EGIE3
B3 LISTED NM

EGIEY
OTC MARKET

RELEASE DE RESULTADOS 3T26

ENGIE Brasil Energia S.A.



Videoconferência de resultados

11/11/2026 às 11:00h
(horário de Brasília):
em português com tradução simultânea para inglês

Clique aqui para acessar a transmissão

Visite nosso Website
www.engie.com.br/investidores

IBOVESPA B3
ISE B3
IEE B3

Florianópolis (SC), 10 de novembro de 2026. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE", ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Terceiro Trimestre e período de 9 meses, encerrado em 30 de setembro de 2026 (3T26/9M26). As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em base consolidada e estão de acordo com os princípios e as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os valores estão expressos em reais (R$), salvo quando indicado de modo diferente. Efeitos de arredondamentos podem causar diferenças nas variações percentuais, quando comparados os comentários de Desempenho Econômico-Financeiro, apresentados em R$ milhões, com a Demonstração do Resultado (Anexo III), apresentada em R$ mil.

Para Divulgação Imediata

Mais informações:

Eduardo Sattamini
Diretor-Presidente

Pierre Leblanc
Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores

Leonardo Depiné
Gerente de Relações com Investidores
Leonardo.Depine@engie.com

Tel.: (48) 3221-7904/7246

ri.brenergia@engie.com


Asa Branca

ENGIE Brasil Energia encerra 3T26 com alta de 4,1% no Ebitda Ajustado.

Destaques

Receita operacional líquida
R$ 3.670 milhões
(+9,8% ante 3T25).

Ebitda ajustado[2]
R$ 1.948 milhões
(+4,1% ante 3T25).

Lucro líquido ajustado
R$ 716 milhões
(-2,1% ante 3T25).

Preço médio dos contratos de venda de energia
R$ 201,8/MWh
líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading* (-4,7% ante 3T25).

Energia vendida
11.062 GWh
(**5.010 MW médios**)
sem considerar as operações de *trading* (+7,3% ante 3T25).

Após aprovação pela Assembleia Geral, em 17 de julho ocorreu a liquidação da **transferência da participação de 40% na Jirau Energia**, detida pela ENGIE Brasil Participações, para a Companhia.

Em 20 de julho, a Companhia concluiu a **liquidação financeira da repactuação do Uso do Bem Público (UBP)**, relacionada às obrigações futuras das UHEs Cana Brava e Ponte Pedra, com o pagamento total de R$ 2,23 bilhões.

A Fitch Ratings **elevou o *rating* de crédito global de longo prazo** em moeda local da Companhia **de BBB- para BBB, com perspectiva estável**. Além disso, reafirmou os demais *ratings* da Companhia.

Importante

Este material contém informações e opiniões sobre eventos futuros que estão sujeitas a riscos e incertezas, baseadas em expectativas, projeções e tendências atuais. Diversos fatores podem influenciar essas estimativas e suposições, o que pode fazer com que as declarações futuras não se concretizem. Portanto, acionistas e investidores não devem tomar decisões baseadas apenas nessas estimativas, projeções e declarações.

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (em R$ milhões)	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.670	3.343	**9,8%**	10.590	9.442	**12,2%**
Resultado do Serviço (EBIT)	1.523	1.527	**-0,3%**	5.149	4.790	**7,5%**
Ebitda [1]	1.948	1.882	**3,5%**	6.376	5.797	**10,0%**
Ebitda ajustado [2]	1.948	1.871	**4,1%**	6.372	5.778	**10,3%**
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas [3]	1.898	1.763	**7,7%**	5.928	5.284	**12,2%**
Ebitda / ROL - (%) [1]	53,1	56,3	**-3,2 p.p.**	60,2	61,4	**-1,2 p.p.**
Ebitda / ROL - (%) ajustada [2]	53,1	56,0	**-2,9 p.p.**	60,2	61,2	**-1,0 p.p.**
Lucro Líquido	711	738	**-3,7%**	3.465	2.132	**62,5%**
Lucro Líquido ajustado	716	731	**-2,1%**	2.199	2.119	**3,8%**
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) ajustado [4]	18,1	24,8	**-6,7 p.p.**	18,1	24,8	**-6,7 p.p.**
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) ajustado [5]	12,9	15,1	**-2,1 p.p.**	12,9	15,1	**-2,1 p.p.**
Dívida Líquida [6]	25.286	24.534	**3,1%**	25.286	24.534	**3,1%**
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [7]	6.598	6.167	**7,0%**	5.600	5.218	**7,3%**
Energia Vendida (MW médios) [8]	5.010	4.668	**7,3%**	4.922	4.455	**10,5%**
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	201,77	211,61	**-4,7%**	209,48	213,98	**-2,1%**
Número de Empregados - Total	1.443	1.340	**7,7%**	1.443	1.340	**7,7%**
Empregados EBE	1.404	1.311	**7,1%**	1.404	1.311	**7,1%**
Empregados em Projetos em Construção	39	29	**34,5%**	39	29	**34,5%**

1 Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização.

