738.105**	**3.465.101**	**2.131.910**
Outros resultados abrangentes que no futuro:									
- Serão reclassificados para o resultado									
***Hedges* de fluxo de caixa**									
Perdas não realizadas originadas no período	13	-	-	-	-	(998)	(335)	(1.220)	(56.309)
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		(998)	(335)	(1.220)	(56.309)	-	-	-	-
Ganhos não realizados originados no período de controlada em conjunto, líquido de impostos	9	23.721	31.029	123.627	188.531	23.721	31.029	123.627	188.531
		22.723	**30.694**	**122.407**	**132.222**	**22.723**	**30.694**	**122.407**	**132.222**
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO		**679.571**	**711.100**	**3.440.743**	**2.097.612**	**733.859**	**768.799**	**3.587.508**	**2.264.132**
RESULTADO ABRANGENTE ATRIBUÍDO AO(S):									
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		679.571	711.100	3.440.743	2.097.612	679.571	711.100	3.440.743	2.097.612
Acionistas não controladores		-	-	-	-	54.288	57.699	146.765	166.520
		679.571	**711.100**	**3.440.743**	**2.097.612**	**733.859**	**768.799**	**3.587.508**	**2.264.132**

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 30 DE SETEMBRO DE 2026 E 2025
(Em milhares de reais)

	Nota	Capital social	Reservas de capital	Transações entre empresas sob controle comum	Reservas de lucros	Dividendos adicionais propostos	Ajustes de avaliação patrimonial: Custo atribuído	Ajustes de avaliação patrimonial: Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Patrimônio líquido dos acionistas da Companhia	Participação dos acionistas não controladores	Patrimônio líquido consolidado
Saldos em 31.12.2024		**4.902.648**	**(176.543)**	**-**	**6.386.073**	**348.033**	**214.157**	**(407.667)**	**-**	**11.266.701**	**1.013.697**	**12.280.398**
Participação dos acionistas não controladores em subsidiárias adquiridas	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.655)	**(1.655)**
Redução de capital de acionistas minoritários		-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.311)	**(2.311)**
Dividendos adicionais		-	-	-	-	(348.033)	-	-	-	**(348.033)**	(17.038)	**(365.071)**
Lucro líquido do período		-	-	-	-	-	-	-	1.965.390	**1.965.390**	166.520	**2.131.910**
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa	13	-	-	-	-	-	-	(56.309)	-	**(56.309)**	-	**(56.309)**
Participação em controlada em conjunto	9	-	-	-	-	-	-	188.531	-	**188.531**	-	**188.531**
Dividendos e JCP prescritos		-	-	-	-	-	-	-	7.701	**7.701**	-	**7.701**
Realização do custo atribuído		-	-	-	-	-	(27.653)	-	27.653	-	-	-
Dividendos intercalares		-	-	-	-	-	-	-	(719.815)	(719.815)	(508)	(720.323)
Saldos em 30.09.2025		**4.902.648**	**(176.543)**	**-**	**6.386.073**	**-**	**186.504**	**(275.445)**	**1.280.929**	**12.304.166**	**1.158.705**	**13.462.871**
Saldos em 31.12.2025		**6.863.707**	**(176.543)**	**-**	**5.682.218**	**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	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.382	**2.382**
Aumento de capital social	20	8.359.522	-	-	-	-	-	-	-	**8.359.522**	-	**8.359.522**
Custo com a emissão de ações	20	(38.472)	-	-	-	-	-	-	-	**(38.472)**	-	**(38.472)**
Reclassificação	20	-	156.743	(156.743)	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste de custo predecessor	20	-	-	(1.934.649)	-	-	-	-	-	**(1.934.649)**	-	**(1.934.649)**
Dividendos adicionais		-	-	-	-	(525.890)	-	-	-	**(525.890)**	(168.598)	**(694.488)**
Dividendos e JCP prescritos		-	-	-	-	-	-	-	9.631	**9.631**	-	**9.631**
Lucro líquido do período		-	-	-	-	-	-	-	3.318.336	**3.318.336**	146.765	**3.465.101**
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa	13	-	-	-	-	-	-	(1.220)	-	**(1.220)**	-	**(1.220)**
Participação em controlada em conjunto	9	-	-	-	-	-	-	123.627	-	**123.627**	-	**123.627**
Realização do custo atribuído		-	-	-	-	-	(23.561)	-	23.561	-	-	-
Reserva de incentivos fiscais		-	-	-	5.093	-	-	-	(5.093)	-	-	-
Dividendos intercalares		-	-	-	-	-	-	-	(770.805)	**(770.805)**	-	**(770.805)**
Saldos em 30.09.2026		**15.184.757**	**-**	**(2.091.392)**	**5.687.311**	**-**	**153.655**	**(192.353)**	**2.575.630**	**21.317.608**	**1.137.314**	**22.454.922**

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 30 DE SETEMBRO DE 2026 E 2025
(Em milhares de reais)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	2026	2025	2026	2025
Fluxo de caixa das atividades operacionais					
Lucro antes dos tributos sobre o lucro		3.969.823	1.810.230	4.752.702	2.793.757
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:					
Resultado de participações societárias	9	(1.912.250)	(2.302.351)	(441.747)	(531.884)
Depreciação e amortização	10/11	395.027	321.180	1.227.757	1.008.331
Juros e variação monetária	23	1.659.584	1.358.336	2.593.442	1.866.949
Atualização monetária de créditos fiscais a recuperar	23	(92.563)	-	(92.563)	-
Despesas de concessões a pagar (UBP)	23	258.493	472.299	262.633	480.013
Alienação de subsidiária		-	(20.309)	-	(20.309)
Repactuação do risco hidrológico	11	-	(9.288)	-	(9.288)
Ajuste a valor justo de instrumentos de dívida	13/14	112	105.168	112	105.168
Ganho financeiro com repactuação do UBP	15	(2.010.972)	-	(2.010.972)	-
Remuneração de ativo financeiro de concessão	6	-	-	(393.487)	(383.276)
Remuneração de ativo de contrato	7	-	-	(926.020)	(799.418)
Receita de construção de infraestrutura	7	-	-	(1.105.735)	(1.196.147)
Perdas por ineficiência na construção	7	-	-	95.284	35.899
(Ganhos) perdas não realizados em operações de *trading*, líquidos	13	-	-	(12.678)	2.445
Outros		(1.757)	45.732	(45.635)	42.073
Lucro antes dos tributos ajustado		**2.265.497**	**1.780.997**	**3.903.093**	**3.394.313**
(Aumento) redução nos ativos					
Contas a receber de clientes		(38.185)	(77.134)	2.986	(112.203)
Crédito de imposto de renda e contribuição social		286.165	1.518	258.077	1.810
Depósitos vinculados e judiciais		32.764	(1.164)	27.275	(18.251)
Ativo financeiro de concessão	6	-	-	298.475	283.324
Ativo de contrato	7	-	-	622.969	501.835
Outros ativos		(127.447)	(54.655)	(172.124)	(22.610)
(Redução) aumento nos passivos					
Fornecedores		(54.271)	(13.212)	(99.941)	(28.560)
Obrigações fiscais e regulatórias		(55.436)	4.570	(42.506)	14.648
Obrigações trabalhistas		(1.847)	(789)	(583)	2.083
Obrigações com benefícios de aposentadoria		(36.367)	(37.058)	(36.367)	(37.060)
Outros passivos		29.307	12.901	131.827	22.541
Caixa gerado pelas atividades operacionais		**2.300.180**	**1.615.974**	**4.893.181**	**4.001.870**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	13/14	(958.162)	(638.419)	(1.406.002)	(1.172.140)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social		(630.671)	(25.357)	(939.381)	(529.587)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		**711.347**	**952.198**	**2.547.798**	**2.300.143**

Continua na próxima página

		Controladora		Consolidado	
		2026	2025	2026	2025
Atividades de investimento					
Dividendos e JCP recebidos, líquidos de imposto de renda		1.213.284	1.498.466	155.750	360.687
Aumento de capital em controladas	9	(1.346.945)	(2.244.555)	-	-
Redução de capital em controlada e controlada em conjunto	9	65.000	234.313	-	234.313
Ajuste de preço na aquisição de subsidiárias		-	-	-	16.320
Aquisição de subsidiárias	9	-	(2.286.053)	-	(2.286.053)
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida	9	-	-	-	242.397
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária incorporada	9	16.780	-	-	-
Recebimento pela alienação de subsidiárias, líquido dos custos de venda		-	20.309	-	20.309
Aplicação no imobilizado e no intangível	10/11	(54.756)	(80.038)	(155.791)	(1.411.372)
Títulos e valores mobiliários - captação e rendimentos		(43.596)	-	(148.663)	-
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	19	-	-	(1.810)	(1.003)
Pagamento de parcelas de concessões (UBP)	15	(2.692.407)	(619.115)	(2.695.256)	(625.723)
Outros		3.133	(705)	3.133	(941)
Caixa líquido das atividades de investimento		**(2.839.507)**	**(3.477.378)**	**(2.842.637)**	**(3.451.066)**
Atividades de financiamento					
Ingresso de instrumentos de dívida	14	3.975.341	4.383.406	3.546.208	4.895.264
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de *hedge*	13/14	(3.214.500)	(1.235.803)	(3.944.221)	(1.872.732)
Pagamento de dividendos e imposto de renda de JCP		(653.847)	(1.175.767)	(858.445)	(1.204.842)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida		(7.367)	7.707	(17.662)	137
Aumento de capital mediante aporte de acionistas, líquido dos custos de emissão	20	2.557.234	-	2.557.234	-
Caixa líquido das atividades de financiamento		**2.656.861**	**1.979.543**	**1.283.114**	**1.817.827**
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa		**528.701**	**(545.637)**	**988.275**	**666.904**
Conciliação do caixa e equivalentes de caixa					
Saldo inicial	3	829.384	1.659.976	3.358.552	3.958.758
Saldo final	3	1.358.085	1.114.339	4.346.827	4.625.662
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa		**528.701**	**(545.637)**	**988.275**	**666.904**

As informações adicionais sobre as transações que não afetam o caixa e equivalentes de caixa estão apresentadas na Nota 28 – 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 30 DE SETEMBRO DE 2026 E 2025
(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2026	2025	2026	2025
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receita operacional bruta	6.582.607	4.792.391	9.040.849	7.791.175
Remuneração de ativo de contrato	-	-	926.020	799.418
Remuneração de ativo financeiro de concessão	-	-	393.487	383.276
Receita de construção de geração	-	-	138.661	1.020.465
Receita de construção de infraestrutura	-	-	1.105.735	1.196.147
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	12.678	-
Outras receitas operacionais, líquidas	4.152	36.164	53.206	71.881
	6.586.759	**4.828.555**	**11.670.636**	**11.262.362**
(-) Insumos				
Compras de energia	(2.541.519)	(1.634.852)	(1.283.454)	(909.414)
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão	(356.771)	(319.149)	(655.207)	(591.554)
Materiais e serviços de terceiros	(186.448)	(208.847)	(518.319)	(541.820)
Transações no mercado de energia de curto prazo	(254.676)	(122.297)	(418.260)	(303.080)
Seguros	(55.051)	(42.392)	(143.549)	(117.431)
Custos com construção de infraestrutura	-	-	(1.106.235)	(1.131.334)
Custos com construção de usinas	-	-	(116.785)	(621.301)
Repactuação do risco hidrológico	-	9.288	-	9.288
Outros	(47.140)	(53.567)	(81.739)	(111.694)
	(3.441.605)	**(2.371.816)**	**(4.323.548)**	**(4.318.340)**
VALOR ADICIONADO BRUTO	**3.145.154**	**2.456.739**	**7.347.088**	**6.944.022**
Depreciação e amortização	(395.027)	(321.180)	(1.227.757)	(1.008.331)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	**2.750.127**	**2.135.559**	**6.119.331**	**5.935.691**
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Receitas financeiras	397.560	245.570	721.540	576.337
Repactuação do UBP	1.914.960	-	1.914.960	-
Resultado de participações societárias	1.912.250	2.302.351	441.747	531.884
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	**6.974.897**	**4.683.480**	**9.197.578**	**7.043.912**

Continua na próxima página

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO

	Controladora				Consolidado			
	2026	%	2025	%	2026	%	2025	%
Remuneração:								
Do trabalho								
Remuneração e encargos	196.767	2,8	186.902	4,0	254.980	2,8	225.502	3,2
Benefícios	57.655	0,8	47.105	1,0	75.041	0,8	55.909	0,8
Participação nos resultados	28.293	0,4	24.628	0,5	36.672	0,4	30.402	0,4
FGTS	12.205	0,2	10.759	0,2	16.113	0,2	14.531	0,2
	294.920	**4,2**	**269.394**	**5,7**	**382.806**	**4,2**	**326.344**	**4,6**
Do governo								
Impostos federais	1.152.855	16,5	317.317	6,8	2.027.628	22,0	1.395.509	19,8
Impostos estaduais	21.884	0,3	17.522	0,4	22.306	0,2	19.626	0,3
Impostos municipais	4.282	0,1	3.205	0,1	4.892	0,1	3.335	-
Encargos setoriais	177.698	2,5	137.105	2,9	240.026	2,6	191.406	2,7
Despesas de concessões a pagar (UBP)	258.493	3,8	472.299	10,1	262.633	2,9	480.013	6,8
	1.615.212	**23,2**	**947.448**	**20,3**	**2.557.485**	**27,8**	**2.089.889**	**29,6**
Do capital de terceiros								
Juros e variações monetárias	1.724.831	24,7	1.492.735	31,9	2.653.095	28,8	2.008.989	28,5
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	21.876	0,2	399.164	5,7
Aluguéis	1.749	-	616	-	5.636	0,1	11.086	0,2
Outras despesas financeiras	19.849	0,3	7.897	0,2	111.579	1,2	76.530	1,1
	1.746.429	**25,0**	**1.501.248**	**32,1**	**2.792.186**	**30,3**	**2.495.769**	**35,5**
Do capital próprio								
Reserva de incentivos fiscais	5.093	0,1	-	-	5.093	0,1	-	-
Dividendos	770.805	11,1	719.815	15,4	770.805	8,4	719.815	10,2
Realização do custo atribuído	(23.561)	(0,3)	(27.653)	(0,6)	(23.561)	(0,3)	(27.653)	(0,4)
Dividendos e JCP prescritos	(9.631)	(0,1)	(7.701)	(0,2)	(9.631)	(0,1)	(7.701)	(0,1)
Acionistas não controladores	-	-	-	-	146.765	1,6	166.520	2,4
Lucros retidos	2.575.630	36,8	1.280.929	**27,3**	2.575.630	28,0	1.280.929	18,2
	3.318.336	**47,6**	**1.965.390**	**41,9**	**3.465.101**	**37,7**	**2.131.910**	**30,3**
	6.974.897	**100,0**	**4.683.480**	**100,0**	**9.197.578**	**100,0**	**7.043.912**	**100,0**

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.

Desempenho Econômico-Financeiro

| Resultado por segmento – 3T26 X 3T25 | R$ milhões

	Energia elétrica				
	Geração[1]	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
3T26					
Receita operacional líquida	2.754	741	175	-	3.670
Custos operacionais	(1.545)	(501)	(165)	-	(2.211)
Lucro bruto	**1.209**	**240**	**10**	**-**	**1.459**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(107)	(6)	(2)	-	(115)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(1)	1	-	-	-
Resultado de equivalência patrimonial	35	-	-	144	179
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.136**	**235**	**8**	**144**	**1.523**
3T25					
Receita operacional líquida	2.549	643	151	-	3.343
Custos operacionais	(1.319)	(378)	(149)	-	(1.846)
Lucro (prejuízo) bruto	**1.230**	**265**	**2**	**-**	**1.497**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(133)	(5)	(3)	-	(141)
Outras despesas operacionais, líquidas	(6)	-	-	-	(6)
Alienação de subsidiária	11	-	-	-	11
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	166	166
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.102**	**260**	**(1)**	**166**	**1.527**
Variação					
Receita operacional líquida	205	98	24	-	327
Custos operacionais	(226)	(123)	(16)	-	(365)
Lucro bruto	**(21)**	**(25)**	**8**	**-**	**(38)**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	26	(1)	1	-	26
Outras receitas operacionais, líquidas	5	1	-	-	6
Alienação de subsidiária	(11)	-	-	-	(11)
Resultado de equivalência patrimonial	35	-	-	(22)	13
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**34**	**(25)**	**9**	**(22)**	**(4)**

[1] Geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia ("Geração").

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 – 3T26 X 3T25 | R$ milhões

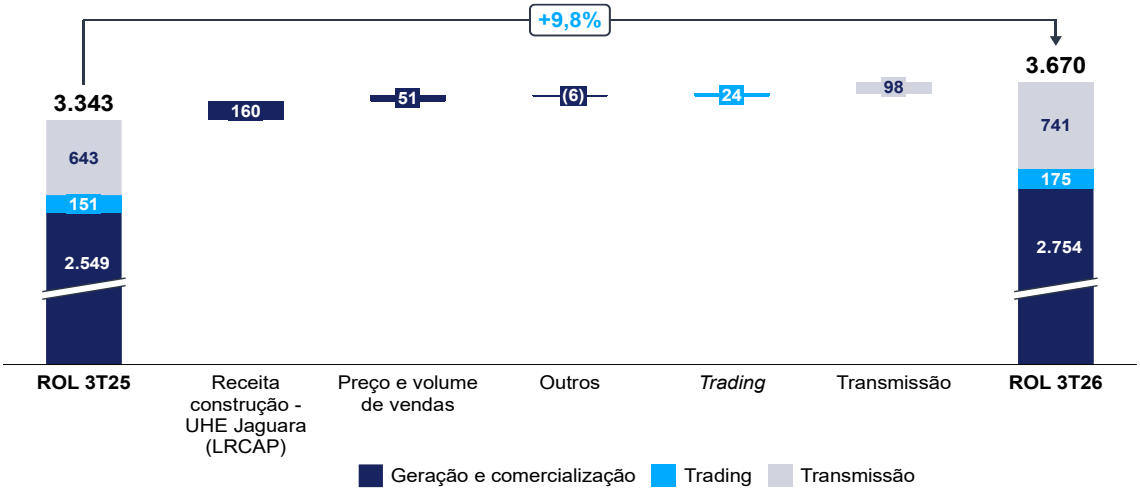
	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
3T26				
Ambiente de contratação regulado[1]	1.120	-	-	1.120
Ambiente de contratação livre[2]	1.112	-	-	1.112
Receita de construção	160	501	-	661
Remuneração dos ativos de concessão	100	211	-	311
Transações no mercado de energia de curto prazo	198	-	-	198
Operações de *trading* de energia	-	-	169	169
Receita de serviços prestados	45	29	-	74
Indenizações	9	-	-	9
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	6	6
Outras receitas	10	-	-	10
Receita operacional líquida	**2.754**	**741**	**175**	**3.670**
3T25				
Ambiente de contratação regulado	1.049	-	-	1.049
Ambiente de contratação livre	1.132	-	-	1.132
Receita de construção	-	386	-	386
Remuneração dos ativos de concessão	114	235	-	349
Transações no mercado de energia de curto prazo	203	-	-	203
Operações de *trading* de energia	-	-	151	151
Receita de serviços prestados	42	22	-	64
Indenizações	3	-	-	3
Outras receitas	6	-	-	6
Receita operacional líquida	**2.549**	**643**	**151**	**3.343**
Variação				
Ambiente de contratação regulado	71	-	-	71
Ambiente de contratação livre	(20)	-	-	(20)
Receita de construção	160	115	-	275
Remuneração dos ativos de concessão	(14)	(24)	-	(38)
Transações no mercado de energia de curto prazo	(5)	-	-	(5)
Operações de *trading* de energia	-	-	18	18
Receita de serviços prestados	3	7	-	10
Indenizações	6	-	-	6
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	6	6
Outras receitas	4	-	-	4
Receita operacional líquida	**205**	**98**	**24**	**327**

[1] Distribuidoras de energia elétrica.
[2] Consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica.

No 3T26, a receita operacional líquida aumentou 9,8% (R$ 327 milhões) quando comparada ao 3T25, passando de R$ 3.343 milhões para **R$ 3.670 milhões**.

Essa variação decorre, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) acréscimo de R$ 205 milhões (8,0%) na receita operacional líquida de geração e venda de energia do portfólio; (ii) elevação de R$ 98 milhões (15,2%), no segmento de transmissão; e pela (iii) elevação de R$ 24 milhões (15,9%) no segmento de *trading*. 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$ 201,77/MWh no 3T26. Esse valor foi 4,7% inferior** ao do 3T25, que foi de R$ 211,61/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$ 219,73/MWh no 3T25, para **R$ 204,66/MWh no 3T26, inferior em 6,9%.**

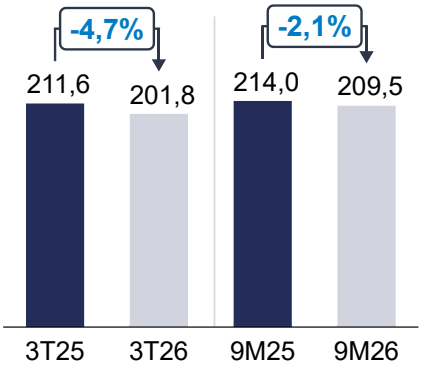
A redução do preço entre os períodos em análise foi motivada, substancialmente, pela (i) venda de contratos de longo prazo em um momento de preços mais baixos devido ao cenário hidrológico e o aumento da oferta de renováveis; (ii) ingresso dos contratos vinculados à aquisição das usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; (iii) vencimento de contrato relevante com distribuidora com valor superior à média do preço de energia; e parcialmente atenuado pela (iv) atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes.

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 10.308 GWh (4.668 MW médios) no 3T25, para **11.062 GWh (5.010 MW médios) no 3T26**, um acréscimo de 754 GWh (342 MW médios), ou 7,3%, entre os períodos comparados.

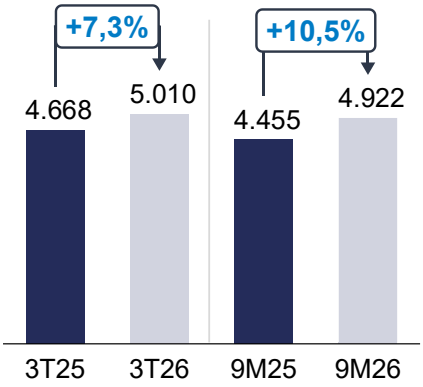
O aumento na quantidade de energia vendida observado no trimestre, foi motivado, substancialmente, pelo volume adicional de venda às distribuidoras, em decorrência da aquisição das usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão e pelo aumento de venda no ambiente livre, ocasionado pelo 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 da entrada em operação comercial completa do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, ocorrida no primeiro semestre de 2026.

As variações nos volumes de vendas e nos preços médios de venda, ocasionaram, em conjunto, aumento de R$ 51 milhões na receita operacional líquida da Companhia, no trimestre.

| Preço Médio Líquido de Vendas[1] | R$/MWh



| Volume de Vendas[2] | MW médios



[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$ 1.120 milhões no 3T26, R$ 71 milhões (6,8%) superior aos R$ 1.049 milhões auferidos no 3T25. A variação positiva foi ocasionada pelos seguintes efeitos somados: (i) R$ 40 milhões em razão do acréscimo de 139 GWh (63 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) R$ 31 milhões com o acréscimo de 2,9% 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 em agosto de 2025, Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão e pela sazonalização das vendas. O aumento do preço médio líquido de vendas, entre os trimestres em análise, foi motivado, principalmente, (i) pela atualização monetária dos preços de venda nos períodos em comparação; e atenuado (ii) pelo ingresso dos contratos vinculados à aquisição das usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão.

Ambiente de Contratação Livre:

A receita de venda a consumidores livres e comercializadoras reduziu R$ 20 milhões (1,8%) entre os trimestres em análise, passando de R$ 1.132 milhões no 3T25 para **R$ 1.112 milhões no 3T26**. A variação resulta do decréscimo de 10,1% no preço médio líquido de vendas (R$ 115 milhões), parcialmente atenuada pelo aumento de 615 GWh (279 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 95 milhões).

A redução no preço médio líquido de vendas, foi motivada, principalmente, pela venda de contratos de longo prazo em um momento de preços mais baixos devido ao cenário hidrológico e o aumento da oferta de renováveis; e atenuada pela atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes. Já a variação na quantidade de energia vendida, deve-se, principalmente, às entradas em operação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, ampliando a energia disponível no portfólio da Companhia.

Receita de Construção

A receita de construção reconhecida no segmento de geração decorre dos investimentos destinados à modernização das unidades geradoras e à extensão da vida útil da Usina Hidrelétrica Jaguara. Os recursos aplicados estão relacionados aos compromissos assumidos no Leilão de Reserva de Capacidade, cujo contrato prevê o fornecimento de potência a partir de agosto de 2030. Os custos realizados no projeto são reconhecidos como receita de construção em contrapartida da rubrica de ativo de contrato. No 3T26 foram reconhecidos R$ 160 milhões como receita de construção e R$ 144 milhões como custo de construção.

Remuneração dos Ativos de Concessão

A remuneração dos ativos de concessão decorre de duas fontes. A primeira refere-se à remuneração dos ativos financeiros associados às Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, que representam o valor presente dos fluxos de caixa futuros da parcela de energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), correspondente a 70% da garantia física dessas usinas. Esses ativos são remunerados pela taxa interna de retorno (TIR) e pela atualização monetária vinculada à variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

A segunda fonte refere-se à remuneração do ativo de contrato relacionado à venda de potência adicional da Usina Hidrelétrica Jaguara, a qual é reconhecida com base nos juros e variação monetária sobre o ativo de contrato constituído no decorrer da obra. Em março de 2026, por meio de sua controlada direta, Companhia Energética Jaguara, a Companhia sagrou-se vencedora do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência nº 02/2026, promovido pela Aneel, para o produto Potência Hidrelétrica 2030. Na ocasião, foi firmado compromisso de venda de 195,78 MW de potência pelo prazo de 15 anos, com início de suprimento em 1º de agosto de 2030, assegurando receita fixa anual de R$ 270,4 milhões, reajustada anualmente pela variação do IPCA, mediante a implantação, operação e manutenção da usina, em especial das unidades geradoras contratadas.

A remuneração dos ativos de concessão totalizou R$ 100 milhões no 3T26, ante R$ 114 milhões no 3T25, representando **redução de R$ 14 milhões (12,3%)**. Desse montante, R$ 96 milhões referem-se à remuneração dos ativos financeiros vinculados à venda de energia destinada ao ACR, enquanto R$ 4 milhões correspondem à remuneração do ativo de contrato relacionado à venda de potência adicional da Usina Hidrelétrica Jaguara, o qual tem como base os juros e variação monetária sobre o ativo de contrato constituído no decorrer da obra.

A redução observada no período decorre, principalmente, da menor variação do IPCA entre os trimestres comparados, parcialmente compensada pelo reconhecimento da remuneração associada ao ativo de contrato da venda de potência adicional e pelo início dos investimentos destinados à modernização das unidades geradoras e à extensão da vida útil da Usina Hidrelétrica Jaguara.

Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 3T26, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de **R$ 198 milhões**, enquanto no 3T25 foi de R$ 203 milhões, o que representa um **decréscimo de R$ 5 milhões** entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

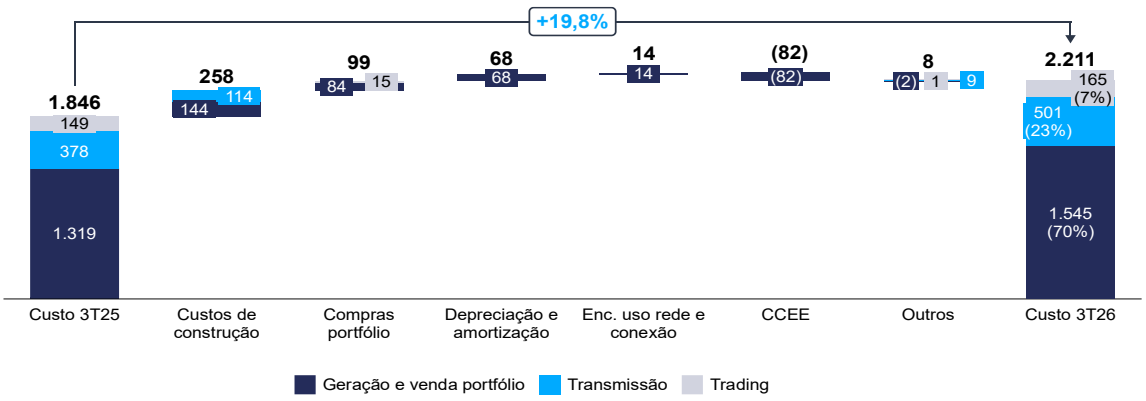
Custos Operacionais

| Custos por segmento – 3T26 x 3T25 | R$ milhões

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
3T26				
Custos de construção	144	458	-	602
Compras de energia	387	-	165	552
Depreciação e amortização	410	3	-	413
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	222	-	-	222
Materiais e serviços de terceiros	140	15	-	155
Pessoal	79	8	-	87
Transações no mercado de energia de curto prazo	55	-	-	55
Royalties	52	-	-	52
Seguros	42	1	-	43
Outros custos operacionais, líquidos	14	16	-	30
Custos operacionais	**1.545**	**501**	**165**	**2.211**
3T25				
Custos de construção	-	344	-	344
Compras de energia	303	-	150	453
Depreciação e amortização	342	3	-	345
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	208	-	-	208
Materiais e serviços de terceiros	138	12	-	150
Pessoal	70	4	-	74
Transações no mercado de energia de curto prazo	137	-	-	137
Royalties	53	-	-	53
Seguros	43	1	-	44
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(1)	(1)
Repactuação do risco hidrológico	(9)	-	-	(9)
Outros custos operacionais, líquidos	34	14	-	48
Custos operacionais	**1.319**	**378**	**149**	**1.846**
Variação				
Custos de construção	144	114	-	258
Compras de energia	84	-	15	99
Depreciação e amortização	68	-	-	68
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	14	-	-	14
Materiais e serviços de terceiros	2	3	-	5
Pessoal	9	4	-	13
Transações no mercado de energia de curto prazo	(82)	-	-	(82)
Royalties	(1)	-	-	(1)
Seguros	(1)	-	-	(1)
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	1	1
Repactuação do risco hidrológico	9	-	-	9
Outros custos operacionais, líquidos	(20)	2	-	(18)
Custos operacionais	**226**	**123**	**16**	**365**

Os custos operacionais aumentaram em R$ 365 milhões (19,8%) entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.846 milhões no 3T25 para **R$ 2.211 milhões no 3T26**. Esta variação foi reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) elevação de R$ 226 milhões (17,1%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (ii) acréscimo de R$ 123 milhões (32,5%) nos custos do segmento de transmissão; e (iii) aumento de R$ 16 milhões (10,7%) nos custos de operações de *trading* de energia.

| 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

- **Custos de construção:** o reconhecimento de custos de construção no segmento de geração e venda de energia do portfólio decorre dos investimentos destinados à modernização das unidades geradoras e à extensão da vida útil da Usina Hidrelétrica Jaguara. Os recursos aplicados estão relacionados aos compromissos assumidos no Leilão de Reserva de Capacidade, cujo contrato prevê o fornecimento de potência a partir de agosto de 2030. Os custos incorridos no projeto são reconhecidos como custos de construção, enquanto a correspondente receita de construção contempla tais custos acrescidos da margem de construção, em contrapartida ao ativo de contrato. No 3T26, foram reconhecidos R$ 144 milhões como custos de construção e R$ 160 milhões como receita de construção.
- **Compras de energia:** entre o 3T25 e o 3T26 houve aumento de R$ 84 milhões (27,7%) nas compras de energia, substancialmente motivada pela combinação do acréscimo de 621 GWh (281 MW médios) na quantidade de energia comprada (R$ 89 milhões) e parcialmente compensado pela redução de 1,4% no preço médio líquido de compra de energia, com impacto de R$ 5 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, principalmente, a redução dos preços de fechamento de mês, em decorrência do menor PLD médio entre os trimestres comparados, efeito parcialmente compensado pela atualização monetária dos contratos de longo prazo.
- **Depreciação e amortização:** aumento de R$ 68 milhões (19,9%), 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 2026, respectivamente; e (ii) do acréscimo de depreciação das subsidiárias adquiridas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão.
- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram inferiores em R$ 82 milhões (59,9%) entre os trimestres em análise. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".
- **Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** acréscimo de R$ 14 milhões (6,7%) entre os trimestres analisados, resultante, substancialmente (i) da entrada em operação comercial integral 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.

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$ 240 milhões positivos no 3T26, redução de R$ 25 milhões (9,4%), em relação ao mesmo trimestre de 2025, cujo valor foi de R$ 265 milhões. As variações decorrem, substancialmente, (i) do decréscimo de R$ 24 milhões (10,2%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, pela redução dos índices inflacionários entre os trimestres comparados; (ii) da redução de R$ 2 milhões no resultado líquido de O&M; e atenuado (iii) pelo efeito positivo de R$ 1 milhão (0,9%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção (aumento de R$ 115 milhões e R$ 114 milhões, respectivamente).

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida no 3T26 foi de R$ 244 milhões, (R$ 203 milhões no 3T25), sendo R$ 215 milhões (R$ 181 milhões no 3T25) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R$ 29 milhões (R$ 22 milhões no 3T25) relativos à receita de serviços prestados de O&M.

Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão:

(em R$ milhões)	3T26	3T25	Variação
RAP, líquida de PIS e Cofins	244	203	41
Custos operacionais	(40)	(31)	(9)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(6)	(5)	(1)
Outras receitas operacionais, líquidas	1	-	1
Ebitda regulatório de transmissão	**199**	**167**	**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$ 8 milhões,** motivado (i) pelo aumento de R$ 5 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; e (ii) pelo impacto positivo de R$ 3 milhões nas operações de *trading* de energia.

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
3T26	
Receita operacional líquida	198
Custos operacionais	(55)
Resultado líquido	**143**
3T25	
Receita operacional líquida	203
Custos operacionais	(137)
Resultado líquido	**66**
Variação	
Receita operacional líquida	(5)
Custos operacionais	82
Resultado líquido	**77**

No 3T26 e no 3T25, **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$ 143 milhões** e R$ 66 milhões, respectivamente. O montante representa **aumento de R$ 77 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) impacto positivo em virtude do aumento do Fator de Ajuste do MRE (GSF), tendo em vista a alocação de garantia física e a geração das usinas participantes, cuja média do GSF passou de 64,9% no 3T25 para 77,1% no 3T26; (ii) efeitos da variação positiva nas operações de fechamento de mês, recontabilizações e modulações entre os trimestres analisados; (iii) efeito positivo no MRE em virtude da maior geração hidrelétrica em relação ao ano anterior; parcialmente compensados pelo (iv) decréscimo da receita com energia livre devido, principalmente, a redução do PLD médio entre os períodos.

PLD médio em R$/MWh	3T26	3T25	Variação
Sul	129,05	253,06	(49,0%)
Sudeste/Centro-Oeste	129,76	252,51	(48,6%)
Nordeste	128,48	240,03	(46,5%)
Norte	129,17	251,07	(48,6%)

Em dezembro de 2025, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2026 em R$ 785,27/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 redução nas despesas com vendas, gerais e administrativas, no montante de R$ 26 milhões (18,4%) entre o 3T26 e o 3T25. As variações nos trimestres analisados decorrem, principalmente, da redução nas despesas com consultoria, principalmente no assessoramento da Companhia nos projetos de autoprodução e de despesas com serviços de tecnologia ocorridos em trimestres diferentes dos períodos comparados.

Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas

A Companhia apresentou variação positiva de R$ 6 milhões entre os períodos, decorrente do reconhecimento, no 3T25, no segmento de geração, de despesa de R$ 6 milhões referente à baixa de ativos no Conjunto Fotovoltaico Paracatu em razão da atualização de tecnologia dos seguidores solares.

Alienação de subsidiária

A Companhia apresentou variação negativa de R$ 11 milhões com alienação de subsidiária devido ao registro, no 3T25, de R$ 11 milhões referente a recebimentos previstos no acordo de venda da subsidiária Usina Termelétrica Pampa Sul, concluído em 2023.

Resultado de Equivalência Patrimonial – Jirau Energia

A partir de 17 de julho de 2026, a Companhia passou a reconhecer os resultados da Jirau Energia S.A. (Jirau), concessionária da Usina Hidrelétrica Jirau, por meio do método da equivalência patrimonial, em decorrência da integralização, pela sua controladora ENGIE Brasil Participações S.A. (EBP), de sua participação de 40% na investida, no contexto da oferta pública primária de ações concluída naquela data. Como a Companhia não detém o controle individual da Jirau, os resultados reconhecidos refletem sua participação de 40% no lucro líquido da investida, passando a contribuir para o resultado de equivalência patrimonial da Companhia.

	3T26		3T25
Demonstração dos resultados (em R$ milhões)	100%	Participação da Companhia[1]	100%
Receita operacional líquida	1.014	187	978
Custos dos serviços prestados	(235)	(76)	(625)
Lucro bruto	**779**	**111**	**353**
Despesas gerais e administrativas	(32)	(10)	(33)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**747**	**101**	**320**
Resultado financeiro	(196)	(64)	(196)
Lucro antes dos impostos	**551**	**37**	**124**
Imposto de renda e contribuição social	(153)	(2)	18
Lucro líquido de Jirau	**398**	**35**	**142**

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

	3T26		3T25
Ebitda (em R$ milhões)	100%	Participação da Companhia[1]	100%
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**747**	**101**	**320**
Depreciação e amortização	213	69	202
Ebitda[2]	**960**	**170**	**522**
Margem Ebitda	**94,7%**		**53,4%**

[1] Participação da Companhia: participação de 40% aplicada aos resultados apurados no período compreendido entre 17 de julho e 30 de setembro de 2026.
[2] 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 2023, respectivamente.

No 3T26, Jirau reconheceu R$ 438 milhões decorrentes da extensão do prazo de concessão da usina, aprovada pela Aneel como forma de compensação por distorções na alocação de energia no Ambiente de Contratação Regulado (ACR). Esse montante refere-se a ressarcimentos relacionados a períodos anteriores ao ingresso da Companhia no investimento e, portanto, compõe o resultado atribuível aos acionistas anteriores. Dessa forma, esse efeito não foi considerado no resultado de equivalência patrimonial reconhecido pela Companhia. Além disso, a equivalência patrimonial de Jirau foi reconhecida de forma proporcional ao período de detenção da participação no trimestre.

O resultado de equivalência patrimonial do 3T26, atribuído à Companhia, foi de R$ 35 milhões, consequência dos seguintes fatores: (i) R$ 170 milhões relativos ao Ebitda; atenuado por (ii) R$ 69 milhões de depreciação e amortização; (iii) R$ 64 milhões de despesas financeiras, líquidas; e (iv) R$ 2 milhões relativos à despesa de IR e CSLL.

Balanço Patrimonial

Os principais grupos do ativo e passivo de Jirau em 30 de setembro de 2026 e 31 de dezembro de 2025 eram estes:

Balanço Patrimonial	30/09/2026	31/12/2025
ATIVO		
Ativo circulante	**2.298**	**1.717**
Caixa e equivalentes de caixa	1.623	1.100
Contas a receber de clientes	447	448
Outros ativos circulantes	228	169
Ativo não circulante	**17.223**	**16.954**
Depósitos vinculados	531	502
Outros ativos não circulantes	1.086	1.261
Imobilizado	13.932	14.421
Intangível	1.674	770
Total	**19.521**	**18.671**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**1.393**	**1.237**
Instrumentos de dívida	857	792
Outros passivos circulantes	536	445
Passivo não circulante	**8.680**	**8.624**
Instrumentos de dívida	7.732	8.174
Outros passivos não circulantes	948	450
Patrimônio líquido	**9.448**	**8.810**
Total	**19.521**	**18.671**

Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás - TAG

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:

	3T26		3T25	
Demonstração dos resultados (em R$ milhões)	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Receita operacional líquida	2.115	370	2.305	403
Custos dos serviços prestados	(658)	(115)	(590)	(103)
Lucro bruto	**1.457**	**255**	**1.715**	**300**
Despesas gerais e administrativas	(62)	(11)	(41)	(7)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.395**	**244**	**1.674**	**293**
Resultado financeiro	(397)	(69)	(532)	(93)
Lucro antes dos impostos	**998**	**175**	**1.142**	**200**
Imposto de renda e contribuição social	(177)	(31)	(194)	(34)
Lucro líquido da TAG	**821**	**144**	**948**	**166**

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

	3T26		3T25	
Ebitda (em R$ milhões)	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.395**	**244**	**1.674**	**293**
Depreciação e amortização	182	32	180	32
Amortização da mais valia	150	26	150	26
Ebitda[1]	**1.727**	**302**	**2.004**	**351**
Margem Ebitda	**81,7%**		**86,9%**	

[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 3T25 e o 3T26, o resultado de equivalência patrimonial reduziu R$ 22 milhões (13,3%), passando de R$ 166 milhões para R$ 144 milhões, respectivamente. A variação foi consequência do menor 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); atenuado (ii) pelo efeito positivo no resultado financeiro líquido: (ii.i) pela redução de juros sobre dívida devido ao menor saldo devedor; e (ii.ii) pelo aumento de rendimento sobre aplicações financeiras; e (iii) pela diminuição de IR e CSLL devido ao menor lucro antes dos impostos.

Balanço Patrimonial

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG em 30 de setembro de 2026 e 31 de dezembro de 2025 eram estes:

Balanço Patrimonial	30/09/2026	31/12/2025
ATIVO		
Ativo circulante	**3.742**	**2.530**
Caixa e equivalentes de caixa	2.300	655
Contas a receber de clientes	1.288	1.706
Instrumentos financeiros derivativos - hedge	2	-
Outros ativos circulantes	152	169
Ativo não circulante	**28.066**	**28.269**
Depósitos vinculados	885	460
Instrumentos financeiros derivativos - hedge	131	-
Outros ativos não circulantes	134	162
Imobilizado	24.165	24.892
Intangível	2.751	2.755
Total	**31.808**	**30.799**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**3.292**	**2.888**
Instrumentos de dívida	1.846	2.004
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	9	73
Outros passivos circulantes	1.437	811
Passivo não circulante	**20.306**	**21.844**
Instrumentos de dívida	13.463	14.936
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	-	210
Imposto de renda e contribuição social diferidos	6.314	5.933
Outros passivos não circulantes	529	765
Patrimônio líquido	**8.210**	**6.067**
Total	**31.808**	**30.799**

Ebitda e Margem Ebitda Consolidado

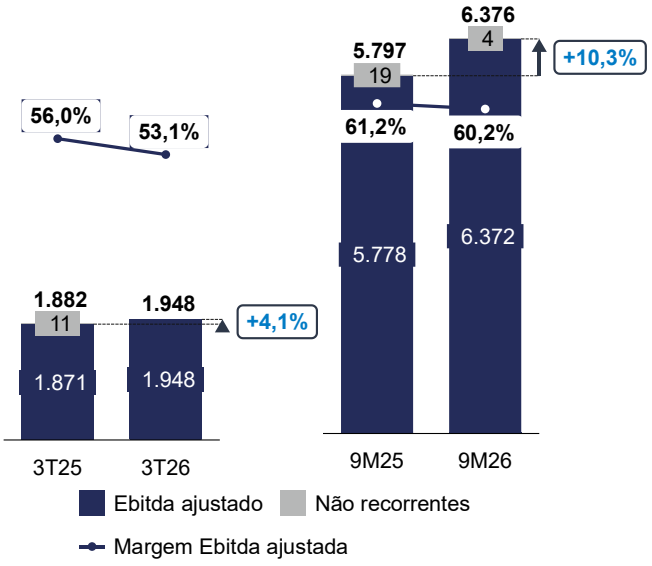
| Ebitda por segmento – 3T26 x 3T25 | R$ milhões

	Energia Elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Transporte de gás	Consolidado
3T26					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.136	235	8	144	1.523
Depreciação e amortização	422	3	-	-	425
Ebitda[1]	**1.558**	**238**	**8**	**144**	**1.948**
Ebitda ajustado	**1.558**	**238**	**8**	**144**	**1.948**
Margem Ebitda ajustada	**56,6%**	**32,1%**	**4,6%**	**-**	**53,1%**
3T25					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.102	260	(1)	166	1.527
Depreciação e amortização	352	3	-	-	355
Ebitda	**1.454**	**263**	**(1)**	**166**	**1.882**
Alienação de subsidiária	(11)	-	-	-	(11)
Ebitda ajustado	**1.443**	**263**	**(1)**	**166**	**1.871**
Margem Ebitda ajustada	**56,6%**	**40,9%**	**(0,7%)**	**-**	**56,0%**
Variação					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	34	(25)	9	(22)	(4)
Depreciação e amortização	70	-	-	-	70
Ebitda	**104**	**(25)**	**9**	**(22)**	**66**
Alienação de subsidiária	11	-	-	-	11
Ebitda ajustado	**115**	**(25)**	**9**	**(22)**	**77**
Margem Ebitda ajustada	**-**	**(8,8 p.p.)**	**5,3 p.p.**	**-**	**(2,9 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 3T26 e o 3T25, o **Ebitda ajustado aumentou** R$ 77 milhões (4,1%), passando de R$ 1.871 milhões no 3T25 para **R$ 1.948 milhões no 3T26**. A variação foi consequência dos **efeitos positivos** de (i) R$ 115 milhões (8,0%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; e (ii) R$ 9 milhões de variação positiva no segmento de *trading*. Esses efeitos foram atenuados pelos **efeitos negativos** de (iii) R$ 25 milhões (9,5%) de redução no resultado do segmento de transmissão de energia; e (iv) de R$ 22 milhões (13,3%) decorrentes de menor resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG.

Ebitda Aiustado[1] | R$ milhões



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

As principais variações no Ebitda ajustado estão no segmento de geração e venda de energia elétrica, indicadas no item (i) acima, cujos **efeitos positivos**, foram: (i) R$ 77 milhões de impacto positivo nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (ii) R$ 51 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e preço médio líquido de venda; (iii) R$ 35 milhões decorrentes do início da contribuição do resultado de participação societária em controlada em conjunto Jirau; (iv) redução de R$ 26 milhões com despesas de vendas gerais e administrativas; (v) R$ 16 milhões referente ao resultado líquido das receitas e custos de construção de Jaguara; e (vi) R$ 8 milhões relativos aos demais custos operacionais e despesas administrativas. Esses efeitos foram atenuados pelas seguintes variações com **efeitos negativos**: (vii) aumento de R$ 84 milhões nas compras de energia; e (viii) redução de R$ 14 milhões na remuneração dos ativos financeiros de concessões.

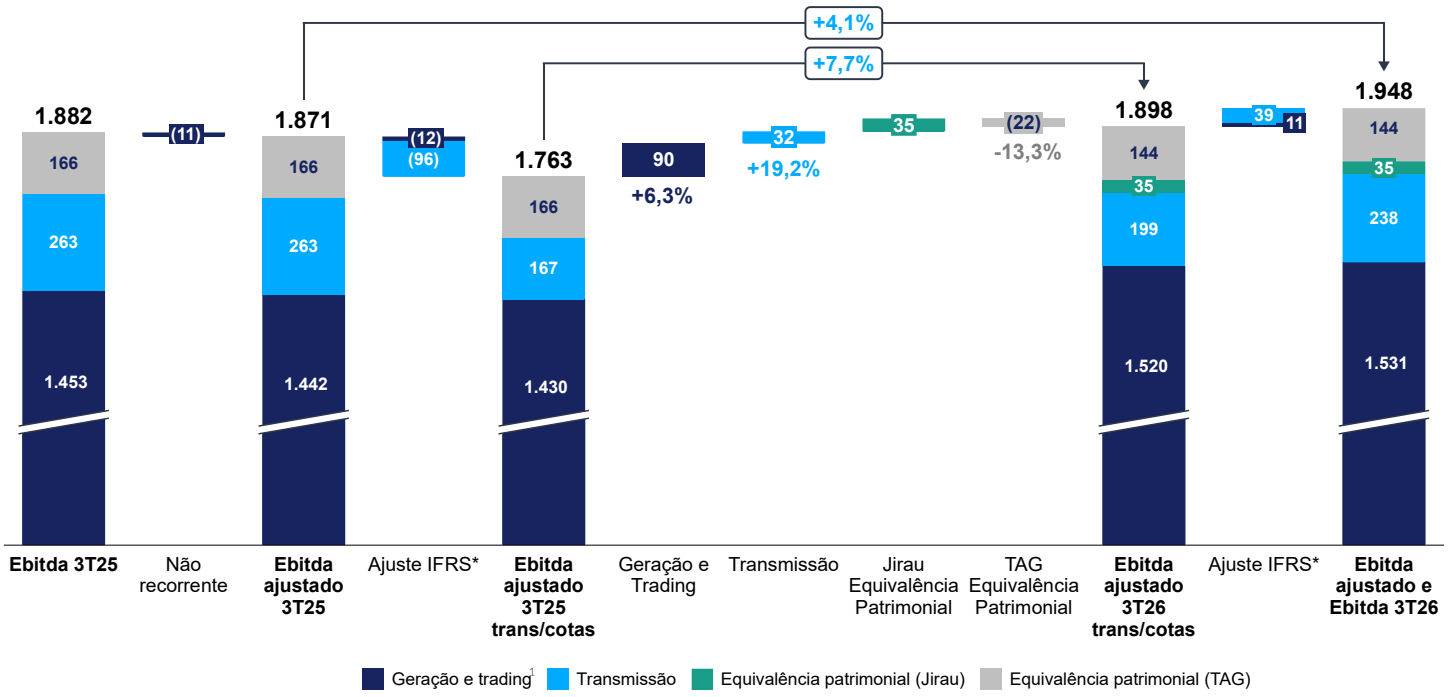
Adicionalmente, no 3T26, o Ebitda ajustado foi impactado negativamente pelo segmento de transmissão, cujos efeitos foram a combinação dos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 24 milhões pela redução na remuneração dos ativos de concessão; (ii) queda de R$ 2 milhões na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos); e atenuado pelo (iii) aumento de R$ 1 milhão na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção.

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)	3T26	3T25	Var. (%)	9M26	9M25	Var. (%)
Lucro líquido recorrente	711	738	(3,7)	3.465	2.132	62,5
Efeito não recorrente líquido de IR e CSLL:						
(-) Ganho financeiro com repactuação do UBP[1]	5	-	(100,0)	(1.264)	-	100,0
(+) Alienação de subsidiária	-	(7)	(100,0)	(3)	(13)	(80,7)
Lucro líquido ajustado	**716**	**731**	**(2,1)**	**2.198**	**2.119**	**3,8**
(+) Imposto de renda e contribuição social ajustado	199	219	(9,1)	636	656	(3,0)
(+) Resultado financeiro ajustado	608	566	7,4	2.311	1.995	15,8
(+) Depreciação e amortização	425	355	19,7	1.227	1.008	21,7
Ebitda ajustado	**1.948**	**1.871**	**4,1**	**6.372**	**5.778**	**10,3**
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(238)	(263)	(9,5)	(968)	(907)	6,7
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	199	167	19,2	634	506	25,3
Ebitda societário cotistas (IFRS)	(200)	(192)	4,2	(670)	(613)	9,3
Ebitda regulatório cotistas	189	180	5,0	560	520	7,7
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotas	**1.898**	**1.763**	**7,7**	**5.928**	**5.284**	**12,2**

[1] Líquido de PIS e Cofins.

| 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)	3T26	3T25	Var. (R$)	9M26	9M25	Var. (R$)
Ganho financeiro com repactuação do UBP[1]	(7)	-	(7)	1.915	-	1.915
Renda de aplicações financeiras	177	196	(19)	530	493	37
Outras receitas financeiras	41	25	16	192	83	109
Total receitas financeiras	**211**	**221**	**(10)**	**2.637**	**576**	**2.061**
Dívida:						
Juros	(671)	(500)	(171)	(1.807)	(1.171)	(636)
Atualização monetária	(75)	(119)	44	(801)	(694)	(107)
Outras receitas (despesas) financeiras, líquidas	(62)	(38)	(24)	(161)	(226)	65
Total despesas financeiras	**(808)**	**(657)**	**(151)**	**(2.769)**	**(2.091)**	**(678)**
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):						
Atualização monetária	-	(8)	8	(213)	(115)	(98)
Atualização a valor presente	(18)	(122)	104	(51)	(365)	314
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**(18)**	**(130)**	**112**	**(264)**	**(480)**	**216**
Resultado financeiro	**(615)**	**(566)**	**(49)**	**(396)**	**(1.995)**	**1.599**
Efeito não recorrente						
(-) Ganho financeiro com repactuação do UBP	7	-	7	(1.915)	-	(1.915)
Resultado financeiro ajustado	**(608)**	**(566)**	**(42)**	**(2.311)**	**(1.995)**	**(316)**

[1]Líquido de PIS e Cofins

Receitas financeiras: no 3T26, as receitas financeiras atingiram R$ 211 milhões, R$ 10 milhões ou 4,5% abaixo dos R$ 221 milhões auferidos no 3T25, substancialmente, pela redução de R$ 19 milhões na receita com aplicações financeiras, motivada, principalmente, pela redução da média dos saldos de aplicações financeiras nos períodos em questão. Estes efeitos foram atenuados, pelo aumento de outras receitas financeiras, principalmente, pelo reconhecimento da atualização monetária de créditos fiscais a recuperar decorrentes de decisão judicial.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 3T26 foram de R$ 808 milhões, isto é, R$ 151 milhões ou 23,0% acima das registradas no 3T25, que foram de R$ 657 milhões. As principais variações observadas foram decorrentes do aumento de R$ 127 milhões sobre a dívida, entre os trimestres analisados, em virtude do (i) acréscimo de R$ 171 milhões de juros sobre a dívida, em razão, substancialmente, da emissão da 16ª emissão de debêntures da Companhia, ocorrida em fevereiro de 2026 e pela redução dos juros capitalizados; (ii) aumento por pagamento de prêmio por antecipação de instrumentos de dívida; e (iii) redução de R$ 44 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$ 123 milhões na capitalização no ativo imobilizado, quando comparado ao 3T25, decorrente da entrada em operação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, não havendo capitalização de juros no 3T26.
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público): as despesas de concessões a pagar reduziram em R$ 112 milhões (86,2%), atingindo R$ 18 milhões no 3T26 em contrapartida aos R$ 130 milhões no 3T25, em virtude, principalmente, (i) da redução de R$ 104 milhões do cálculo do valor presente do UBP motivado pela repactuação do saldo; e pelo (ii) decréscimo de R$ 8 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, da redução do saldo de UBP a pagar.

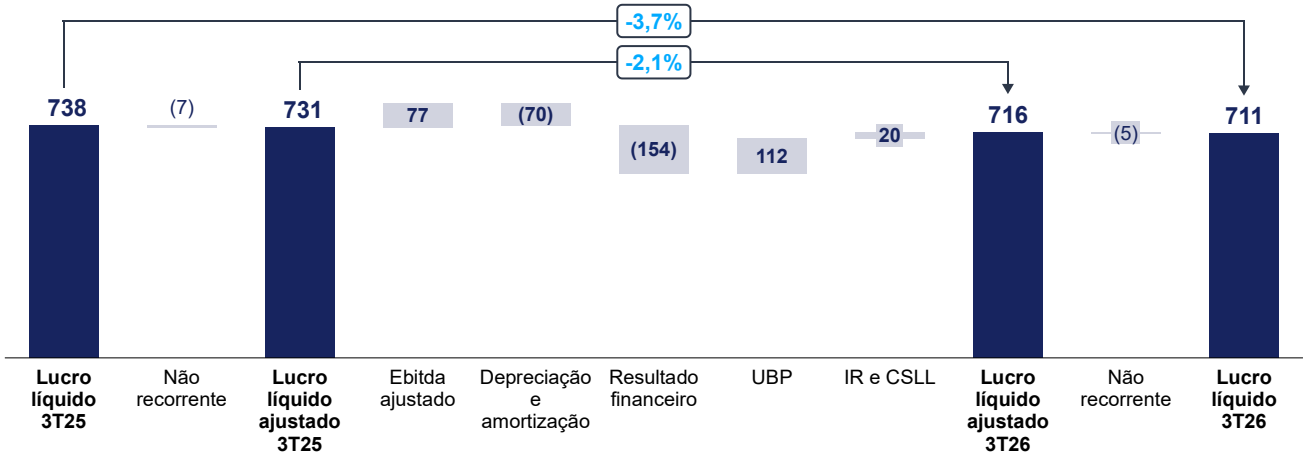
Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

O valor apurado de **IR e CSLL ajustado no 3T26 foi R$ 199 milhões**, um decréscimo de R$ 20 milhões (9,1%) quando comparado ao mesmo trimestre de 2025, o qual foi R$ 219 milhões. A variação foi motivada, principalmente, pela redução do resultado antes dos tributos sobre o lucro. Considerando os efeitos não recorrentes dos custos com a repactuação do UBP e da alienação de subsidiária, as despesas com IR e CSLL, reduziram R$ 26 milhões (11,7%), entre os trimestres analisados.

Lucro Líquido

O lucro líquido ajustado do 3T26 foi de R$ 716 milhões, R$ 15 milhões ou 2,1% abaixo dos R$ 731 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. A variação é consequência dos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 77 milhões no Ebitda ajustado; (ii) redução de R$ 20 milhões no IR e CSLL ajustado; atenuado pelo (iii) aumento de R$ 70 milhões da depreciação e amortização; e (iv) efeito negativo de R$ 42 milhões do resultado financeiro líquido ajustado. Com os efeitos não recorrentes da repactuação do UBP e a alienação de subsidiária, o lucro líquido reduziu R$ 27 milhões.

| Evolução do Lucro Líquido | R$ milhões



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" ou "EBP"), 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%[1] da capacidade instalada de geração do país. Em 30.09.2026, a capacidade instalada da Companhia, incluindo as participações em consórcios de geração de energia, era de 11.265,9 MW[1]. A garantia física para fins de comercialização era de 5.356,6 MW médios[1], dos quais 358,6 MW médios são relativos à parcela de 70% da garantia física das Usinas Hidrelétricas Jaguara 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 30.09.2026, o parque gerador, consolidado, em operação da Companhia era composto por **145 usinas**[1]

13	88	1	41	2
hidrelétricas ("UHE")[1]	parques eólicos	à biomassa	solares fotovoltaicas	pequenas centrais hidrelétricas ("PCH")

(1) Os saldos apresentados não consideram a Usina Hidrelétrica de Jirau. Em 30.09.2026, a participação da ENGIE no empreendimento correspondia a 1.500 MW de capacidade instalada e 872,9 MW médios de garantia física.

a) Concessões e autorizações

Em 30.09.2026, a Companhia possui 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	01.2036	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[4]	ENGIE	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 Jaguara[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
UHE Jirau	Jirau Energia S.A.	UBP para Geração de Energia Elétrica	3.750[1]	2.182[1]	08.2008	08.2047	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	9

(1) Valores totais, incluindo montante referente às participações das demais empresas nos consórcios e no empreendimento controlado em conjunto.
(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.
(4) A Companhia passou a deter essa concessão em 31.07.2026, em decorrência da incorporação da Companhia Energética do Jari (CEJA). Mais informações vide item b.9 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	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
Gralha Azul	ETP	Deságio da RAP	1.000 km	5	03.2018	03.2048	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7
Novo Estado	ETP	Deságio da RAP	1.800 km	1	03.2018	03.2048	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	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7
Asa Branca	ETP	Deságio da RAP	1.006 km	-	09.2023	09.2053	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7
Graúna	ETP	Deságio da RAP	943 km	4	12.2024	12.2054	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7
Colibri Sul	ETP	Deságio da RAP	143 km	-	06.2026	06.2056	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7
Colibri A	ETP	Deságio da RAP	-	Ampliação em subestação de terceiros e instalação de compensador síncrono	06.2026	06.2056	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7
Colibri B	ETP	Deságio da RAP	-	Ampliação em subestação de terceiros e instalação de compensador síncrono	06.2026	06.2056	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7
Colibri C	ETP	Deságio da RAP	-	Ampliação em subestação de terceiros e instalação de compensador síncrono	06.2026	06.2056	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7
Colibri D	ETP	Deságio da RAP	-	Ampliação em subestação de terceiros e instalação de compensador síncrono	06.2026	06.2056	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7

(1) Os contratos de concessão, em sua totalidade, são indexados ao IPCA.

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	73	12	07.2007	06.2042[2]	Transferência parceiro[2]	10 e 11
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)							
PCH Rondonópolis	Tupan	27	14	12.2002	10.2047[5]	Devolução do ativo	10 e 11
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	9	12.2002	01.2047[5]	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	2	0,3	05.2015	Não aplicável[3]	Não aplicável[4]	10 e 11
EOL Tubarão 2 P&D	ENGIE	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.
(5) Considera o período de extensão previsto na Lei nº 14.182/2021 e resolução autorizativa nº 16.739/2026.

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	SPEs do Conjunto	752	229	02.2022	02.2057	Desmobilização	10 e 11
Nova Aurora	ENGIE	3	0,2	04.2014	Não aplicável[3]	Não aplicável[4]	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) 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.

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 nove meses findo em 30.09.2026, foram:



b.1) *Ratings* da Companhia

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

Rating	Classificação	Data
Rating nacional de longo prazo	'AAA(bra)' com perspectiva estável	10.08.2026
Rating nacional de longo prazo - emissões de debêntures seniores	'AAA(bra)' com perspectiva estável	10.08.2026
Rating internacional de longo prazo em moeda estrangeira	'BB+' com perspectiva estável	10.08.2026
Rating internacional de longo prazo em moeda local	'BBB' com perspectiva estável	10.08.2026
16ª emissão de debêntures	'AAA(bra)' com perspectiva estável	26.02.2026

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

Em janeiro de 2025, a Companhia recebeu da Aneel autorização para entrada em operação comercial do primeiro parque do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, com capacidade instalada de 40,5 MW. Em fevereiro de 2026, foi obtida a autorização para o último parque do empreendimento, concluindo a entrada em operação comercial dos 16 parques que compõem o Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, localizado em Assú (RN). Com isso, o complexo passou a operar integralmente, incorporando 752 MW de capacidade instalada 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.

Adicionalmente, em 06.07.2026 a Companhia realizou a 17ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em duas séries, no montante total de até R$ 700.000, destinada exclusivamente a investidores profissionais, nos termos da regulamentação aplicável da Comissão de Valores Mobiliários (CVM). Os recursos captados por meio da emissão têm como objetivo a recomposição do capital de giro e o financiamento da execução do plano de negócios da Companhia, conforme previsto na respectiva escritura de emissão. A liquidação financeira ocorreu em 17.07.2026. 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 Jaguara, 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 Jaguara. 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. A RAP total apresentada pela Companhia foi de R$ 122,7 milhões, reajustada pelo IPCA, representando um deságio médio de 52,99%. O investimento total estimado pela Aneel foi de R$ 1,57 bilhão.

As concessões terão prazo de 30 anos, contados da assinatura dos contratos de concessão, com entrada em operação comercial prevista até dezembro de 2029. Mais informações vide Nota 7 – Ativo de Contrato.

b.6) Modernização do marco regulatório do setor elétrico

Para o período de nove meses findo em 30.09.2026, 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.

b.7) Repactuação do UBP

Em abril de 2026, a Companhia aprovou a adesão ao mecanismo de repactuação das parcelas vincendas das obrigações de Uso de Bem Público (UBP) relativas às usinas hidrelétricas Cana Brava (UHCB) e Ponte de Pedra (UHPP), nos termos da Lei nº 15.235/2025 e conforme metodologia de cálculo estabelecida pela Aneel. A repactuação, formalizada por meio de termo aditivo celebrado em junho de 2026, previu a liquidação antecipada das obrigações futuras mediante pagamento único, calculado com base no valor presente das parcelas em aberto, resultando na extinção da obrigação original e no reconhecimento de ganho financeiro decorrente do desconto concedido pelo regulador.

A receita financeira bruta total reconhecida em junho de 2026, decorrente do desconto financeiro obtido e antes dos efeitos tributários, totalizou R$ 2.010.973. Em julho de 2026, ocorreu a liquidação financeira da obrigação remanescente, no montante de R$ 2.230.671. Mais informações vide Nota 15 – Concessões a pagar (UBP).

b.8) Oferta pública de ações e transferência da participação em Jirau para a ENGIE Brasil Energia

No primeiro semestre de 2026, a Companhia avançou na implementação da operação de transferência da participação de 40% na Jirau Energia S.A. (Jirau), anteriormente detida pela sua controladora ENGIE Brasil Participações Ltda. Em 10.06.2026, o Conselho de Administração aprovou a realização de uma oferta pública primária de ações destinada a viabilizar a operação. Na sequência, em 02.07.2026, os acionistas aprovaram, em Assembleia Geral Extraordinária, o laudo de avaliação da participação e o valor atribuído ao investimento para fins de integralização de capital, e, em 06.07.2026, foi protocolado perante a CVM o pedido de registro da oferta pública.

A operação foi concluída em julho de 2026, com a aprovação e homologação do aumento de capital pelo Conselho de Administração em 14.07.2026 e a efetiva transferência da participação societária na Jirau para a Companhia em 17.07.2026. Com transferência das ações, a Companhia passou a deter diretamente participação de 40% no capital social da investida. A operação preservou a participação acionária da EBP na ENGIE após a conclusão da oferta pública de ações. Informações adicionais estão apresentadas na Nota 9 – Investimentos e Nota 20 – Patrimônio Líquido.

b.9) Incorporação de controlada

Em 31.07.2026, a Assembleia Geral Extraordinária da Companhia aprovou a incorporação da Companhia Energética do Jari (CEJA), a qual foi efetivada na mesma data. Em decorrência da operação, a CEJA foi extinta, sendo sucedida pela Companhia em todos os seus direitos e obrigações. O patrimônio líquido da CEJA, apurado a valor contábil com base em laudo de avaliação elaborado por empresa especializada, totalizou R$ 995.640, correspondendo a ativos incorporados de R$ 1.438.747 e passivos assumidos de R$ 443.107. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

b.10) Distribuição de dividendos intercalares

Em reunião realizada em 05.08.2026, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a distribuição de dividendos intercalares, com base nas informações trimestrais levantadas em 30.06.2026, no valor de R$ 770.805, correspondentes a R$ 0,54420747574 por ação. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos intercalares a partir de 21.08.2026 e a data de pagamento será definida posteriormente pela Diretoria Executiva e comunicada por meio de Aviso aos Acionistas.

b.11) Liquidação antecipada de ações preferenciais resgatáveis

Em 09.09.2026, a Novo Estado Participações S.A., controlada indireta da Companhia, concluiu a liquidação antecipada integral das ações preferenciais resgatáveis das classes “4” a “12”, emitidas nos termos do acordo de acionistas. O valor total desembolsado foi de R$ 524.032. Mais informações vide Nota 14 – Instrumentos de dívida.

NOTA 2. APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

As Informações Trimestrais (ITR) da controladora foram elaboradas em conformidade com o Pronunciamento Contábil CPC 21 (R1) – 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 (R1).

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. 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.

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 30.09.2026. 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 30.09.2026, 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. Adicionalmente, para a ITR de 30.09.2026, foram aplicadas as práticas contábeis apresentadas abaixo, em decorrência da transferência da participação em Jirau para a ENGIE Brasil Energia, bem como pelo reconhecimento de Títulos e valores mobiliários.

Combinação de negócios: transações entre empresas sob controle comum

As combinações de negócios envolvendo entidades sob controle comum não estão abrangidas pelo CPC 15 (R1), correspondente brasileiro a norma internacional IFRS 3. Nesses casos, a Administração julgou adequada a aplicação do método do custo predecessor, considerando que a transação representa uma reorganização societária entre entidades sob controle comum. De acordo com esse método, o investimento recebido foi reconhecido com base em seu valor contábil histórico, sem o reconhecimento de ágio ou mais-valia decorrente da transação. A diferença entre o valor contábil do investimento recebido e o valor da contraprestação transferida foi reconhecida diretamente no patrimônio líquido, na rubrica “Transações entre empresas sob controle comum”.

Títulos e valores mobiliários

Os títulos e valores mobiliários são compostos por letras financeiras mantidas por meio do fundo exclusivo Energy Prime. Esses títulos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo e, subsequentemente, mensurados ao valor justo por meio do resultado. Os rendimentos, juros e atualizações monetárias são reconhecidos no resultado quando incorridos.

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[2]	A Companhia encontra-se em processo de avaliação sobre a adoção e divulgação do relatório para os próximos exercícios.
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.
(2) Conforme a Resolução CVM nº 244/2026, a adoção passou a ser voluntária a partir de 01.01.2026.

A adoção dessas alterações de normas não resultou em impactos significativos nas ITR individuais e consolidadas do período findo em 30.09.2026.

b) Aprovação das informações trimestrais

As ITR ora apresentadas foram aprovadas em reunião do Conselho de Administração realizada em 10.11.2026.

NOTA 3. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

a. Caixa e equivalentes de caixa

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2026	31.12.2025	30.09.2026	31.12.2025
Caixa e depósitos bancários à vista	**39.009**	**17.954**	**361.083**	**189.122**
Aplicações financeiras em Fundo de Investimento Exclusivo (FIE)				
Operações compromissadas lastreadas				
Exclusivamente em títulos públicos federais	1.044.242	751.928	3.070.365	2.221.280
Em títulos privados e públicos federais	112.392	-	382.052	412.034
	1.156.634	**751.928**	**3.452.417**	**2.633.314**
Outras aplicações financeiras	162.442	59.502	533.327	536.116
	1.358.085	**829.384**	**4.346.827**	**3.358.552**

b. Títulos e valores mobiliários

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2026	31.12.2025	30.09.2026	31.12.2025
Títulos e valores mobiliários				
Letras financeiras[1]	44.064	-	149.786	-
	44.064	**-**	**149.786**	**-**

(1) Mais informações vide Nota 2 - Apresentação das informações trimestrais.

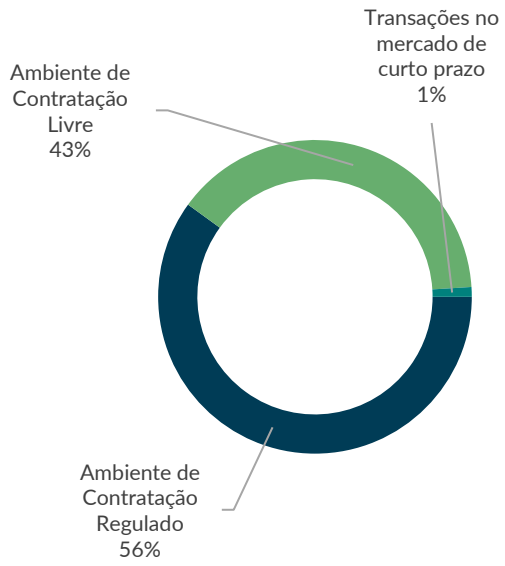
NOTA 4. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2026	31.12.2025	30.09.2026	31.12.2025
Ambiente de Contratação Regulado[1]	437.682	416.853	618.572	604.126
Ambiente de Contratação Livre[2]	340.751	214.816	479.949	487.113
Encargos de uso da rede elétrica - Transmissoras	-	-	157.027	115.783
Operações de *trading*	-	-	40.138	37.999
Transações no mercado de curto prazo	5.310	66.207	21.686	76.103
Outros	-	-	25.741	24.364
Provisão para perdas de crédito esperadas	(6.197)	(6.197)	(22.827)	(22.827)
Ativo circulante	**777.546**	**691.679**	**1.320.286**	**1.322.661**
Ambiente de Contratação Livre[2]	-	-	5.201	5.244
Ambiente de Contratação Regulado[1]	740	748	2.590	2.597
Ativo não circulante[3]	**740**	**748**	**7.791**	**7.841**
	778.286	**692.427**	**1.328.077**	**1.330.502**

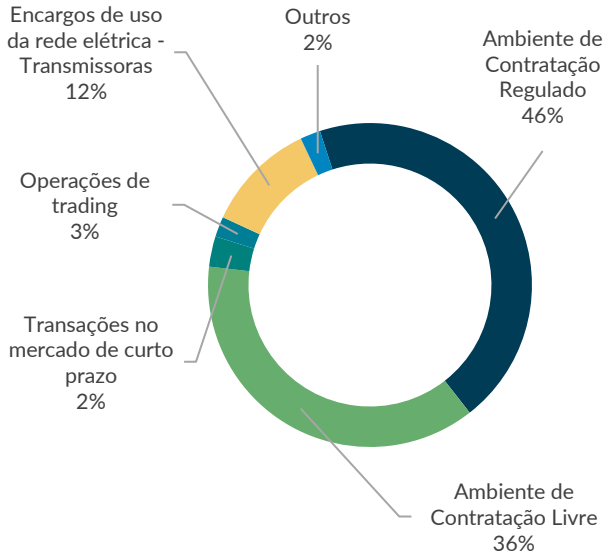
(1) Distribuidoras de energia elétrica.
(2) Consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica.
(3) Os valores referentes às contas a receber de clientes no longo prazo estão apresentados como parte da rubrica "Outros ativos não circulantes", vide Nota 8 - Outros ativos.

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

Controladora[1]



Consolidado[1]



(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	
	30.09.2026	31.12.2025	30.09.2026	31.12.2025
Vencidos até 30 dias	4.190	232	19.862	2.441
Vencidos há mais de 30 dias				
Com perdas estimadas reconhecidas	6.197	6.197	22.827	22.827
Outros	-	-	60.710	39.612
	10.387	**6.429**	**103.399**	**64.880**

NOTA 5. DEPÓSITOS VINCULADOS

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2026	31.12.2025	30.09.2026	31.12.2025
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	-	-	32.405	7.638
Depósitos para reinvestimento	5.229	5.229	11.944	11.364
Garantias de posição devedora na CCEE	2.076	25.824	4.149	27.721
Ativo circulante	**7.305**	**31.053**	**48.498**	**46.723**
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	31.864	4.113	489.009	449.725
Outros	-	9.060	29.873	36.733
Ativo não circulante	**31.864**	**13.173**	**518.882**	**486.458**
	39.169	**44.226**	**567.380**	**533.181**

NOTA 6. ATIVO FINANCEIRO DE CONCESSÃO

a) Composição

	Consolidado					
	30.09.2026			31.12.2025		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Transmissoras[1]						
Novo Estado	-	4.403	4.403	-	2.644	2.644
Usinas cotistas[2]						
UHE Jaguara	267.565	2.006.294	2.273.859	256.978	1.959.028	2.216.006
UHE Miranda	163.713	1.227.542	1.391.255	157.233	1.198.622	1.355.855
	431.278	**3.233.836**	**3.665.114**	**414.211**	**3.157.650**	**3.571.861**
	431.278	**3.238.239**	**3.669.517**	**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 Jaguara	UHE Miranda	Total
Saldos em 31.12.2025	**2.216.006**	**1.355.855**	**3.571.861**
Recebimentos	(186.265)	(113.969)	(300.234)
Juros	107.898	66.016	173.914
Variação monetária	136.220	83.353	219.573
Saldos em 30.09.2026	**2.273.859**	**1.391.255**	**3.665.114**

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

	Consolidado		
	UHE Jaguara	UHE Miranda	Total
Outubro a dezembro de 2027	57.300	35.058	92.358
2028	215.346	131.757	347.103
2029	194.807	119.191	313.998
2030	176.231	107.825	284.056
2031	159.427	97.544	256.971
2032 a 2036	595.914	305.538	901.452
2037 a 2047	607.269	430.629	1.037.898
	2.006.294	**1.227.542**	**3.233.836**

NOTA 7. ATIVO DE CONTRATO

a) Composição dos ativos de contrato

	Consolidado					
	30.09.2026			31.12.2025		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Usina cotista						
Jaguara	-	163.444	163.444	-	-	-
Transmissoras						
Novo Estado	405.147	4.212.906	4.618.053	387.519	4.106.347	4.493.866
Gralha Azul	309.904	2.655.731	2.965.635	292.716	2.557.155	2.849.871
Asa Branca	93.043	2.285.590	2.378.633	82.950	1.729.115	1.812.065
Graúna	17.337	589.574	606.911	12.747	231.484	244.231
Gavião Real	7.582	89.634	97.216	7.246	86.890	94.136
Colibri A	-	13.364	13.364	-	-	-
Colibri C	-	6.373	6.373	-	-	-
Colibri B	-	3.601	3.601	-	-	-
Colibri D	-	3.287	3.287	-	-	-
Colibri Sul	-	1.885	1.885	-	-	-
	833.013	**10.025.389**	**10.858.402**	**783.178**	**8.710.991**	**9.494.169**

a.1) Usina cotista

A Companhia, por meio de sua controlada direta, Companhia Energética Jaguara, arrematou em março de 2026, no Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência nº 02/2026 da Aneel, o produto Potência Hidrelétrica 2030. Nessa data, firmou o compromisso de venda de potência de 195,78 MW pelo prazo de 15 anos, para entrega a partir de 1º de agosto de 2030, assegurando receita fixa anual de R$ 270,4 milhões, reajustada anualmente em agosto conforme a variação do IPCA, mediante implantação, operação e manutenção da Usina, em particular, das unidades geradoras contratadas.

O investimento previsto é de aproximadamente R$ 1,2 bilhão, destinado à instalação de duas novas unidades geradoras, com capacidade de 116 MW cada em poços já existentes. Adicionalmente, em conformidade com as regras do leilão, a capacidade comercial adicionada não poderá ser comercializada após o término do CRCAP (Contrato de Reserva de Capacidade), devendo ser integralmente alocada ao regime de cotas.

a.2) Transmissoras

A Companhia arrematou em março de 2026 cinco lotes no Leilão de Transmissão nº 01/2026 da Aneel. Os lotes receberam os nomes de Colibri Sul, Colibri A, Colibri B, Colibri C e Colibri D, estão localizados nos estados do Paraná, Santa Catarina, Ceará e Rio Grande do Norte, e o prazo de construção dos ativos de até 42 meses e concessão de 30 anos, finalizando em 2056. O arremate de todos os lotes foi realizado com deságio médio de 52,99%, resultando uma RAP anual contratada de R$ 122,8 milhões, reajustada pelo IPCA e com investimentos estimados, pela Aneel, em R$ 1,57 bilhão. No lote Colibri Sul, está previsto a construção de uma linha de transmissão de 230 KV, com aproximadamente 143 KM, localizada entre os estados do Paraná e Santa Catarina. Já nos sublotes Colibri A-B-C-D, está previsto a implantação de cinco compensadores síncronos nos estados do Ceará e do Rio Grande do Norte.

b) Mutação dos ativos de contrato

	Consolidado		
	Usinas cotistas	Transmissoras	Total
Saldos em 31.12.2025	-	**9.494.169**	**9.494.169**
Receita de construção de infraestrutura	159.552	946.183	1.105.735
Perdas por ineficiência na construção	-	(95.284)	(95.284)
Juros	1.178	400.913	402.091
Variação monetária	2.714	521.215	523.929
Atualização do fluxo por estimativa de alterações futuras	-	50.731	50.731
Recebimentos	-	(622.969)	(622.969)
Saldos em 30.09.2026	**163.444**	**10.694.958**	**10.858.402**

A atualização do fluxo por estimativa de alterações futuras tem como base, principalmente, a expectativa de revisão da estrutura de investimentos realizados e a taxa de remuneração de capital, resultando em modificações nos valores das RAP futuras das transmissoras. Em função da revisão, o saldo do ativo contratual foi ajustado para considerar a nova estimativa do fluxo financeiro. Como resultado foi apurado um ganho de R$ 50.731 no consolidado da Companhia.

c) Perdas por ineficiência na construção

No período corrente, a Companhia reconheceu perda por ineficiência na implementação de infraestrutura de transmissão de R$ 95.284 (no mesmo período em 2025 houve o reconhecimento de perda no montante de R$ 35.899). A perda reconhecida foi motivada, substancialmente, pelo aumento do CAPEX previsto para implementação e postergação da entrada em operação comercial do Sistema de Transmissão Asa Branca.

d) Perfil de realização dos ativos de contrato apresentado no ativo não circulante

	Consolidado		
	Usina cotista	Transmissora	Total
Outubro a dezembro 2027	-	54.752	**54.752**
2028	-	293.595	**293.595**
2029	-	450.479	**450.479**
2030	4.540	456.347	**460.887**
2031	10.896	456.627	**467.523**
2032 a 2036	54.481	2.256.963	**2.311.444**
2037 a 2056	93.527	5.893.182	**5.986.709**
Total	**163.444**	**9.861.945**	**10.025.389**

NOTA 8. OUTROS ATIVOS

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2026	31.12.2025	30.09.2026	31.12.2025
Alienação de subsidiária	479.536	462.625	479.536	462.625
Créditos fiscais a recuperar	219.690	289	255.466	44.051
Despesas pagas antecipadamente	94.304	83.215	159.129	138.764
Imposto de renda e contribuição social diferidos[1]	-	-	102.255	98.608
Estoques	32.201	26.674	85.087	81.120
Alienações e serviços em curso	55.804	41.410	78.636	50.295
Crédito de Imposto de renda e contribuição social	-	9.370	53.265	49.694
Prêmio de riscos a apropriar - repactuação do risco hidrológico	43.940	46.828	43.940	54.282
Indenizações	-	-	33.384	45.727
Adiantamento a empregados	21.938	11.313	22.859	11.651
Adiantamento a fornecedores	8.883	12.087	15.084	12.087
Contas a receber de clientes[2]	740	748	7.791	7.841
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica[3]	4.773	6.056	4.773	6.056
Indenização de seguros	-	-	2.993	9.353
Outros valores a receber	38.931	58.313	97.976	89.169
	1.000.740	**758.928**	**1.442.174**	**1.161.323**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante	242.232	216.995	456.242	375.519
Ativo não circulante	758.508	541.933	985.932	785.804
	1.000.740	**758.928**	**1.442.174**	**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.

b) Créditos fiscais a recuperar

Em junho de 2026, a Companhia reconheceu créditos tributários de PIS e Cofins decorrentes do aproveitamento de créditos sobre encargos de depreciação de bens do ativo imobilizado, cujo direito foi assegurado por decisão judicial transitada em julgado. A utilização desses créditos resultou na apuração de valores recolhidos a maior em exercícios anteriores, para os quais foram apresentados pedidos de restituição à Receita Federal. Em 30.09.2026, o total registrado era de R$ 219.160, sendo R$ 126.597 de principal e R$ 92.563 de atualização monetária pela taxa Selic.

NOTA 9. INVESTIMENTOS

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2026	31.12.2025	30.09.2026	31.12.2025
Participações societárias permanentes				
Valor patrimonial do investimento[1]	30.350.984	25.201.810	5.280.790	1.061.815
Mais valia na aquisição de investimentos[2]	-	792.342	-	-
Ágio por expectativa de rentabilidade futura	93.505	93.505	93.505	93.505
	30.444.489	**26.087.657**	**5.374.295**	**1.155.320**

(1) Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial.
(2) Mais informações vide item “e” desta nota.

b) Mutação dos investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial

	Controladora								
	Saldos em 31.12.2025	Aumento de capital e AFAC	Redução de capital	Equivalência patrimonial	Dividendos	ORA[1]	Transações com partes relacionadas[2]	Incorporação de subsidiária[3]	Saldos em 30.09.2026
Controladas									
ECP[4]	**15.523.825**	42.503	-	571.344	(362.010)	-	19.800	-	**15.795.462**
ETP[5]	**3.724.584**	1.192.917	-	379.909	(312.814)	(1.220)	-	-	**4.983.376**
Jaguara[6]	**1.943.590**	11.935	-	252.936	-	-	-	-	**2.208.461**
Miranda[7]	**1.178.559**	1.190	-	147.577	-	-	-	-	**1.327.326**
Jari[8]	**1.096.664**	-	-	92.863	(193.887)	-	-	(995.640)	**-**
Cachoeira Caldeirão[9]	**352.370**	-	-	(5.930)	-	-	-		**346.440**
EBC[10]	**80.037**	-	(65.000)	46.255	-	-	-	-	**61.292**
Outros	**62.470**	98.400	-	(8.107)	-	-	-	-	**152.763**
Operação em conjunto									
Itasa[11]	**177.896**	-	-	16.235	943	-	-	-	**195.074**
Empreendimentos controlados em conjunto									
TAG[12]	**1.061.815**	-	-	407.010	(155.750)	123.627	-	-	**1.436.702**
Jirau[13]	**-**	3.809.351	-	34.737	-	-	-	-	**3.844.088**
	25.201.810	**5.156.296**	**(65.000)**	**1.934.829**	**(1.023.518)**	**122.407**	**19.800**	**(995.640)**	**30.350.984**

(1) Equivalência patrimonial de outros resultados abrangentes (*hedge* de fluxo de caixa). Mais informações vide Nota 13 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros.
(2) Mais informações vide Nota 20 – Patrimônio líquido.
(3) Ativos líquidos da Companhia Energética do Jari, incorporados em 31.07.2026. Mais informações vide item "e" desta nota.
(4) ENGIE Brasil Energias Complementares Participações.
(5) ENGIE Transmissão de Energia Participações.
(6) Companhia Energética Jaguara.
(7) Companhia Energética Miranda.
(8) Companhia Energética do Jari. Mais informações vide itens "d.1 e "e" desta nota.
(9) Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão. Mais informações vide item "d.1" desta nota.
(10) ENGIE Brasil Energia Comercializadora.
(11) 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. No 2T26, houve reversão parcial de dividendos de Itasa, após revisão do montante devido à ENGIE Brasil Energia.
(12) Transportadora Associada de Gás, é uma controlada em conjunto e, portanto, não consolidada pela Companhia.
(13) Jirau Energia, é uma controlada em conjunto e, portanto, não consolidada pela Companhia.

b.1) Empreendimento controlado em conjunto – Jirau Energia S.A.

A Jirau Energia S.A. é a concessionária responsável pela operação da Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, no Estado de Rondônia, com capacidade instalada de 3.750 MW.

Em 14.07.2026, o Conselho de Administração da Companhia aprovou e homologou o aumento do capital social, no montante de R$ 8.359.522, mediante a emissão de 274.082.684 novas ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, no contexto da oferta pública primária de ações da Companhia. Do total de ações emitidas, 188.327.869 ações foram integralizadas pela ENGIE Brasil Participações Ltda. ("EBP"), mediante a contribuição da totalidade de sua participação de 40% no capital social da Jirau, à qual foi atribuído o valor de R$ 5.744.000, nos termos aprovados pela Assembleia Geral Extraordinária da Companhia em 02.07.2026.

A transferência da participação acionária tornou-se efetiva em 17.07.2026, data da homologação do aumento de capital e da integralização das ações da oferta. Por se tratar de operação entre entidades sob controle comum, o investimento foi reconhecido pelo valor contábil predecessor registrado na EBP, no montante de R$ 3.809.351.

b.2) Informações das principais investidas

As principais informações sobre as investidas estão apresentadas a seguir:

		30.09.2026				3° trimestre de 2026		9 meses de 2026	
	Participação (%)	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido ajustado[1]	Capital Social	Receita líquida	Lucro líquido ajustado[1]	Receita líquida	Lucro líquido (prejuízo) ajustado[1]
ECP	99,99	25.136.288	9.100.319	16.932.776	14.838.882	937.230	264.875	2.929.945	718.109
ETP	99,99	11.513.452	6.530.076	4.983.376	4.552.231	740.896	88.767	1.971.768	379.909
Jaguara	99,99	3.137.648	929.187	2.208.461	894.579	293.713	80.798	620.209	252.936
Miranda	99,99	1.810.937	483.611	1.327.326	599.468	84.306	41.585	291.536	147.577
Cachoeira Caldeirão	100	1.084.826	738.386	346.440	728.600	50.792	7.193	158.005	(5.930)
EBC	99,99	742.465	681.173	61.292	15.038	975.816	55.602	3.282.696	46.255
Operação em conjunto									
Itasa	48,75	435.654	35.503	400.151	350.136	56.162	7.436	177.124	33.302
Empreendimentos controlados em conjunto									
TAG	17,50	31.807.772	23.598.045	8.209.727	2.255.637	2.114.912	820.428	6.268.497	2.325.774
Jirau[2]	40,00	19.520.707	10.072.922	9.447.785	10.923.710	842.154	86.843	842.154	86.843

(1) Mais informações vide item "b.2.2" desta nota.

(2) Os valores de receita líquida e lucro líquido ajustado da Jirau referem-se ao período compreendido entre 17.07.2026 e 30.09.2026. No 3T26 Jirau reconheceu R$ 289 milhões, líquido de tributos, decorrentes da extensão do prazo de concessão da usina, aprovada pela ANEEL como forma de compensação por distorções na alocação de energia ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Esse montante refere-se a ressarcimentos relacionados a períodos anteriores ao ingresso da Companhia no investimento e, portanto, compõe o resultado atribuível aos acionistas anteriores. Para fins demonstrativos, a Companhia apresenta os valores proforma da receita líquida e do resultado líquido do exercício, considerando que a Companhia detivesse a participação na Jirau desde 01.01.2026. Nessa hipótese, a receita líquida de Jirau teria totalizado R$ 2.965.135 e o lucro líquido R$ 637.475. Ressalta-se que tais informações não devem ser consideradas como indicativas dos resultados operacionais futuros da Companhia.

b.2.1) Acionistas não controladores

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

		Acionistas não controladores					
		Patrimônio líquido		Lucro líquido (prejuízo)			
	% não controlador	30.09.2026	31.12.2025	3° trimestre de 2026	3° trimestre de 2025	9 meses de 2026	9 meses de 2025
Maracanã	12,34%	1.100.464	1.120.357	54.515	58.710	148.605	169.209
Lar do Sol	10,00%	36.850	36.408	(227)	(1.165)	(1.840)	(3.197)
Ibitiúva[1]	5,00%	-	-	-	154	-	508
Total		**1.137.314**	**1.156.765**	**54.288**	**57.699**	**146.765**	**166.520**

(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.2.2) Valores capitalizados

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

b.2.2.1) 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			
	30.09.2026	31.12.2025	3º trimestre de 2026[1]	3º trimestre de 2025	9 meses de 2026	9 meses de 2025
ECP	896.807	903.991	(7.742)	74.099	(7.184)	243.466

(1) O efeito líquido negativo de R$ 7.742 no 3T26 decorre, substancialmente, da amortização dos custos de dívida capitalizados em períodos anteriores.

b.2.2.2) Ações preferenciais resgatáveis

No exercício de 2020, a ETP, por meio de sua controlada Novo Estado Participações, emitiu ações preferenciais resgatáveis, cujo custo de emissão, no montante de R$ 15.250, foi suportado pela Companhia. Esse custo foi capitalizado nas demonstrações financeiras consolidadas e reconhecido no resultado de equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras da controladora. Em 09.09.2026, a Companhia, por meio da investida Novo Estado Participações, realizou o resgate antecipado das ações preferenciais, resultando na baixa integral do saldo remanescente do custo capitalizado de R$ 9.564 (R$ 9.564 em 31.12.2025).

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 30.09.2026 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 21.03.2025, celebrou-se o contrato de compra e venda entre ENGIE Brasil Energia S.A., na qualidade de compradora, e EDP Energias do Brasil S.A. e China Three Gorges Energia S.A., na qualidade de vendedoras, para aquisição da totalidade das ações de emissão da Companhia Energética do Jari e da Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão. A conclusão da operação ocorreu em 13.08.2025, após o cumprimento das condições precedentes estabelecidas contratualmente. A Companhia finalizou o processo de avaliação do valor justo dos ativos e dos passivos adquiridos conforme as regras de combinação de negócios.

d.1.1) Preço de aquisição

O preço de aquisição das UHEs Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, foi de R$ 2.316.139, sendo: (i) 1.506.374 – relativo ao valor contábil dos ativos líquidos adquiridos; e (ii) R$ 809.765 – decorrente da diferença entre a contraprestação transferida e o valor contábil dos ativos registrados. Esse montante de R$ 809.765, foi alocado com base no laudo do avaliador, realizando ajustes nos ativos e passivos consolidados, em relação aos seus saldos contábeis, sendo: (a) R$ 668.244 em imobilizado e (b) 141.521 na rubrica de direito de uso de ativo – intangível.

d.1.1.1) Preço de compra base ajustado

Na data de fechamento da operação foi pago ao vendedor o valor de R$ 2.286.053, sendo: R$ 1.986.155 relativos ao preço de compra base e R$ 299.898, correspondentes ao resultado dos ajustes de fechamento previstos no contrato.

d.1.2) Parcela contingente

O contrato de compra e venda prevê o pagamento de parcela contingente adicional ao preço de aquisição, condicionada à revisão da garantia física das UHEs Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão. Embora ambas estejam contempladas contratualmente, a expectativa atual é de que apenas a UHE Santo Antônio do Jari atinja os critérios para geração de *earn-out*. O valor atribuído à UHE é de R$ 30.086, apurado com base na variação da garantia física atual de 211,3 MW médios, após a primeira revisão ordinária prevista para 2027.

d.1.3) Ativos adquiridos

Com base no exposto anteriormente, o balanço de abertura após a finalização do processo de avaliação do valor justo dos ativos e passivos adquiridos, na data de conclusão da aquisição é:

	Saldos iniciais dos ativos adquiridos - 13.08.2025		
Balanço Patrimonial	**Jari**	**Cachoeira Caldeirão**	**Total**
ATIVO			
Ativo circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	151.352	91.045	242.397
Contas a receber de clientes	33.900	22.635	56.535
Outros ativos circulantes	21.592	11.515	33.107
	206.844	**125.195**	**332.039**
Ativo não circulante			
Depósitos vinculados	21.317	89.027	110.344
Outros ativos não circulantes	6.224	88.649	94.873
Imobilizado	984.284	818.486	1.802.770
Intangível	404.701	16.207	420.908
	1.416.526	**1.012.369**	**2.428.895**
Total	**1.623.370**	**1.137.564**	**2.760.934**
PASSIVO			
Passivo circulante			
Fornecedores	102.994	4.413	107.407
Instrumentos de dívida	47.920	46.255	94.175
Outros passivos circulantes	23.188	9.888	33.076
	174.102	**60.556**	**234.658**
Passivo não circulante			
Instrumentos de dívida	269.967	642.077	912.044
Tributos diferidos	14.664	56	14.720
Outros passivos não circulantes	35.403	57.735	93.138
	320.034	**699.868**	**1.019.902**
Total	**494.136**	**760.424**	**1.254.560**
Ativos líquidos	**1.129.234**	**377.140**	**1.506.374**
Preço base de aquisição	1.908.913	377.140	2.286.053
Parcela contingente	30.086	-	30.086
Contraprestação transferida	**1.938.999**	**377.140**	**2.316.139**

e) Incorporação de subsidiária

Em 31.07.2026, foi aprovada, em Assembleia Geral Extraordinária, a incorporação da Companhia Energética do Jari, sociedade de capital fechado e controlada integral da Companhia, nos termos do Protocolo e Justificação de Incorporação, cuja proposta havia sido previamente aprovada pelo Conselho de Administração em 03.06.2026. Como resultado da operação, a Jari foi extinta de pleno direito e a Companhia tornou-se sucessora de todos os seus direitos e obrigações. O patrimônio líquido da Jari foi incorporado pelo seu valor contábil, sem aumento do capital social da Companhia, emissão de novas ações ou relação de substituição de ações. A incorporação passou a produzir efeitos contábeis e societários em 01.08.2026. Os ativos e passivos líquidos com data-base 31.07.2026, estão apresentados a seguir:

ATIVO	
Ativo circulante	
Caixa e equivalentes de caixa	16.780
Contas a receber de clientes	50.015
Repactuação de risco hidrológico	2.294
Outros ativos circulantes	22.829
	91.918
Ativo não circulante	
Outros ativos não circulantes	26.014
Imobilizado	938.694
Intangível	382.121
	1.346.829
Total	**1.438.747**
PASSIVO	
Passivo circulante	
Fornecedores	100.992
Dividendos e juros sobre o capital próprio	18.561
Instrumentos de dívida	56.899
Concessões a pagar (UBP)	3.134
Tributos a pagar	6.426
Outros passivos circulantes	7.636
	193.648
Passivo não circulante	
Instrumentos de dívida	214.618
Tributos diferidos	1.373
Concessões a pagar (UBP)	32.505
Outros passivos não circulantes	963
	249.459
Total	**443.107**
Total de ativos incorporados e passivos assumidos	**995.640**

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					
	30.09.2026			31.12.2025		
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço						
Máquinas e equipamentos	6.725.890	(3.851.514)	2.874.376	5.417.321	(3.476.242)	1.941.079
Reservatórios, barragens e adutoras	7.153.022	(5.011.812)	2.141.210	6.764.206	(4.828.139)	1.936.067
Edificações e benfeitorias	1.687.988	(1.148.334)	539.654	1.335.286	(1.036.226)	299.060
Direito de uso de arrendamentos	101.592	(44.183)	57.409	101.418	(41.007)	60.411
Móveis e utensílios	11.365	(6.828)	4.537	10.027	(6.280)	3.747
Veículos	5.071	(3.631)	1.440	2.069	(1.786)	283
Obrigações especiais	(117.405)	47.514	(69.891)	(42.470)	17.254	(25.216)
	15.567.523	**(10.018.788)**	**5.548.735**	**13.587.857**	**(9.372.426)**	**4.215.431**
Em curso						
Máquinas e equipamentos	66.024	-	66.024	53.548	-	53.548
Edificações e benfeitorias	402	-	402	3.197	-	3.197
Reservatórios, barragens e adutoras	8.292	-	8.292	11.805	-	11.805
Adiantamentos a fornecedores	242	-	242	1.195	-	1.195
Aquisições a ratear	2.389	-	2.389	2.567	-	2.567
	77.349	**-**	**77.349**	**72.312**	**-**	**72.312**
	15.644.872	**(10.018.788)**	**5.626.084**	**13.660.169**	**(9.372.426)**	**4.287.743**

	Consolidado					
	30.09.2026			31.12.2025		
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço						
Máquinas e equipamentos	30.972.155	(7.911.754)	23.060.401	26.195.946	(7.075.589)	19.120.357
Reservatórios, barragens e adutoras	7.842.861	(5.341.858)	2.501.003	7.856.343	(5.236.173)	2.620.170
Edificações e benfeitorias	2.922.126	(1.492.336)	1.429.790	2.550.476	(1.438.786)	1.111.690
Direito de uso de arrendamentos	606.385	(98.199)	508.186	469.026	(83.167)	385.859
Móveis e utensílios	18.155	(8.096)	10.059	14.840	(7.469)	7.371
Veículos	9.990	(6.738)	3.252	9.978	(6.116)	3.862
Obrigações especiais	(117.405)	47.514	(69.891)	(42.470)	17.254	(25.216)
	42.254.267	**(14.811.467)**	**27.442.800**	**37.054.139**	**(13.830.046)**	**23.224.093**
Em curso						
Máquinas e equipamentos	223.074	-	223.074	3.406.592	-	3.406.592
Edificações e benfeitorias	12.400	-	12.400	339.620	-	339.620
Reservatórios, barragens e adutoras	9.266	-	9.266	11.805	-	11.805
Adiantamentos a fornecedores	32.783	-	32.783	20.585	-	20.585
Aquisições a ratear	224.709	-	224.709	1.565.194	-	1.565.194
	502.232	**-**	**502.232**	**5.343.796**	**-**	**5.343.796**
	42.756.499	**(14.811.467)**	**27.945.032**	**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]	-	-	-	-	-	99.826	(74.935)	24.891
Incorporação de subsidiária[2]	979.609	317.169	264.857	-	1.653	10.639	-	1.573.927
Remensuração	-	-	-	174	-	-	-	174
Transferências	98.606	5.287	740	-	795	(105.428)	-	-
Baixas	(852)	(56)	(12)	-	(6)	-	-	(926)
Depreciação	(144.066)	(117.257)	(24.991)	(3.176)	(495)	-	30.260	(259.725)
Saldos em 30.09.2026	**2.874.376**	**2.141.210**	**539.654**	**57.409**	**5.977**	**77.349**	**(69.891)**	**5.626.084**

(1) Os ingressos referem-se, principalmente: (i) R$ 74.935 conclusão da construção de aerogeradores para EOL Tubarão através do Programa de P&D da Companhia; (ii) R$ 8.850 à modernização da UHE Ponte de Pedra; (iii) R$ 3.091 à manutenção do sistema de alarme e detecção de incêndio da UHE Santo Antônio do Jari; (iv) R$ 2.295 à manutenção do sistema de digital de supervisão e controle da UHE Cana Brava; (v) R$ 1.570 projeto de reflorestamento e equipamentos reserva da UHE de Salto Santiago; e (vi) R$1.133 à aquisição de Nobreak.
(2) Incorporação de subsidiária subdividida em: (i) imobilizado no valor de R$ 938.694; e (ii) saldo remanescente da mais valia originária da aquisição da subsidiária no valor de R$ 635.233. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

	Consolidado							
	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	**19.120.357**	**2.620.170**	**1.111.690**	**385.859**	**11.233**	**5.343.796**	**(25.216)**	**28.567.889**
Ingressos[1]	-	-	-	111.308	-	242.989	(74.935)	279.362
Ingresso - Provisão de desmobilização	-	-	-	-	-	58.017	-	58.017
Reversão de provisão	-	-	-	-	-	(3.797)	-	(3.797)
Remensuração	-	-	-	26.052	-	-	-	26.052
Reversão de *impairment*[2]	(1.407)	(1.050)	(842)	-	-	-	-	(3.299)
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	-	21.876	-	21.876
Transferências	4.752.543	23.327	381.335	-	3.444	(5.160.649)	-	-
Baixas	(6.366)	(56)	(12)	-	(9)	-	-	(6.443)
Depreciação	(804.726)	(141.388)	(62.381)	(15.033)	(1.357)	-	30.260	(994.625)
Saldos em 30.09.2026	**23.060.401**	**2.501.003**	**1.429.790**	**508.186**	**13.311**	**502.232**	**(69.891)**	**27.945.032**

(1) Os ingressos referem-se, principalmente: (i) R$105.047 início da vigência dos contratos de arrendamento do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii) R$ 74.935 conclusão da construção de aerogeradores para EOL Tubarão através do Programa de P&D da Companhia; (iii) R$ 43.621 à modernização da UHE Jaguara; (iv) R$ 26.165 à implantação do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (v) R$ 11.998 à manutenção operacional dos aerogeradores para o Conjunto Eólico Santo Agostinho; (vi) R$ 9.759 à instalação do filtro de harmônicas dos Conjuntos Eólicos Campo Largo I e II; (vii) R$ 8.744 à expansão do Conjunto Fotovoltaico Paracatu; e (viii) R$ 7.110 à aquisição de banco de capacitores para o Conjunto Fotovoltaico Sertão Solar Barreiras.
(2) Decorrente da finalização do processo de avaliação do valor justo dos ativos e dos passivos adquiridos referente às usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

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					
	30.09.2026			31.12.2025		
	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de extensão de concessão[1]	2.632.416	(745.796)	1.886.620	2.616.886	(638.808)	1.978.078
Direito de uso de ativos	1.180.082	(478.993)	701.089	376.937	(206.788)	170.149
	3.812.498	**(1.224.789)**	**2.587.709**	**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					
	30.09.2026			31.12.2025		
	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de extensão de concessão[1]	2.651.477	(749.527)	1.901.950	2.651.477	(645.019)	2.006.458
Bonificação pela outorga - Usinas cotistas						
Jaguara	620.327	(183.938)	436.389	620.327	(168.467)	451.860
Miranda	411.223	(121.935)	289.288	411.223	(111.679)	299.544
	1.031.550	**(305.873)**	**725.677**	**1.031.550**	**(280.146)**	**751.404**
Direitos de projetos - em operação						
Eólicos em operação	426.532	(41.702)	384.830	392.658	(31.524)	361.134
Solar em operação	57.248	(7.148)	50.100	35.829	(5.949)	29.880
Sistema de transmissão Novo Estado	236.021	(33.745)	202.276	236.021	(26.682)	209.339
	719.801	**(82.595)**	**637.206**	**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	**(82.595)**	**699.730**	**782.325**	**(64.155)**	**718.170**
Direito de uso de ativos	2.530.054	(692.373)	1.837.681	2.522.369	(628.847)	1.893.522
	6.995.406	**(1.830.368)**	**5.165.038**	**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[1]	-	58.133	58.133
Incorporação de subsidiária[2]	12.153	504.498	516.651
Amortização	(103.611)	(31.691)	(135.302)
Saldos em 30.09.2026	**1.886.620**	**701.089**	**2.587.709**

(1) R$ 56.335 em aquisição e desenvolvimento de *softwares*.
(2) Incorporação de subsidiária subdividida em: (i) intangível no valor de R$ 382.121; e (ii) saldo remanescente da mais valia originária da aquisição da subsidiária no valor de R$ 134.530. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

	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[1]		-	-	65.315	65.315
Ajuste na aquisição de subsidiárias[2]	-	-	-	(36.699)	(36.699)
Amortização	(104.508)	(25.727)	(18.440)	(84.457)	(233.132)
Saldos em 30.09.2026	**1.901.950**	**725.677**	**699.730**	**1.837.681**	**5.165.038**

(1) R$ 56.335 em aquisição e desenvolvimento de *softwares*.
(2) Decorrente da finalização do processo de avaliação do valor justo dos ativos e dos passivos adquiridos referente às usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

NOTA 12. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2026	31.12.2025	30.09.2026	31.12.2025
Fornecedores de imobilizado e intangível	29.844	11.208	396.630	335.409
Fornecedores de materiais e serviços	78.668	81.260	212.534	243.204
Energia elétrica comprada para revenda	207.190	187.044	149.357	112.062
Encargos de uso da rede elétrica	41.943	39.609	83.416	88.585
Arrendamentos a pagar	9.151	9.874	66.328	49.492
Operações de *trading*	-	-	51.251	54.027
Transações no mercado de curto prazo	36.037	-	36.326	83.104
Passivo circulante	**402.833**	**328.995**	**995.842**	**965.883**
Arrendamentos a pagar	66.564	68.584	496.805	380.960
Fornecedores de imobilizado e intangível	25.614	8.416	27.430	11.073
Fornecedores de materiais e serviços	-	9.059	-	9.059
Passivo não circulante[1]	**92.178**	**86.059**	**524.235**	**401.092**
	495.011	**415.054**	**1.520.077**	**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 nove meses findo em 30.09.2026, 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	
	30.09.2026	31.12.2025	30.09.2026	31.12.2025
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*				
Ativo circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	1.896	-	1.896	-
Ativo não circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	61.283	44.323	61.283	44.323
Posições ativas	**63.179**	**44.323**	**63.179**	**44.323**
Passivo circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(242.851)	(49.176)	(242.851)	(49.176)
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	-	-	(1.142)	-
	(242.851)	**(49.176)**	**(243.993)**	**(49.176)**
Passivo não circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(130.655)	(175.992)	(130.655)	(175.992)
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	-	-	(78)	-
	(130.655)	**(175.992)**	**(130.733)**	**(175.992)**
Posições passivas	**(373.506)**	**(225.168)**	**(374.726)**	**(225.168)**
Posições líquidas	**(310.327)**	**(180.845)**	**(311.547)**	**(180.845)**
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(310.327)	(180.845)	(310.327)	(180.845)
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	-	-	(1.220)	-
Posições líquidas	**(310.327)**	**(180.845)**	**(311.547)**	**(180.845)**

a.1) Operações de *hedge* sobre empréstimos e debêntures

Em 30.09.2026, 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	(155.293)
Variações cambiais	(80.011)
Ajuste a valor justo por meio do resultado	(67.564)
Amortização de juros	173.386
Passivo em 30.09.2026	**(310.327)**

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

A Companhia mantinha contratado em 30.09.2026 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 30.09.2026, era de US$ 2.931 (R$ 17.196), CNH 145.381 (R$ 126.610) e 550 toneladas de *London Metal Exchange* (R$ 9.860), os quais estão firmados com os bancos Itaú, Safra e ABC e têm seus vencimentos entre janeiro de 2027 e novembro de 2028.

Em 30.09.2026, as perdas não realizadas dos referidos NDF totalizavam uma posição passiva, líquida de R$ 1.220. A contrapartida está reconhecida diretamente no patrimônio líquido, na rubrica “Outros resultados abrangentes”.

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	
	30.09.2026	30.09.2025
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	(1.220)	(56.309)
Perdas não realizadas em operações de HFC	**(1.220)**	**(56.309)**

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 30.09.2027 foi definido por meio destas premissas disponíveis no mercado (Fonte: Relatório Focus do Banco Central do Brasil):

	Variação 12 meses	Cenário Provável	Sensibilidade		
Risco de variação das taxas de juros e índices	30.09.2026	30.09.2027	Provável	Δ + 25% (1)	Administração
TJLP	9,1%	9,3%	0,2 p.p.	2,3 p.p.	-0,2 p.p.
CDI	13,7%	11,9%	-1,8 p.p.	3,0 p.p.	0,0 p.p.
IPCA	4,6%	4,7%	0,1 p.p.	1,2 p.p.	-0,3 p.p.
IGP-M	3,3%	4,7%	1,4 p.p.	1,2 p.p.	0,4 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 30.09.2026, e os previstos no cenário provável dos próximos 12 meses, a findar em 30.09.2027 e demonstram os eventuais impactos adicionais de 12 meses. As variações que poderão impactar o resultado consolidado, e, consequentemente, 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	Sensibilidade		
	30.09.2026	Provável	Δ + 25%(1)	Administração
Risco de aumento (passivo)				
Empréstimos e financiamentos				
IPCA	12.726.357	(8.647)	(136.399)	36.360
Franco Suíço (CHF) – com *swap* para o CDI	845.258	14.988	(27.223)	-
TJLP	1.654.839	(1.696)	(26.152)	1.922
Debêntures				
IPCA	3.724.233	(6.640)	(104.508)	27.883
CDI	104.860	1.581	(2.871)	-
IPCA - com *swap* para o CDI	5.521.118	88.497	(161.032)	-
PRE – com *swap* para o CDI	4.744.117	75.185	(136.654)	-
Concessões a pagar (UBP)				
IPCA	714.153	(635)	(7.802)	1.906
IGP-M	35.019	(42)	(808)	(13)
Risco de redução (ativo)				
Ativo financeiro de concessão				
IPCA	3.669.517	3.574	(75.225)	(7.150)
Títulos e valores mobiliários				
CDI	149.786	(2.325)	(1.887)	-

(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					
	30.09.2026			31.12.2025		
	Ativo	Passivo	Ganho Líquido	Ativo	Passivo	Ganho Líquido
Classificação no balanço patrimonial						
Circulante	147.966	(140.338)	7.628	87.914	(87.336)	578
Não circulante	113.417	(105.966)	7.451	28.497	(26.674)	1.823
	261.383	**(246.304)**	**15.079**	**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	12.678
Saldo em 30.09.2026	**15.079**

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 percentagem de dados aproximadamente igual, considerando, neste caso, a volatilidade histórica do preço de cada produto de energia. Portanto, o 25° percentil (P25) e o 75° percentil (P75) determinam os 25% e 75% menores preços observados, respectivamente. A seguir são apresentadas as análises de sensibilidade considerando essa metodologia:

	Consolidado		
	30.09.2026	Cenário P25	Cenário P75
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	15.079	15.214	14.135

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	
	30.09.2026	31.12.2025	30.09.2026	31.12.2025
Instrumentos de dívida	17.590.901	15.953.669	29.844.136	29.148.604
Efeitos de *hedge*	310.327	180.845	310.327	180.845
(-) Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(31.864)	(4.113)	(521.414)	(457.363)
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(1.358.085)	(829.384)	(4.346.827)	(3.358.552)
(-) Títulos e valores mobiliários	(44.064)	-	(149.786)	-
Dívida líquida	**16.467.215**	**15.301.017**	**25.136.436**	**25.513.534**
Patrimônio líquido	**21.317.608**	**12.757.728**	**22.454.922**	**13.914.493**
Endividamento total/Patrimônio líquido	**0,8**	**1,2**	**1,1**	**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 30.09.2026. 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					
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Fluxo de caixa contratual	Contábil
Fornecedores	402.833	37.250	18.618	93.088	551.789	495.011
Concessões a pagar (UBP)	104.267	192.889	208.740	613.460	1.119.356	733.194
Taxas de juros pós-fixadas:						
Empréstimos e financiamentos[1]	500.098	1.790.464	655.653	2.968.050	5.914.265	3.676.025
Debêntures[1]	2.171.613	5.781.804	4.789.289	10.700.062	23.442.768	13.914.876
	3.178.811	**7.802.407**	**5.672.300**	**14.374.660**	**31.028.178**	**18.819.106**

	Consolidado					
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Fluxo de caixa contratual	Contábil
Fornecedores	995.842	108.108	129.464	1.383.711	2.617.125	1.520.077
Concessões a pagar (UBP)	108.882	202.188	218.039	683.490	1.212.599	749.172
Taxas de juros pós-fixadas:						
Empréstimos e financiamentos[1]	1.753.552	4.255.764	3.020.384	13.358.707	22.388.407	15.749.808
Debêntures[1]	2.623.721	5.902.353	4.883.778	10.794.143	24.203.995	14.094.328
	5.481.997	**10.468.413**	**8.251.665**	**26.220.051**	**50.422.126**	**32.113.385**

(1) Líquidos dos efeitos do *hedge*.

f) Categoria dos instrumentos financeiros

		Controladora		Consolidado	
	Hierarquia	30.09.2026	31.12.2025	30.09.2026	31.12.2025
Ativos financeiros					
Valor justo por meio do resultado					
Aplicações financeiras	Nível 1	1.319.076	811.430	3.985.744	3.169.430
Títulos e valores mobiliários	Nível 1	44.064	-	149.786	-
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge* de valor justo	Nível 2	63.179	44.323	63.179	44.323
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	Nível 2	-	-	261.383	116.411
Custo amortizado					
Caixa e depósitos bancários à vista	N.A.	39.009	17.954	361.083	189.122
Contas a receber de clientes	N.A.	778.286	692.427	1.328.077	1.330.502
Depósitos vinculados	N.A.	39.169	44.226	567.380	533.181
Ativo financeiro de concessão	N.A.	-	-	3.669.517	3.574.505
		2.282.783	**1.610.360**	**10.386.149**	**8.957.474**
Passivos financeiros					
Valor justo por meio do resultado					
Empréstimos em moeda estrangeira	Nível 2	845.258	555.814	845.258	555.814
Debêntures	Nível 2	10.265.235	7.756.606	10.265.235	7.756.606
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge* de valor justo	Nível 2	373.506	225.168	373.506	225.168
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	Nível 2	-	-	246.304	114.010
Custo amortizado					
Fornecedores	N.A.	495.011	415.054	1.520.077	1.366.975
Empréstimos em moeda nacional	N.A.	2.830.767	2.145.952	14.904.550	14.617.238
Ações preferenciais resgatáveis	N.A.	-	-	-	489.248
Debêntures	N.A.	3.649.641	5.495.297	3.829.093	5.729.698
Concessões a pagar (UBP)	N.A.	733.194	5.142.441	749.172	5.192.767
Obrigações vinculadas à aquisição de ativos[1]	N.A.	33.077	30.086	38.826	57.346
Ressarcimento às distribuidoras[1]	N.A.	-	-	641.313	477.792
Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes					
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge* de fluxo de caixa	Nível 2	-	-	1.220	-
		19.225.689	**21.766.418**	**33.414.554**	**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			
	30.09.2026		31.12.2025	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	2.830.767	2.868.446	2.145.952	2.180.816
Empréstimos em moeda estrangeira	845.258	845.256	555.814	555.812
Debêntures	13.914.876	13.158.260	13.251.903	12.759.499
Concessões a pagar (UBP)[1]	733.194	668.051	5.142.441	4.769.349
	18.324.095	**17.540.013**	**21.096.110**	**20.265.476**

(1) Mais informações vide Nota 15 – Concessões a pagar (UBP).

	Consolidado			
	30.09.2026		31.12.2025	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Ativo				
Ativo financeiro de concessão	3.669.517	3.501.875	3.574.505	3.348.586
	3.669.517	**3.501.875**	**3.574.505**	**3.348.586**
Passivos				
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	14.904.550	15.058.967	14.617.238	14.771.316
Empréstimos em moeda estrangeira	845.258	845.256	555.814	555.812
Ações preferenciais resgatáveis	-	-	489.248	504.613
Debêntures	14.094.328	13.836.337	13.486.304	13.590.782
Concessões a pagar (UBP)[1]	749.172	706.649	5.192.767	4.866.634
	30.593.308	**30.447.209**	**34.341.371**	**34.289.157**

(1) Mais informações vide Nota 15 – Concessões a pagar (UBP).

NOTA 14. INSTRUMENTOS DE DÍVIDA

Os instrumentos de dívida são compostos pelo saldo de empréstimos e financiamentos e debêntures.

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2026	31.12.2025	30.09.2026	31.12.2025
Empréstimos e financiamentos	3.676.025	2.701.766	15.749.808	15.173.052
Debêntures	13.914.876	13.251.903	14.094.328	13.486.304
Ações preferenciais resgatáveis	-	-	-	489.248
	17.590.901	**15.953.669**	**29.844.136**	**29.148.604**
Passivo circulante	1.417.123	2.392.069	2.586.973	2.964.832
Passivo não circulante	16.173.778	13.561.600	27.257.163	26.183.772
Instrumentos de dívida	**17.590.901**	**15.953.669**	**29.844.136**	**29.148.604**

a) Composição

	Controladora					
	30.09.2026			31.12.2025		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Mensurados ao custo amortizado						
Empréstimos e financiamentos						
BNDES	175.357	2.646.582	2.821.939	93.662	2.043.713	2.137.375
Encargos	8.828	-	8.828	8.577	-	8.577
	184.185	**2.646.582**	**2.830.767**	**102.239**	**2.043.713**	**2.145.952**
Debêntures						
ENGIE – 6ª emissão	-	-	-	184.771	-	184.771
ENGIE – 7ª emissão	162.765	69.986	232.751	114.421	222.608	337.029
ENGIE – 9ª emissão	329.660	614.051	943.711	674.926	910.208	1.585.134
ENGIE – 10ª emissão	3.325	455.921	459.246	218	443.012	443.230
ENGIE – 11ª emissão	-	1.704.400	1.704.400	-	2.549.935	2.549.935
ENGIE – 12ª emissão	-	1.466.375	1.466.375	499.743	1.444.441	1.944.184
ENGIE – 13ª emissão	-	1.414.970	1.414.970	-	1.424.563	1.424.563
ENGIE – 14ª emissão	-	2.051.592	2.051.592	-	2.025.957	2.025.957
ENGIE – 15ª emissão	-	2.189.377	2.189.377	-	2.154.666	2.154.666
ENGIE – 16ª emissão	-	2.025.688	2.025.688	-	-	-
ENGIE – 17ª emissão	-	499.837	499.837	-	-	-
Encargos	736.660	190.269	926.929	259.937	342.497	602.434
	1.232.410	**12.682.466**	**13.914.876**	**1.734.016**	**11.517.887**	**13.251.903**
	1.416.595	**15.329.048**	**16.745.643**	**1.836.255**	**13.561.600**	**15.397.855**
Moeda estrangeira – com *hedge*						
Mensurados ao valor justo						
Empréstimos e financiamentos						
HSBC	-	844.730	844.730	-	-	-
Scotiabank	-	-	-	550.764	-	550.764
Encargos	528	-	528	5.050	-	5.050
	528	**844.730**	**845.258**	**555.814**	**-**	**555.814**
Instrumentos de dívida	**1.417.123**	**16.173.778**	**17.590.901**	**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					
	30.09.2026			31.12.2025		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Instrumentos de dívida	**1.417.123**	**16.173.778**	**17.590.901**	**2.392.069**	**13.561.600**	**15.953.669**
Efeitos do *hedge* (*swap*) de valor justo						
Posição ativa	(1.896)	(61.283)	(63.179)	-	(44.323)	(44.323)
Posição passiva[1]	242.851	130.655	373.506	49.176	175.992	225.168
Instrumentos de dívida líquidos dos efeitos do *hedge*	**1.658.078**	**16.243.150**	**17.901.228**	**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					
	30.09.2026			31.12.2025		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Mensurados ao custo amortizado						
Empréstimos e financiamentos						
BNDES	810.491	11.959.435	12.769.926	758.186	11.673.856	12.432.042
BASA	53.210	1.281.898	1.335.108	46.487	1.322.050	1.368.537
BNB	26.668	737.585	764.253	18.811	758.010	776.821
Encargos	35.263	-	35.263	39.838	-	39.838
	925.632	**13.978.918**	**14.904.550**	**863.322**	**13.753.916**	**14.617.238**
Debêntures						
ENGIE – 6ª emissão	-	-	-	184.771	-	184.771
ENGIE – 7ª emissão	162.765	69.986	232.751	114.421	222.608	337.029
ENGIE – 9ª emissão	329.660	614.051	943.711	674.926	910.208	1.585.134
ENGIE – 10ª emissão	3.325	455.921	459.246	218	443.012	443.230
ENGIE – 11ª emissão	-	1.704.400	1.704.400	-	2.549.935	2.549.935
ENGIE – 12ª emissão	-	1.466.375	1.466.375	-	1.444.441	1.444.441
ENGIE – 13ª emissão	-	1.414.970	1.414.970	-	1.424.563	1.424.563
ENGIE – 14ª emissão	-	2.051.592	2.051.592	-	2.025.957	2.025.957
ENGIE – 15ª emissão	-	2.189.377	2.189.377	-	2.154.666	2.154.666
ENGIE – 16ª emissão	-	2.025.688	2.025.688	-	-	-
Jaguara – 1ª emissão	214.370	-	214.370	200.775	98.029	298.804
Miranda – 1ª emissão	149.421	-	149.421	138.759	68.369	207.128
São Pedro II - 1ª emissão	10.582	91.731	102.313	9.980	93.735	103.715
São Pedro IV - 1ª emissão	9.077	78.688	87.765	8.560	80.398	88.958
Cachoeira - 2ª emissão	32.728	94.637	127.365	35.070	105.063	140.133
Encargos	748.885	176.099	924.984	155.343	342.497	497.840
	1.660.813	**12.433.515**	**14.094.328**	**1.522.823**	**11.963.481**	**13.486.304**
Ações preferenciais resgatáveis	-	-	-	**22.873**	**466.375**	**489.248**
	2.586.445	**26.412.433**	**28.998.878**	**2.409.018**	**26.183.772**	**28.592.790**
Moeda estrangeira – com *hedge*						
Mensurados ao valor justo						
Empréstimos e financiamentos						
HSBC	-	844.730	844.730	-	-	-
Scotiabank	-	-	-	550.764	-	550.764
Encargos	528	-	528	5.050	-	5.050
	528	**844.730**	**845.258**	**555.814**	**-**	**555.814**
Instrumentos de dívida	**2.586.973**	**27.257.163**	**29.844.136**	**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					
	30.09.2026			31.12.2025		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Instrumentos de dívida	**2.586.973**	**27.257.163**	**29.844.136**	**2.964.832**	**26.183.772**	**29.148.604**
Efeitos do *hedge* (*swap*) de valor justo						
Posição ativa	(1.896)	(61.283)	(63.179)	-	(44.323)	(44.323)
Posição passiva[1]	242.851	130.655	373.506	49.176	175.992	225.168
Instrumentos de dívida líquidos dos efeitos do *hedge*	**2.827.928**	**27.326.535**	**30.154.463**	**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	1.350.974	2.624.367	**3.975.341**	1.421.841	2.124.367	-	**3.546.208**
Juros	133.295	1.015.548	**1.148.843**	585.244	999.809	66.154	**1.651.207**
Variações monetárias	87.581	300.689	**388.270**	470.288	330.253	-	**800.541**
Juros e V.M. capitalizados	-	-	**-**	21.876	-	-	**21.876**
Variações cambiais	(80.011)	-	**(80.011)**	(80.011)	-	-	**(80.011)**
Ajuste a valor justo	(57.390)	(10.062)	**(67.452)**	(57.390)	(10.062)	-	**(67.452)**
Incorporação de subsidiária[1]	271.517	-	**271.517**	-	-	-	**-**
Amortização de principal	(605.382)	(2.609.118)	**(3.214.500)**	(1.153.647)	(2.298.074)	(492.500)	**(3.944.221)**
Amortização de juros	(126.325)	(658.451)	**(784.776)**	(631.445)	(538.269)	(62.902)	**(1.232.616)**
Saldos em 30.09.2026	**3.676.025**	**13.914.876**	**17.590.901**	**15.749.808**	**14.094.328**	**-**	**29.844.136**

(1 Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

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$ 1.924.861, 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 foram 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*.

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

Em 17.07.2026, ocorreu a liquidação financeira da 17ª emissão de debêntures simples pela controladora, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em 2 séries, nos termos da Resolução CVM nº 160/2022, no montante total de R$ 700.000 (R$ 699.506, líquidos dos custos de emissão). Das séries emitidas, a série 2, no valor de R$ 500.000 foi adquirida pelas subsidiárias da Companhia. Os recursos provenientes dessa emissão de debêntures foram destinados à execução do plano de investimentos da Companhia e à formação de capital de giro.

			Condições de pagamento			
Debênture	Valor	Quantidade	Remuneração (a.a.)	Vencimento	Principal	Juros
17ª Emissão – Série 1	200.000	200.000	CDI + 0,10%	09.2026	09.2026	09.2026
17ª Emissão – Série 2	500.000	500.000	CDI + 0,35%	07.2028	07.2028	07.2028

b.1.1.2) Resgate antecipado de debêntures

Em 24.07.2026, a controladora realizou o resgate antecipado facultativo total das debêntures da 1ª série da 17ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, emitidas nos termos da Resolução CVM nº 160/2022. O valor total desembolsado foi de R$ 200.530, incluindo principal e remuneração.

Adicionalmente, em 09.09.2026, a controladora realizou o resgate antecipado facultativo total das debêntures da 4ª série da 11ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, emitidas nos termos da Resolução CVM nº 160/2022. O valor total desembolsado foi de R$ 948.265, incluindo principal, remuneração e prêmio de resgate antecipado.

b.1.2) Financiamentos em moeda nacional

b.1.2.1) Liberação de financiamentos

Abaixo seguem financiamentos liberados no período de nove meses findo em 30.09.2026:

	Finalidade dos recursos	Ano de assinatura do contrato	Data da liberação	Liberação	Custo de Captação	Valor liberado líquido dos custos de captação
Controladora						
BNDES - Assuruá	Construção do Conjunto Eólico Serra do Assuruá	2022	01.2026	5.000	(169)	4.831
BNDES - Assú Sol	Construção do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol	2024	02.2026 e 04.2026	400.000	(3.854)	396.146
		Total controladora		**405.000**	**(4.023)**	**400.977**
Controladas						
Santo Agostinho						
BNDES	Construção do Conjunto Eólico Santo Agostinho	2021	06.2026	73.419	(2.552)	70.867
		Total controladas		**73.419**	**(2.552)**	**70.867**
		Tota consolidado		**478.419**	**(6.575)**	**471.844**

b.1.3) Empréstimos em moeda estrangeira

A Companhia contratou, em 25.08.2026, empréstimo junto a instituição financeira situada no exterior, HSBC, no montante de CHF 147.458.879 (Francos Suíços), equivalente a R$ 950.000 (R$ 949.997, líquidos dos custos de captação), cujos recursos foram desembolsados, após o cumprimento das condições de liberação, em 08.09.2026, e, concomitantemente, firmou operação de proteção (*swap*) com a subsidiária brasileira da mesma instituição financeira na qual o empréstimo foi contratado, com o intuito de proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros. Os recursos provenientes dessa operação foram destinados ao resgate antecipado facultativo das debêntures da 4ª série da sua 11ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, emitidas nos termos da Resolução CVM nº 160/2022.

			Condições de pagamento			
Banco	**Valor CHF**	**Valor R$**	**Remuneração (a.a.)**	**Vencimento**	**Principal**	**Juros**
HSBC	147.459	950.000	CHF a 0,94% com *swap* para CDI - 0,14%	09.2028	09.2028	Semestral a partir de 03/2027

b.1.4) Ações preferenciais resgatáveis

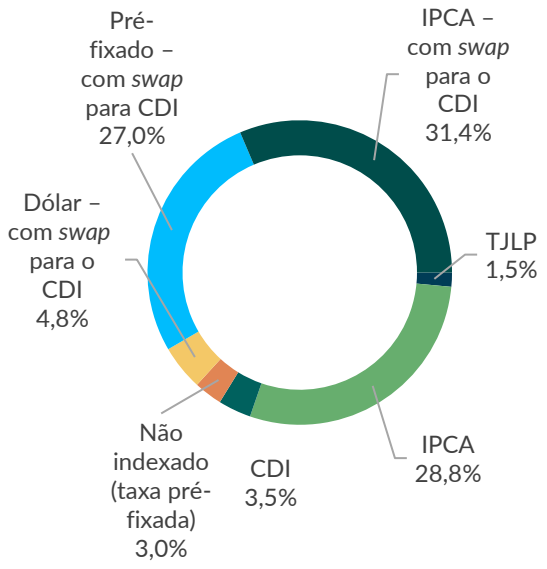
b.1.4.1) Resgate ações preferenciais resgatáveis

Em 09.09.2026, a controlada indireta da Companhia, Novo Estado Participações, realizou o resgate antecipado facultativo integral das classes “4” a “12” das ações preferenciais resgatáveis emitidas nos termos do acordo de acionistas. O valor total desembolsado foi de R$ 524.032, composto por R$ 492.500 referentes ao resgate das ações preferenciais, R$ 26.105 referentes aos dividendos prioritários acumulados e R$ 5.427 referentes ao prêmio de resgate antecipado.

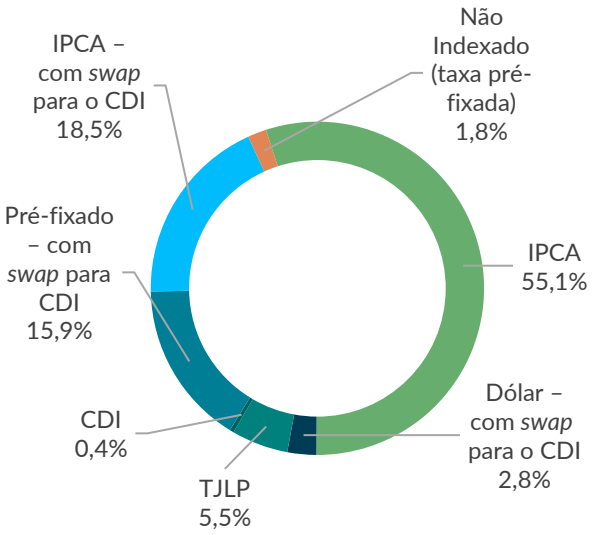
c) Composição dos instrumentos de dívidas por indexadores e moeda

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2026	31.12.2025	30.09.2026	31.12.2025
Empréstimos e Financiamentos				
Moeda nacional				
TJLP	263.400	-	1.654.839	1.753.045
IPCA	2.044.013	1.918.163	12.726.357	12.636.404
Não indexado (taxa pré-fixada)	523.354	227.789	523.354	227.789
Moeda estrangeira – com *hedge*				
Franco Suíço (CHF) – com *swap* para o CDI	845.258	555.814	845.258	555.814
	3.676.025	**2.701.766**	**15.749.808**	**15.173.052**
Debêntures				
IPCA	3.030.774	3.874.532	3.724.233	4.715.466
CDI	618.867	1.620.765	104.860	1.014.232
IPCA – com *swap* para o CDI	5.521.118	3.173.758	5.521.118	3.173.758
PRE – com *swap* para o CDI	4.744.117	4.582.848	4.744.117	4.582.848
	13.914.876	**13.251.903**	**14.094.328**	**13.486.304**
Ações Preferenciais Resgatáveis				
CDI	-	-	-	489.248
	17.590.901	**15.953.669**	**29.844.136**	**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*
Outubro a dezembro de 2027	44.120	-	**44.120**	12.615	**56.735**
2028	1.022.411	1.315.476	**2.337.887**	222.211	**2.560.098**
2029	179.742	1.169.107	**1.348.849**	28.318	**1.377.167**
2030	181.998	1.466.002	**1.648.000**	62.196	**1.710.196**
2031	151.649	1.439.585	**1.591.234**	(44.547)	**1.546.687**
2032 a 2036	687.194	5.486.092	**6.173.286**	(145.965)	**6.027.321**
2037 a 2041	708.476	1.547.049	**2.255.525**	(65.456)	**2.190.069**
2042 a 2046	499.107	259.155	**758.262**	-	**758.262**
2047 a 2048	16.615	-	**16.615**	-	**16.615**
Total	**3.491.312**	**12.682.466**	**16.173.778**	**69.372**	**16.243.150**

	Consolidado				
	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	Instrumentos de dívida	Efeitos de *hedge*	Instrumentos de dívida líquidos de *hedge*
Outubro a dezembro de 2027	228.540	11.674	**240.214**	12.615	**252.829**
2028	1.766.303	861.706	**2.628.009**	222.211	**2.850.220**
2029	936.836	1.218.110	**2.154.946**	28.318	**2.183.264**
2030	950.909	1.512.452	**2.463.361**	62.196	**2.525.557**
2031	932.108	1.462.341	**2.394.449**	(44.547)	**2.349.902**
2032 a 2036	4.661.362	5.561.028	**10.222.390**	(145.965)	**10.076.425**
2037 a 2041	3.584.094	1.547.049	**5.131.143**	(65.456)	**5.065.687**
2042 a 2046	1.744.912	259.155	**2.004.067**	-	**2.004.067**
2047 a 2048	18.584	-	**18.584**	-	**18.584**
Total	**14.823.648**	**12.433.515**	**27.257.163**	**69.372**	**27.326.535**

e) Compromissos contratuais (*covenants*)

Não houve alteração nos compromissos financeiros contratuais (*covenants*), financeiros e não financeiros, 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	
	30.09.2026	31.12.2025	30.09.2026	31.12.2025
Usina Hidrelétrica São Salvador	633.928	635.665	633.928	635.665
Usina Hidrelétrica Estreito	64.247	64.191	64.247	64.191
Usina Hidrelétrica Jari	35.019	-	35.019	34.681
Usina Hidrelétrica Cachoeira Caldeirão	-	-	15.978	15.645
Usina Hidrelétrica Cana Brava	-	3.042.031	-	3.042.031
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	-	1.400.554	-	1.400.554
	733.194	**5.142.441**	**749.172**	**5.192.767**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	102.186	831.614	103.542	835.932
Passivo não circulante	631.008	4.310.827	645.630	4.356.835
	733.194	**5.142.441**	**749.172**	**5.192.767**

b) Mutação das concessões a pagar

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2025	**5.142.441**	**5.192.767**
Incorporação de subsidiária[1]	35.639	-
Repactuação do UBP[2]	(2.010.972)	(2.010.972)
Atualização do valor presente	50.247	50.728
Variações monetárias	208.246	211.905
Amortizações	(2.692.407)	(2.695.256)
Saldos em 30.09.2026	**733.194**	**749.172**

(1) Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.
(2) Desconsiderando o efeito do reconhecimento redutor do desconto obtido da taxa de sucesso da consultoria contratada, reconhecida em julho de 2026 no montante bruto de R$ 6.854 (R$ 6.535, líquido de PIS e Cofins).

b.1) Repactuação do UBP

Os passivos de UBP correspondem à obrigação financeira devida pelas concessionárias de geração hidrelétrica pela exploração de bens públicos destinados à geração de energia elétrica, nos termos da regulamentação aplicável ao setor elétrico. Em abril de 2026, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a adesão ao mecanismo de repactuação das parcelas vincendas da UBP relativas às usinas hidrelétricas Cana Brava (UHCB) e Ponte de Pedra (UHPP), nos termos da Lei nº 15.235/2025. A repactuação prevê a liquidação antecipada das obrigações futuras por meio de pagamento único, calculado com base no valor presente das parcelas em aberto, de acordo com a metodologia estabelecida pela Aneel.

Em junho de 2026, com a celebração do termo aditivo que formalizou a repactuação, o qual previu a quitação da obrigação perante a agência reguladora e a extinção da obrigação original, a Companhia reconheceu contabilmente a parcela repactuada do passivo de UBP e registrou o correspondente ganho financeiro decorrente do desconto concedido pelo regulador.

A receita financeira bruta da repactuação do UBP corresponde às usinas hidrelétricas Cana Brava (UHCB) e Ponte de Pedra (UHPP) nos montantes de R$ 1.281.976 e de R$ 728.997, respectivamente, totalizou R$ 2.010.973 antes dos efeitos tributários (R$ 1.921.495 líquida de PIS e Cofins). Em julho de 2026, foi realizado o respectivo desembolso de caixa referente ao saldo repactuado.

As obrigações de UBP relacionadas às demais usinas (não repactuadas) foram mantidas em suas condições originais, uma vez que a liquidação antecipada não apresentava benefício econômico relevante para a Companhia.

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

	Controladora	Consolidado
Outubro a dezembro 2027	24.099	24.426
2028	90.902	92.154
2029	82.714	83.883
2030	75.240	76.331
2031	68.467	69.486
2032 a 2036	260.343	264.508
2037 a 2048	29.243	34.842
Concessões a pagar	**631.008**	**645.630**

NOTA 16. OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIOS DE APOSENTADORIA

a) Composição

	Controladora e Consolidado					
	30.09.2026			31.12.2025		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Obrigações contratadas	37.565	183.660	221.225	34.924	204.978	239.902
Contribuição e custo do serviço corrente	46	-	46	46	-	46
Déficit não contratado	8.130	11.001	19.131	4.776	10.850	15.626
Passivo atuarial registrado	**45.741**	**194.661**	**240.402**	**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
Outubro a dezembro de 2027	9.483
2028	39.986
2029	39.314
2030	21.392
2031	18.723
2032 a 2035	54.762
	183.660

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	-	142	142
Pagamentos de obrigações contratadas	(36.163)	(204)	(36.367)
Juros líquidos sobre passivo atuarial líquido	20.838	215	21.053
Passivo registrado em 30.09.2026	**237.698**	**2.704**	**240.402**

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	
	30.09.2026	31.12.2025	30.09.2026	31.12.2025
Cíveis				
Desapropriações e servidões administrativas	25.931	24.313	68.933	53.280
Ambientais	32.522	28.277	32.522	28.277
Benefícios de aposentadoria	4.685	4.270	4.685	4.270
Ações diversas	11.851	11.259	70.069	57.714
	74.989	**68.119**	**176.209**	**143.541**
Fiscais				
ICMS sobre venda de energia elétrica	4.773	6.056	4.773	6.056
Ações diversas	15.192	13.794	16.027	70.756
	19.965	**19.850**	**20.800**	**76.812**
Trabalhistas	**34.769**	**32.075**	**35.142**	**32.410**
Desmobilização de ativos de geração	-	-	**530.288**	**455.868**
	129.723	**120.044**	**762.439**	**708.631**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	5.536	5.531	5.859	5.838
Passivo não circulante	124.187	114.513	756.580	702.793
	129.723	**120.044**	**762.439**	**708.631**

b) Riscos possíveis e remotos

b.1) Riscos possíveis

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2026	31.12.2025	30.09.2026	31.12.2025
Fiscais	**2.095.040**	**1.904.232**	**2.164.509**	**1.941.545**
PIS/Cofins sobre reembolso de combustível	1.001.618	947.253	1.001.618	947.253
Contingências vinculadas a subsidiária alienada	779.125	727.682	779.125	727.682
Créditos extemporâneos de PIS/Cofins	106.287	100.136	106.287	100.136
Denúncia espontânea	14.159	13.945	14.159	13.945
Outros	193.851	115.216	263.320	152.529
Cíveis	**69.483**	**60.458**	**87.294**	**74.285**
Trabalhistas	**192.274**	**180.845**	**193.283**	**180.933**
	2.356.797	**2.145.535**	**2.445.086**	**2.196.763**

No período de nove meses findo em 30.09.2026, 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	
	30.09.2026	31.12.2025	30.09.2026	31.12.2025
Fiscais	354.247	336.906	436.983	448.534
Cíveis	315.134	270.651	1.765.390	1.245.490
Trabalhistas	168.656	148.763	187.932	165.652
	838.037	**756.320**	**2.390.305**	**1.859.676**

NOTA 18. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL CORRENTES E DIFERIDOS

a) Imposto de renda e contribuição social diferidos

a.1) Composição

	Controladora				
	30.09.2026				31.12.2025
Natureza	Base de cálculo	IR	CSLL	Total	Total
Passivo:					
Repactuação do risco hidrológico	1.886.620	423.051	169.796	592.847	644.353
Depreciação acelerada	1.345.770	336.443	121.119	457.562	441.318
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	243.035	60.759	21.873	82.632	95.362
AVJ e AVM sobre debêntures	104.369	26.092	9.393	35.485	32.065
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	100.308	25.077	9.028	34.105	34.105
Encargos financeiros capitalizados	46.138	11.535	4.152	15.687	16.280
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	37.656	9.414	3.389	12.803	3.798
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	4.773	1.193	430	1.623	2.059
Outros	312.806	78.201	28.153	106.354	78.165
		971.765	**367.333**	**1.339.098**	**1.347.505**
Ativo:					
Perdas não realizadas em operações de *hedge*	277.553	69.388	24.980	94.368	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	115.450	28.863	10.391	39.254	34.994
Provisão de redução ao valor recuperável de ativos	48.894	12.224	4.400	16.624	16.624
Obrigações com benefícios de aposentadoria	19.097	4.774	1.719	6.493	5.301
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	4.773	1.193	430	1.623	2.059
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	-	-	-	-	28.582
Outros	259.385	64.846	23.345	88.191	51.563
		217.648	**78.355**	**296.003**	**249.425**
Valor líquido		**754.117**	**288.978**	**1.043.095**	**1.098.080**

Natureza	Consolidado				
	30.09.2026				31.12.2025
	Base de cálculo	IR	CSLL	Total	Total
Passivo:					
Remuneração do ativo financeiro de concessão	4.065.672	1.016.419	365.910	1.382.329	1.271.138
Receita/custo de construção de infraestrutura de transmissão	2.707.910	676.978	243.712	920.690	764.841
Repactuação do risco hidrológico	1.901.950	426.789	171.176	597.965	653.898
Apropriação dos encargos financeiros	1.404.936	351.234	126.444	477.678	479.834
Depreciação acelerada	1.345.770	336.443	121.119	457.562	441.318
Intangível de bonificação pela outorga	741.135	185.284	66.702	251.986	230.791
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	243.035	60.759	21.873	82.632	95.362
Valor justo de direitos de projeto adquirido	202.276	50.569	18.205	68.774	71.175
AVJ e AVM sobre debêntures	104.369	26.092	9.393	35.485	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 *hedge*	52.735	13.184	4.746	17.930	4.614
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	4.773	1.193	430	1.623	2.059
Outros	347.152	85.718	31.244	116.962	97.456
		3.255.739	**1.189.982**	**4.445.721**	**4.178.656**
Ativo:					
RBO	2.918.532	729.633	262.668	992.301	889.648
Prejuízo fiscal e base negativa de CSLL	747.792	177.142	67.301	244.443	254.196
Perdas não realizados em operações de *hedge*	277.553	69.388	24.980	94.368	60.852
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	197.284	49.321	17.756	67.077	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	117.841	29.460	10.606	40.066	41.272
Provisão de redução ao valor recuperável de ativos	48.894	12.224	4.400	16.624	16.624
Obrigações com benefícios de aposentadoria	19.097	4.774	1.719	6.493	5.301
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	4.773	1.193	430	1.623	2.059
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	-	-	-	-	28.582
Outros	310.479	77.620	27.943	105.563	104.691
		1.191.272	**432.389**	**1.623.661**	**1.514.442**
Valor líquido		**2.064.467**	**757.593**	**2.822.060**	**2.664.214**
Classificação no balanço patrimonial					
Passivo		2.136.906	787.409	2.924.315	2.762.822
Ativo[1]		(72.439)	(29.816)	(102.255)	(98.608)
Total		**2.064.467**	**757.593**	**2.822.060**	**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	(56.358)	157.846
Incorporação de subsidiária[1]	1.373	-
Saldos em 30.09.2026	**1.043.095**	**2.822.060**

(1) Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

a.3) Expectativa de realização e exigibilidade

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Outubro a dezembro de 2026	122.188	101.394	146.397	164.368
2027	108.768	112.609	208.966	297.888
2028	34.114	111.222	124.588	274.245
2029	28.046	143.918	110.875	302.211
2030	-	137.208	68.160	295.181
2031 a 2033	-	350.969	169.679	766.563
2034 a 2036	-	159.218	228.974	582.362
2037 a 2039	2.887	75.736	147.660	878.090
2040 em diante	-	146.824	418.362	884.813
	296.003	**1.339.098**	**1.623.661**	**4.445.721**

b) Conciliação dos tributos no resultado

	Controladora							
	3º trimestre				Acumulado 9 meses			
	2026		2025		2026		2025	
	IR	CSLL	IR	CSLL	IR	CSLL	IR	CSLL
Resultado antes dos tributos	**656.315**	**656.315**	**633.890**	**633.890**	**3.969.823**	**3.969.823**	**1.810.230**	**1.810.230**
Alíquota nominal	25%	9%	25%	9%	25%	9%	25%	9%
Despesa às alíquotas nominais	**(164.078)**	**(59.068)**	**(158.473)**	**(57.050)**	**(992.456)**	**(357.284)**	**(452.558)**	**(162.921)**
Diferenças permanentes								
Equivalência patrimonial	167.204	60.194	209.568	75.445	483.707	174.135	575.974	207.351
Selic sobre repetição de indébito tributário	-	-	-	-	26.681	9.605	-	-
Incentivos fiscais[1]	3.041	-	211	-	10.845	-	492	-
Outros	(6.157)	(602)	(17.358)	(5.827)	(5.305)	(1.415)	(10.197)	(2.981)
	9	**524**	**33.948**	**12.568**	**(476.528)**	**(174.959)**	**113.711**	**41.449**
Composição dos tributos no resultado								
Corrente	(39.961)	(13.930)	9.686	3.768	(517.823)	(190.022)	2.975	1.387
Diferido	39.970	14.454	24.262	8.800	41.295	15.063	110.736	40.062
	9	**524**	**33.948**	**12.568**	**(476.528)**	**(174.959)**	**113.711**	**41.449**
Alíquota efetiva[2]	**0,0%**	**-0,1%**	**-5,4%**	**-2,0%**	**12,0%**	**4,4%**	**-6,3%**	**-2,3%**

(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, principalmente, da realização, em 2025, de imposto diferido relacionado à alienação de ativo regulatório do Consórcio UHE Machadinho e do aumento da despesa de IRPJ e CSLL em 2026, em função do maior resultado tributável do período, impactado, principalmente, pelo ganho financeiro com repactuação do UBP (Mais informações vide Nota 15 – Concessões a pagar (UBP)).

	Consolidado							
	3º trimestre				Acumulado 9 meses			
	2026		2025		2026		2025	
	IR	CSLL	IR	CSLL	IR	CSLL	IR	CSLL
Resultado antes dos tributos	**907.989**	**907.989**	**960.882**	**960.882**	**4.752.702**	**4.752.702**	**2.793.757**	**2.793.757**
Alíquota nominal	25%	9%	25%	9%	25%	9%	25%	9%
Despesa às alíquotas nominais	**(226.998)**	**(81.719)**	**(240.221)**	**(86.479)**	**(1.188.176)**	**(427.743)**	**(698.440)**	**(251.438)**
Diferenças permanentes								
Equivalência patrimonial	44.578	16.048	41.518	14.947	110.437	39.757	132.971	47.870
Incentivos fiscais[1]	(15.421)	-	12.472	-	8.794	-	49.326	-
Variação entre bases do lucro real e presumido	67.549	16.430	23.339	7.021	89.621	23.115	68.571	20.484
Selic sobre repetição de indébito tributário	-	-	-	-	26.681	9.605	-	-
Outros	(7.865)	(9.456)	5.523	(897)	26.577	(6.270)	(21.307)	(9.884)
	(138.157)	**(58.696)**	**(157.369)**	**(65.408)**	**(926.066)**	**(361.535)**	**(468.879)**	**(192.968)**
Composição dos tributos no resultado								
Corrente	(152.054)	(61.707)	(118.909)	(49.329)	(811.377)	(318.378)	(319.157)	(142.047)
Diferido	13.897	3.011	(38.460)	(16.079)	(114.689)	(43.157)	(149.722)	(50.921)
	(138.157)	**(58.696)**	**(157.369)**	**(65.408)**	**(926.066)**	**(361.535)**	**(468.879)**	**(192.968)**
Alíquota efetiva[2]	**15,2%**	**6,5%**	**16,4%**	**6,8%**	**19,5%**	**7,6%**	**16,8%**	**6,9%**

(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 do maior resultado tributável do período, impactado, principalmente, pelo ganho financeiro com repactuação do UBP (Mais informações vide Nota 15 – Concessões a pagar (UBP)).

NOTA 19. OUTROS PASSIVOS

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2026	31.12.2025	30.09.2026	31.12.2025
Ressarcimentos às distribuidoras - Usinas Eólicas e Fotovoltaicas	-	-	641.313	477.792
Fornecedores[1]	92.178	86.059	524.235	401.092
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*[2]	373.506	225.168	374.726	225.168
Adiantamento de clientes	20.489	-	213.032	248.407
Obrigações com programa de P&D	25.290	20.667	47.527	39.962
Obrigações vinculadas	33.077	30.086	38.826	57.346
Dividendos e JCP não reclamados	20.581	32.830	20.581	32.830
Outras contas a pagar	33.874	29.602	113.654	115.183
	598.995	**424.412**	**1.973.894**	**1.597.780**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	329.107	128.378	931.742	606.226
Passivo não circulante	269.888	296.034	1.042.152	991.554
	598.995	**424.412**	**1.973.894**	**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 30.09.2026, 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

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

	Consolidado	
	30.09.2026	31.12.2025
Vinculadas à aquisição de subsidiárias		
Solairedirect[1]	-	19.800
UHE Santo Antônio do Jari	33.077	30.086
	33.077	**49.886**
Vinculadas à aquisição dos direitos de desenvolvimento de projetos		
Conjunto Eólico Serra do Assuruá	2.457	2.509
Conjunto Eólico Santo Agostinho	3.292	3.166
Conjunto Fotovoltaico Assú Sol	-	1.785
	5.749	**7.460**
	38.826	**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 30.09.2026 e 31.12.2025.

b) Capital social subscrito e integralizado

Em 14.07.2026, o Conselho de Administração aprovou o aumento do capital social da Companhia, dentro do limite do capital autorizado, no âmbito de oferta pública primária de ações ordinárias. Na mesma data, aprovou o preço de emissão de R$ 30,50 por ação e homologou o aumento no montante de R$ 8.359.522, com a emissão de 274.082.684 novas ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal.

Das novas ações, 188.327.869 foram integralizadas mediante a contribuição, ao capital social da Companhia, da totalidade das ações de emissão de Jirau de titularidade da EBP, no montante de R$ 5.744.000, nos termos aprovados pela Assembleia Geral Extraordinária da Companhia em 02 de julho de 2026. As demais 85.754.815 ações foram integralizadas em moeda corrente nacional, no montante de R$ 2.615.522.

Em 30.09.2026 o capital social da Companhia era de R$ 15.184.757 (R$ 6.863.707 em 31.12.2025), líquido do custo de emissão com ações, totalmente subscrito e integralizado, representado por 1.416.381.520 ações ordinárias (1.142.298.836 em 31.12.2025), todas nominativas e sem valor nominal.

O valor patrimonial da ação em reais, em 30.09.2026, era de R$ 15,05 (R$ 11,17 por ação em 31.12.2025).

O quadro societário da Companhia, em 30.09.2026 e 31.12.2025, era este:

	30.09.2026		31.12.2025	
Acionistas	**Lote de ações ordinárias**	**Participação no capital**	**Lote de ações ordinárias**	**Participação no capital**
ENGIE Brasil Participações Ltda.	973.224.976	68,71%	784.897.107	68,71%
Banco Clássico S.A.	112.594.523	7,95%	112.594.523	9,86%
Demais acionistas	330.562.021	23,34%	244.807.206	21,43%
	1.416.381.520	**100,00%**	**1.142.298.836**	**100,00%**

Em 30.09.2026 o Conselho de Administração, a Diretoria Executiva e o Conselho Fiscal detinham a quantidade de 79.244 ações da Companhia (88.232 em 31.12.2025).

c) Custo com a emissão de ações

Os custos de transação diretamente atribuíveis à emissão das novas ações estão registrados em conta redutora do capital social, líquidos dos efeitos tributários. Esses custos incluem comissões dos coordenadores da oferta, taxas e demais despesas incrementais. Em 30.09.2026, os gastos líquidos de impostos somavam R$ 38.472.

d) Transações entre empresas sob controle comum

A Companhia registra nesta rubrica os efeitos das aquisições de participações societárias realizadas com outras entidades do Grupo ENGIE. Em linha com a prática contábil descrita na Nota 2 – Apresentação das informações trimestrais, os ativos e passivos recebidos são reconhecidos pelo custo predecessor, ou seja, pelos valores contábeis registrados pela entidade cedente. A diferença entre esse valor e a contraprestação transferida é reconhecida diretamente no patrimônio líquido, sem efeito no resultado.

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 aquisição foi realizada entre empresas integrantes do Grupo ENGIE e, por se tratar de transação entre entidades sob controle comum, a diferença entre o valor da contraprestação transferida e o valor contábil dos ativos e passivos transferidos, no montante de R$ 176.543, foi registrada em reservas de capital. 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. Em 30.09.2026, para concentrar em uma única rubrica os efeitos das transações sob controle comum, esse saldo foi reclassificado para "Transações entre empresas sob controle comum".

Adicionalmente, em 17.07.2026 a Companhia reconheceu o investimento na participação de 40% em Jirau, recebida da controladora EBP como integralização de capital no âmbito da oferta pública de ações. O valor contábil do investimento em Jirau, registrado pela EBP na data da transferência, era de R$ 3.809.351. O valor atribuído à participação para integralização do capital, aprovado nos termos da Assembleia Geral Extraordinária da Companhia em 02.07.2026, foi de R$ 5.744.000. Com isso, a Companhia reconheceu R$ 1.934.649, diretamente no patrimônio líquido, a título de ajuste do custo predecessor.

e) Reservas de lucros

A composição e mutação da conta de reservas de lucros é:

	Reserva legal	Reserva de incentivos fiscais	Reserva de retenção de lucros	Total
Saldos em 31.12.2024 e 30.09.2025	**980.530**	**283.024**	**5.122.519**	**6.386.073**
Saldos em 31.12.2025	**1.109.672**	**284.484**	**4.288.062**	**5.682.218**
Reserva de incentivos fiscais	-	5.093	-	**5.093**
Saldos em 30.09.2026	**1.109.672**	**289.577**	**4.288.062**	**5.687.311**

f) Ajustes de avaliação patrimonial

f.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.

f.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.

g) Lucro por ação

O quadro abaixo apresenta os dados de resultado e quantidade de ações utilizadas no cálculo:

	Controladora e Consolidado			
	3º trimestre		Acumulado 9 meses	
	2026	2025	2026	2025
Lucro líquido do período	656.848	680.406	3.318.336	1.965.390
Média ponderada de ações ordinárias em circulação[1]	1.368.714.966	1.142.298.836	1.218.600.243	1.142.298.836
Lucro por ação básico e diluído – em R$	**0,47990**	**0,59565**	**2,72307**	**1,72056**

(1) Para os períodos de 2026, a média ponderada considera as 274.082.684 ações emitidas no âmbito da oferta pública a partir de 17.07.2026, data em que a contraprestação pela emissão se tornou efetiva.

Em razão do aumento da quantidade de ações em novembro de 2025, por meio da bonificação de 326.371.096 novas ações ordinárias aos acionistas, o "Lucro por ação básico e diluído – em R$", relativo a 2025, da controladora e do consolidado, foi recalculado com base na quantidade de ações após a bonificação e reapresentado para fins de comparabilidade das informações reportadas.

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			
	3° trimestre		Acumulado 9 meses	
	2026	2025	2026	2025
Receita operacional bruta				
Ambiente de Contratação Livre[1]	721.574	562.329	3.426.833	2.296.935
Ambiente de Contratação Regulado[2]	943.541	720.427	3.003.705	2.291.023
Transações de energia no mercado de curto prazo	57.612	108.850	81.222	136.201
Outras receitas	24.466	22.055	70.847	68.232
	1.747.193	**1.413.661**	**6.582.607**	**4.792.391**
Deduções da receita operacional				
PIS e Cofins	(160.164)	(128.920)	(606.234)	(428.954)
Pesquisa e desenvolvimento	(9.457)	(7.229)	(31.718)	(24.182)
ICMS	(9.137)	(5.830)	(20.931)	(17.396)
ISSQN	(1.083)	(1.052)	(3.268)	(3.034)
	(179.841)	**(143.031)**	**(662.151)**	**(473.566)**
Receita operacional líquida	**1.567.352**	**1.270.630**	**5.920.456**	**4.318.825**

(1) Consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica.
(2) Distribuidoras de energia elétrica.

	Consolidado			
	3° trimestre		Acumulado 9 meses	
	2026	2025	2026	2025
Receita operacional bruta				
Ambiente de Contratação Regulado[1]	1.231.842	1.143.484	3.785.324	3.459.823
Ambiente de Contratação Livre[2]	1.232.578	1.250.847	3.688.234	3.415.031
Transações de energia no mercado de curto prazo	215.610	224.829	774.279	346.924
Operações de *trading*	186.378	166.258	438.690	290.582
Serviços prestados	84.985	72.993	261.641	223.396
Indenizações	9.158	2.565	26.928	3.431
Outras receitas	20.904	21.821	65.753	51.988
	2.981.455	**2.882.797**	**9.040.849**	**7.791.175**
Deduções da receita operacional				
PIS e Cofins	(264.061)	(252.667)	(819.140)	(669.297)
Pesquisa e desenvolvimento	(13.542)	(12.132)	(45.352)	(37.086)
ICMS	(9.137)	(6.482)	(20.931)	(18.049)
ISSQN	(1.155)	(1.130)	(3.492)	(3.138)
	(287.895)	**(272.411)**	**(888.915)**	**(727.570)**
Outras				
Receita de construção de infraestrutura	660.149	385.670	1.105.735	1.196.147
Remuneração de ativo de contrato	214.814	235.125	926.020	799.418
Remuneração de ativo financeiro de concessão	95.713	112.075	393.487	383.276
Ganhos não realizados em operações de *trading*	5.528	-	12.678	-
	976.204	**732.870**	**2.437.920**	**2.378.841**
Receita operacional líquida	**3.669.764**	**3.343.256**	**10.589.854**	**9.442.446**

(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			
	3º trimestre		Acumulado 9 meses	
	2026	2025	2026	2025
Compras de energia[1]	578.672	473.014	2.541.519	1.634.852
Depreciação e amortização	133.487	96.765	363.527	288.932
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão	121.073	104.765	356.771	319.149
Transações no mercado de energia de curto prazo[1]	11.870	4.985	254.676	122.297
Pessoal	56.671	43.444	168.006	147.733
Royalties	42.874	39.764	129.498	98.613
Materiais e serviços de terceiros	40.835	32.074	96.818	89.078
Seguros	16.862	15.524	54.104	40.867
Outros[2]	12.795	2.606	(112.430)	24.561
	1.015.139	**812.941**	**3.852.489**	**2.766.082**
Classificação no resultado				
Custos operacionais	1.005.845	804.784	3.852.208	2.740.766
Custo dos serviços prestados	9.294	8.157	281	25.316
	1.015.139	**812.941**	**3.852.489**	**2.766.082**

	Consolidado			
	3º trimestre		Acumulado 9 meses	
	2026	2025	2026	2025
Compras de energia[1]	552.126	452.344	1.283.454	909.414
Depreciação e amortização	413.145	345.124	1.195.632	975.794
Custo de construção de infraestrutura de transmissão	602.616	343.975	1.106.235	1.131.334
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão	221.623	207.791	655.207	591.554
Transações no mercado de energia de curto prazo[1]	55.112	137.119	418.260	303.080
Materiais e serviços de terceiros	154.789	149.637	413.577	412.398
Pessoal	86.695	74.014	259.730	208.089
Royalties	51.985	53.133	158.203	123.046
Seguros	43.047	44.374	142.209	115.708
Outros[2]	29.943	38.732	(54.921)	106.093
	2.211.081	**1.846.243**	**5.577.586**	**4.876.510**
Classificação no resultado				
Custos operacionais	2.201.733	1.838.099	5.576.497	4.851.170
Custo dos serviços prestados	9.348	8.144	1.089	25.340
	2.211.081	**1.846.243**	**5.577.586**	**4.876.510**

(1) Para maiores informações vide item "a.1" abaixo.
(2) O montante negativo se refere a recuperação de despesas de tributos. Mais informações vide Nota 8 - Outros ativos.

a.1) Compras de energia

	Controladora			
	3º trimestre		Acumulado 9 meses	
	2026	2025	2026	2025
Compras de energia				
Compras de energia para gerenciamento do portfólio	578.672	473.014	2.541.519	1.634.852
	578.672	**473.014**	**2.541.519**	**1.634.852**
Transações no mercado de energia de curto prazo				
Compras no mercado de curto prazo	11.870	4.985	254.676	122.297
	11.870	**4.985**	**254.676**	**122.297**

	Consolidado			
	3º trimestre		Acumulado 9 meses	
	2026	2025	2026	2025
Compras de energia				
Compras de energia para gerenciamento do portfólio	387.221	302.891	890.801	647.330
Operações de *trading*	164.905	149.717	392.653	259.639
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	(264)	-	2.445
	552.126	**452.344**	**1.283.454**	**909.414**
Transações no mercado de energia de curto prazo				
Compras no mercado de curto prazo	55.112	137.119	418.260	303.080
	55.112	**137.119**	**418.260**	**303.080**

b) Despesas com vendas, gerais e administrativas

	Controladora			
	3º trimestre		Acumulado 9 meses	
	2026	2025	2026	2025
Pessoal e administradores	54.391	50.810	169.805	162.876
Materiais e serviços de terceiros	32.733	57.751	89.630	119.769
Depreciação e amortização	12.010	10.782	31.500	32.248
Propaganda e publicidade	5.109	5.739	12.414	16.726
Contribuições e doações	1.671	843	6.099	3.886
Seguros	307	1.164	947	1.525
Outros	3.486	3.720	13.233	16.326
	109.707	**130.809**	**323.628**	**353.356**
Classificação no resultado				
Despesas com vendas	12.656	12.070	36.628	39.093
Despesas gerais e administrativas	97.051	118.739	287.000	314.263
	109.707	**130.809**	**323.628**	**353.356**

	Consolidado			
	3º trimestre		Acumulado 9 meses	
	2026	2025	2026	2025
Pessoal e administradores	56.729	53.218	181.511	169.341
Materiais e serviços de terceiros	36.534	60.820	104.742	129.422
Depreciação e amortização	12.328	10.913	32.125	32.537
Propaganda e publicidade	5.109	5.739	12.414	16.726
Contribuições e doações	2.964	2.401	10.544	9.098
Seguros	587	1.352	1.340	1.723
Outros	399	5.931	15.964	20.737
	114.650	**140.374**	**358.640**	**379.584**
Classificação no resultado				
Despesas com vendas	13.494	15.607	52.889	52.013
Despesas gerais e administrativas	101.156	124.767	305.751	327.571
	114.650	**140.374**	**358.640**	**379.584**

NOTA 23. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora			
	3° trimestre		Acumulado 9 meses	
	2026	2025	2026	2025
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	67.974	77.759	210.291	198.480
Atualização monetária de créditos fiscais a recuperar[1]	-	-	92.563	-
Renda de depósitos vinculados	806	1.272	2.079	3.592
Juros e variação monetária sobre:				
Créditos e contas a receber	28.897	2.890	51.685	9.193
Alienação de subsidiária	5.441	5.159	16.125	14.465
Títulos e valores mobiliários	468	-	468	-
Depósitos judiciais	842	4.026	2.978	6.728
Outras receitas financeiras	5.627	1.294	21.371	13.112
	110.055	**92.400**	**397.560**	**245.570**
Repactuação do UBP[2]	**(6.535)**	**-**	**1.914.960**	**-**
Total da receita financeira	**103.520**	**92.400**	**2.312.520**	**245.570**
Despesas financeiras				
Juros e variação monetária sobre:				
Instrumentos de dívida	416.299	410.521	1.537.113	1.200.592
Hedge de valor justo sobre instrumentos de dívida	103.613	85.820	155.293	154.251
Obrigações com benefícios de aposentadoria	7.018	4.229	21.053	22.223
Provisões	3.058	2.957	11.236	10.474
Outros	2.822	1.525	8.224	4.774
Variação cambial sobre:				
Instrumentos de dívida	(46.501)	(20.734)	(80.011)	(131.339)
Hedge sobre instrumentos de dívida	46.501	20.734	80.011	131.339
Ajuste a valor justo	16	432	112	105.168
Outras despesas financeiras	8.420	1.579	11.914	3.461
	541.246	**507.063**	**1.744.945**	**1.500.943**
Despesas de concessões a pagar (UBP)	**17.445**	**126.496**	**258.493**	**472.299**
Total da despesa financeira	**558.691**	**633.559**	**2.003.438**	**1.973.242**
Receitas (despesas) financeiras, líquidas	**(455.171)**	**(541.159)**	**309.082**	**(1.727.672)**

(1) Mais informações vide Nota 8 – Outros ativos.
(2) Mais informações vide Nota 15 – Concessões a pagar (UBP).

	Consolidado			
	3º trimestre		Acumulado 9 meses	
	2026	2025	2026	2025
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	146.677	178.431	467.919	450.241
Atualização monetária de créditos fiscais a recuperar[1]	-	-	92.563	-
Renda de depósitos vinculados	16.517	17.897	47.726	42.994
Juros e variação monetária sobre:				
Créditos e contas a receber	30.102	3.952	58.943	17.254
Alienação de subsidiária	5.441	5.159	16.125	14.465
Títulos e valores mobiliários	1.123	-	1.123	-
Depósitos judiciais	1.368	9.177	3.724	12.963
Outras receitas financeiras	16.591	5.734	33.417	38.420
	217.819	**220.350**	**721.540**	**576.337**
Repactuação do UBP[2]	**(6.535)**	**-**	**1.914.960**	**-**
Total da receita financeira	**211.284**	**220.350**	**2.636.500**	**576.337**
Despesas financeiras				
Juros e variação monetária sobre:				
Instrumentos de dívida	642.485	533.565	2.451.748	1.710.451
Hedge de valor justo sobre instrumentos de dívida	103.613	85.820	155.293	154.251
Provisões	9.126	9.083	41.244	32.316
Obrigações com benefícios de aposentadoria	7.018	4.229	21.053	22.223
Outros	19.597	14.107	51.745	35.384
Variação cambial sobre:				
Instrumentos de dívida	(46.501)	(20.734)	(80.011)	(131.339)
Hedge sobre instrumentos de dívida	46.501	20.734	80.011	131.339
Ajuste a valor justo	16	432	112	105.168
Outras despesas financeiras	25.595	10.436	48.551	32.891
	807.450	**657.672**	**2.769.746**	**2.092.684**
Despesas de concessões a pagar (UBP)	**18.145**	**129.168**	**262.633**	**480.013**
Total da despesa financeira	**825.595**	**786.840**	**3.032.379**	**2.572.697**
Despesas financeiras, líquidas	**(614.311)**	**(566.490)**	**(395.879)**	**(1.996.360)**

(1) Mais informações vide Nota 8 – Outros ativos.
(2) Mais informações vide Nota 15 – Concessões a pagar (UBP).

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 nove meses findo em 30.09.2026.

a) Valores reconhecidos em contas patrimoniais

a.1) Controladora

	ATIVO			PASSIVO			
	Contas a receber		JCP /	Fornecedor		JCP /	
	Energia	Serviços e outros ativos	dividendos	Energia	Outros	dividendos	Debêntures[1]
30.09.2026							
EBC	293.252	49	41.378	-	-	-	-
ECV	-	16	25.679	122.686	-	-	-
ECP e controladas	3.897	5.023	11.441	921	-	-	514.003
ENGIE Trading	8.555	49	-	4.659	-	-	-
Jaguara	1.467	-	229.014	16.052	-	-	-
Cachoeira Caldeirão	3.705	175	-	-	-	-	-
ETP e controladas	-	734	578.004	-	24	-	-
TAG	-	198	12	-	-	-	-
Jirau	-	877	-	2.182	-	-	-
Miranda	796	-	34.185	9.285	-	-	-
Itasa	-	6.818	-	13.172	-	-	-
ENGIE Brasil Participações	-	219	-	-	11.729	529.636	-
Outras	-	340	-	36.540	-	-	4
Total	**311.672**	**14.498**	**919.713**	**205.497**	**11.753**	**529.636**	**514.007**
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
30.09.2026		
ENGIE S.A	24	-
TAG	198	-
ENGIE Renouvelables SAS	-	28.920
ENGIE Brasil Participações	219	11.729
Jirau Energia	877	2.182
Geramamoré Participações	-	38.296
Tractebel Engineering	-	164
ENGIE Brasil Soluções Participações	1.032	-
Outras	566	265
Total	**2.916**	**81.556**
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	
3º trimestre de 2026						
EBC	494.508	-	148	-	-	-
ECV[1]	(2.421)	-	50	307.067	-	-
ECP e controladas	177	-	4.000	4.910	-	14.005
Jirau	-	738	813	6.071	-	-
Jaguara	6.721	-	-	45.549	-	-
Miranda	3.269	-	-	26.364	-	-
Cachoeira Caldeirão	7.153	-	59	-	-	-
Santo Antônio do Jari[2]	1.654	-	50	-	-	-
ENGIE Trading	11.893	-	148	14.561	-	-
Itasa	-	7.840	-	36.656	-	-
Outras[1]	-	(39)	808	91.232	-	2
Total	**522.954**	**8.539**	**6.076**	**532.410**	**-**	**14.007**
3º trimestre de 2025	**485.709**	**15.415**	**4.682**	**470.441**	**981**	**21.697**

(1) No 3º trimestre de 2026, a Companhia reverteu a estimativa de venda de energia para a ECV e de serviços de O&M para outras empresas em valores superiores aos realizados no período.
(2) Valores relativos ao período de 01.07.2026 a 31.07.2026, no qual Santo Antônio do Jari era controlada da Companhia. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

	Receita			Custo	Custos e despesas	Despesas financeiras
	Venda de energia	Serviços de O&M	Serviços de administração	Compra de energia	Serviços de terceiros	
Acumulado 9 meses de 2026						
EBC	1.987.626	-	445	59.442	-	-
ECV	770.228	-	150	1.938.305	-	-
ECP e controladas	233.343	-	12.075	16.964	-	53.338
Jirau	-	1.230	1.341	14.904	-	-
Jaguara	18.558	-	-	128.518	-	-
Miranda	8.360	-	-	73.453	-	-
Cachoeira Caldeirão	34.502	-	177	-	-	-
Santo Antônio do Jari[1]	20.541	-	345	-	-	-
ENGIE Trading	12.031	-	445	15.190	-	-
Itasa	-	23.618	-	108.774	-	-
Outras	9.133	453	2.809	130.431	-	2
Total	**3.094.322**	**25.301**	**17.787**	**2.485.981**	**-**	**53.340**
Acumulado 9 meses de 2025	**1.945.802**	**44.344**	**12.439**	**1.646.399**	**13.234**	**57.010**

(1) Valores relativos ao período de 01.01.2026 a 31.07.2026, no qual Santo Antônio do Jari era controlada da Companhia. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

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

	3° trimestre		Acumulado 9 meses	
	Custo	Custos e Despesas	Custo	Custos e Despesas
	Compra de energia	Serviços de terceiros	Compra de energia	Serviços de terceiros
2026				
Jirau Energia	6.071	-	14.904	-
Geramamoré Participações	133.653	-	199.283	-
ENGIE S.A	-	6.231	-	6.362
ENGIE Renouvelables SAS	-	7.687	-	31.333
ENGIE Brasil Participações	-	3.909	-	11.729
Tractebel Engineering	-	505	-	1.944
ENGIE IT[1]	-	(573)	-	(489)
Total	**139.724**	**17.759**	**214.187**	**50.879**
2025	**79.383**	**4.945**	**88.035**	**25.157**

(1) Em 2026, a Companhia reverteu provisões de serviços de terceiros com a ENGIE IT em valores superiores aos realizados no período.

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 foram:

	3° trimestre		Acumulado 9 meses	
	2026	2025	2026	2025
Remuneração fixa	4.512	4.281	13.705	14.613
Remuneração variável	2.184	3.686	4.229	7.263
Encargos sociais	1.101	1.327	5.469	5.879
Outros	839	678	2.247	1.902
	8.636	**9.972**	**25.650**	**29.657**

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 30 de setembro de 2026 e 2025 estão apresentadas de forma consolidada nas tabelas a seguir:

	3° trimestre de 2026				
	Energia elétrica			Transporte de gás	
	Geração	Transmissão	*Trading*		Consolidado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**2.754.425**	**740.896**	**174.443**	**-**	**3.669.764**
Custos operacionais	(1.545.322)	(500.854)	(164.905)	-	(2.211.081)
LUCRO BRUTO	**1.209.103**	**240.042**	**9.538**	**-**	**1.458.683**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(106.554)	(6.320)	(1.776)	-	(114.650)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(1.249)	1.205	-	-	(44)
	(107.803)	**(5.115)**	**(1.776)**	**-**	**(114.694)**
Resultado de equivalência patrimonial	**34.737**	**-**	**-**	**143.574**	**178.311**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**1.136.037**	**234.927**	**7.762**	**143.574**	**1.522.300**

	3º trimestre de 2025				
	Energia elétrica				
	Geração e comercialização	Transmissão	*Trading*	Transporte de gás	Consolidado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**2.549.655**	**642.836**	**150.765**	**-**	**3.343.256**
Custos operacionais	(1.318.870)	(377.919)	(149.454)	-	(1.846.243)
LUCRO BRUTO	**1.230.785**	**264.917**	**1.311**	**-**	**1.497.013**
Receitas (despesas) operacionais				-	
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(133.370)	(4.755)	(2.249)	-	(140.374)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(6.320)	240	-	-	(6.080)
Alienação de subsidiária	10.740	-	-	-	10.740
	(128.950)	**(4.515)**	**(2.249)**	**-**	**(135.714)**
Resultado de equivalência patrimonial	**-**	**-**	**-**	166.073	**166.073**
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**1.101.835**	**260.402**	**(938)**	**166.073**	**1.527.372**

	Acumulado 9 meses findos em 30.09.2026				
	Energia elétrica				
	Geração e comercialização	Transmissão	*Trading*	Transporte de gás	Consolidado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**8.207.285**	**1.971.768**	**410.801**	**-**	**10.589.854**
Custos operacionais	(4.131.042)	(1.053.891)	(392.653)	-	(5.577.586)
LUCRO BRUTO	**4.076.243**	**917.877**	**18.148**	**-**	**5.012.268**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(336.642)	(12.685)	(9.313)	-	(358.640)
Alienação de subsidiária	3.919	-	-	-	3.919
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(4.040)	53.327	-	-	49.287
	(336.763)	**40.642**	**(9.313)**	**-**	**(305.434)**
Resultado de equivalência patrimonial	34.737	-	-	407.010	**441.747**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**3.774.217**	**958.519**	**8.835**	**407.010**	**5.148.581**

	Acumulado 9 meses findos em 30.09.2025				
	Energia elétrica				
	Geração e comercialização	Transmissão	*Trading*	Transporte de gás	Consolidado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**7.105.373**	**2.073.335**	**263.738**	**-**	**9.442.446**
Custos operacionais	(3.412.851)	(1.201.574)	(262.085)	-	(4.876.510)
LUCRO BRUTO	**3.692.522**	**871.761**	**1.653**	**-**	**4.565.936**
Receitas (despesas) operacionais				-	
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(359.950)	(13.688)	(5.946)	-	(379.584)
Alienação de subsidiária	20.309	-	-	-	20.309
Outras receitas operacionais, líquidas	11.818	39.754	-	-	51.572
	(327.823)	**26.066**	**(5.946)**	**-**	**(307.703)**
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	531.884	531.884
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**3.364.699**	**897.827**	**(4.293)**	**531.884**	**4.790.117**

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 31.05.2027, os valores em risco cobertos são de R$ 29.928.222 na controladora e de R$ 69.574.608 no consolidado, a saber:

	Controladora		Consolidado	
	Danos materiais	Lucros cessantes	Danos materiais	Lucros cessantes
Usinas hidrelétricas	22.375.572	7.430.783	30.609.653	8.680.211
Usinas Complementares (eólicas, solares e PCH)	119.319	2.548	24.230.039	5.303.306
Sistemas de Transmissão	-	-	751.399	-
	22.494.891	**7.433.331**	**55.591.091**	**13.983.517**

O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de R$ 3.504.240, por evento.

b) Riscos de engenharia

A Companhia mantém contratada apólice de seguro para o Sistema de Transmissão Asa Branca e Sistema de Transmissão Graúna, cujos limites para danos materiais é de 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.

Em 11.05.2026, foi celebrado o distrato da Companhia, por meio de sua controlada indireta Asa Branca com a empresa fornecedora das linhas de transmissão, referente ao Sistema de Transmissão Asa Branca, no valor original do contrato, de R$ 469.082. Esse distrato encerra as atividades e relação contratual entre as partes.

Cabe acrescentar que, em 26.05.2026, a Companhia, por meio de suas controladas indiretas Colibri A, Colibri B, Colibri C e Colibri D celebraram a assinatura do contrato com a empresa fornecedora de compensadores síncronos, no valor de R$ 605.489, destinados aos sublotes 3A, 3B, 3C e 3D, arrematado no Leilão de Transmissão nº 01/2026, promovido pela Aneel, com o prazo máximo de entrada em operação para o segundo semestre de 2029.

Além disso, em 03.06.2026, a Companhia, por meio de sua controlada direta Usina Hidroelétrica Jaguara, aprovou o contrato de fornecimento com WEG destinada a ampliação da UHE Jaguara, no âmbito do Leilão de Capacidade de Reserva (LRCAP 2026), com a implantação das unidades geradoras 5 e 6 e sistemas comuns nos poços existentes na usina, com previsão de conclusão até o primeiro semestre de 2030.

Ademais, em 03.06.2026, a Companhia, por meio de sua controlada indireta Asa Branca, assinou o contrato com fornecedor para implantação das linhas de transmissão correspondentes aos trechos C e D do Sistema de Transmissão Asa Branca, no valor de R$ 510.000.

Adicionalmente, em 09.06.2026, foi celebrado o aditivo entre a Companhia, por meio de sua controlada indireta Asa Branca, e a fornecedora para construção das linhas de transmissão, destinado ao Sistema de Transmissão Asa Branca, alterando o valor original do contrato de R$ 686.418 para R$ 737.398.

Outro contrato aditivado pela Companhia, através de sua controlada indireta Graúna, foi firmado em 03.07.2026 com fornecedores de estruturas metálicas do Sistema de Transmissão Graúna, alterando o valor original do contrato de R$ 289.138 para R$ 309.972.

É válido ressaltar que, em 13.07.2026, a Companhia, através de sua controlada indireta Novo Estado, assinou o aditivo do contrato de Operação e Manutenção (O&M) do Sistema de Transmissão Novo Estado, alterando o valor original de R$ 43.760 para R$ 62.216, sem alteração no prazo do contrato.

E por fim, em 10.08.2026, a Companhia, por meio de sua controlada indireta Asa Branca, assinou o aditivo do contrato de construção de subestações referente ao Sistema de Transmissão Asa Branca, alterando o valor original do contrato de R$ 176.245 para R$ 177.015.

Exceto pelos eventos descritos, não houve alteração significativa nos compromissos de longo prazo no período de nove meses findo em 30.09.2026.

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 controlada em conjunto[1]	1.023.518	610.789	155.750	360.687
Dividendos intercalares, adicionais, intermediários, mínimos e JCP	1.296.695	1.067.848	1.465.293	1.085.394
Dividendos e JCP prescritos[2]	9.631	7.701	9.631	7.701
Parcela contingente na aquisição de subsidiária[3]	-	30.086		30.086
Aquisição de participação societária mediante integralização de capital	3.809.351	-	3.809.351	-
ICMS sobre venda de energia elétrica	(1.283)	(114.065)	(1.283)	(114.065)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(46.452)	20.889	(79.720)	(23.524)
Fornecedores de imobilizado e de intangível	28.268	(12.319)	77.578	(278.208)
Renúncia de dividendos de subsidiárias adquiridas	-	-	-	(48.971)
Ativos líquidos de controladas adquiridas	-	-	-	1.406.837

(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.
(3) Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

NOTA 29. EVENTOS SUBSEQUENTES

a) Incorporação de subsidiária

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 05.11.2026, aprovou a proposta de incorporação de sua controlada, ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. (“EBC”). A operação de incorporação será submetida à aprovação da Assembleia Geral dos acionistas, convocada para 30.11.2026.

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 sobre a revisão de informações trimestrais 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 e Estratégia

Thais Ferraz Soares
Diretora de Sustentabilidade

Eduardo Vetere
Diretor de Recursos Humanos

Guilherme Slovinski Ferrari
Diretor de Energias Renováveis e Armazenamento

Gustavo Henrique Labanca Novo
Diretor de Transmissão de Energia

Felipe de Queiroz Batista
Diretor Jurídico e de Ética

Marcos Keller Amboni
Diretor de Gestão e Comercialização de Energia

Florianópolis, 10 de novembro de 2026.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Maurício Stolle Bähr
Presidente

Paulo Jorge Tavares Almirante
Vice-Presidente

Paulo Mauricio Mantuano de Lima
Conselheiro

Karin Koogan Breitman
Conselheira

Julien Jean Machillot
Conselheiro

Sophie Brigitte Sylviane Angrand Quarré De Verneuil
Conselheira

Gil de Methodio Maranhão Neto
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 e Estratégia

Thais Ferraz Soares
Diretora de Sustentabilidade

Eduardo Vetere
Diretor de Recursos Humanos

Guilherme Slovinski Ferrari
Diretor de Energias Renováveis e Armazenamento

Gustavo Henrique Labanca Novo
Diretor de Transmissão de Energia

Felipe de Queiroz Batista
Diretor Jurídico e de Ética

Marcos Keller Amboni
Diretor de Gestão e Comercialização de Energia

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 sobre a revisão de informações trimestrais dos Auditores Independentes apresentado.

Paulo Maurício 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, 10 de novembro de 2026.

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 (11) 3940-1500
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 contábeis intermediárias, individuais e consolidadas, da Engie Brasil Energia S.A. (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais – ITR referente ao trimestre findo em 30 setembro de 2026, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2026 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A administração da Companhia é responsável pela elaboração dessas 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, consequentemente, 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.

KPMG Auditores Independentes Ltda., uma sociedade simples brasileira, de responsabilidade limitada e firma-membro da organização global KPMG de firmas-membro independentes licenciadas da KPMG International Limited, uma empresa inglesa privada de responsabilidade limitada.

KPMG Auditores Independentes Ltda., a Brazilian limited liability company and a member firm of the KPMG global organization of independent member firms affiliated with KPMG International Limited, a private English company limited by guarantee.

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 contábeis intermediárias individuais e consolidadas, relativas às demonstrações do valor adicionado (DVA) referentes ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2026, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia apresentadas como informação suplementar para fins da IAS 34, foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais (ITR) da Companhia. Para a formação de nossa conclusão, avaliamos se essas demonstrações estão reconciliadas com as informações contábeis intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. 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 seus aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa Norma e de forma consistente com as 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, dos períodos de três e nove meses findos em 30 de setembro de 2025 e as mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025 foram anteriormente revisados por outros auditores independentes que emitiram relatório datado em 05 de novembro de 2025, sem modificação. Os valores correspondentes relativos às Demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao período de nove meses findo em 30 de setembro 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, 10 de novembro de 2026.

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



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

KPMG Auditores Independentes Ltda., uma sociedade simples brasileira, de responsabilidade limitada e firma-membro da organização global KPMG de firmas-membro independentes licenciadas da KPMG International Limited, uma empresa inglesa privada de responsabilidade limitada.

KPMG Auditores Independentes Ltda., a Brazilian limited liability company and a member firm of the KPMG global organization of independent member firms affiliated with KPMG International Limited, a private English company limited by guarantee.