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

3 Ebitda ajustado, deduzidos os efeitos do IFRS do segmento de transmissão e usinas cotistas.

4 ROE: lucro líquido ajustado dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido UDM (últimos 12 meses).

5 ROIC: taxa efetiva x EBIT ajustado / capital investido UDM (capital investido: dívida - caixa e eq. caixa - depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL).

6 Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de *hedge*.

7 Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.

8 Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).

9 Líquido de impostos sobre a venda e operações de trading.

Eventos Subsequentes

O Conselho de Administração aprovou a proposta de **incorporação, pela Companhia, da sua controlada integral ENGIE Brasil Comercializadora - EBC**. A operação será submetida à deliberação da Assembleia Geral, convocada para 30 de novembro de 2026.

Pela 16ª vez, a Companhia conquista o **Troféu Transparência, concedido pela Anefac**, reconhecimento que destaca as empresas com as melhores práticas de governança corporativa, qualidade das demonstrações financeiras e transparência na comunicação de informações ao mercado.

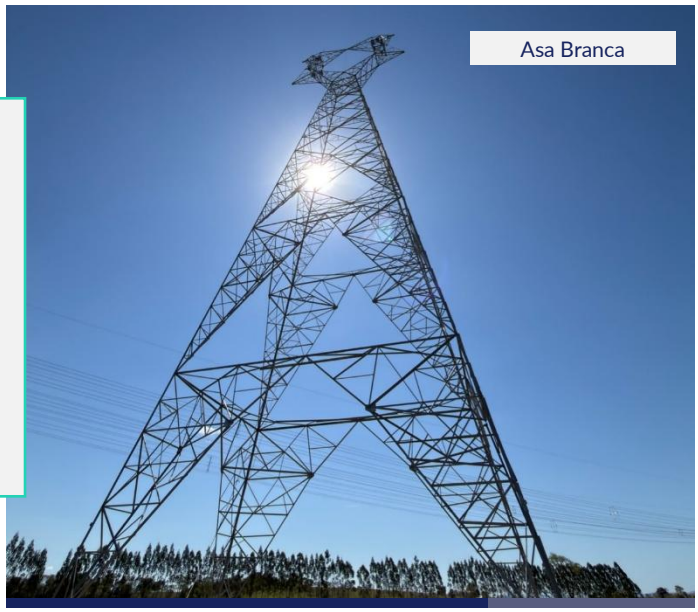
Mensagem da Administração

Em um setor cada vez mais desafiado a oferecer segurança, competitividade e sustentabilidade, a ENGIE Brasil Energia manteve, no terceiro trimestre de 2026, seu foco em iniciativas voltadas ao fortalecimento de sua posição como uma das principais empresas de infraestrutura energética do país. O desempenho do período reflete nossa estratégia de expansão dos negócios, excelência operacional e geração de valor no longo prazo.

Na transmissão, evoluímos na implantação dos projetos que ampliarão nossa presença no segmento. O Sistema de Transmissão Asa Branca avançou após a obtenção da Licença de Instalação completa, com atividades de obras civis, montagem de torres e implantação de equipamentos em andamento. O projeto Graúna registrou progressos nas frentes de licenciamento, construção, engenharia e fornecimento de equipamentos, enquanto os empreendimentos Colibri Sul e Colibri A, B, C e D avançaram nas etapas de engenharia, licenciamento ambiental e contratação dos principais fornecedores.

Em geração, prosseguimos com iniciativas voltadas a ampliar a segurança e a flexibilidade do sistema elétrico brasileiro. Destaca-se o avanço das obras de expansão da Usina Hidrelétrica Jaguara, cuja contratação ocorreu no Leilão de Reserva de Capacidade deste ano. A iniciativa ampliará a oferta de potência ao sistema, com início previsto para 2030.

A Companhia obteve a licença de instalação completa do Sistema de Transmissão Asa Branca.


Asa Branca

No Mercado Livre de Energia (MLE), ampliamos o relacionamento com clientes que buscam soluções para aumentar sua competitividade e avançar na transição energética. Ao final do trimestre, atendíamos 3.012 consumidores livres, um aumento de 46,5% em relação ao mesmo período do ano anterior.

Nossos ativos mantiveram elevado desempenho operacional. As linhas de transmissão registraram índice de disponibilidade de 99,84%, reforçando a confiabilidade de nossas operações. No período, também participamos de discussões sobre o *curtailment* de fontes renováveis e o aperfeiçoamento do marco regulatório do setor elétrico, temas fundamentais para a expansão sustentável da matriz energética brasileira.

Em termos financeiros, registramos receita operacional líquida de R$ 3,7 bilhões no 3T26, crescimento de 9,8% em relação ao mesmo período do ano anterior. O Ebitda Ajustado atingiu R$ 1,9 bilhão, avanço de 4,1%, enquanto o Lucro Líquido Ajustado totalizou R$ 716 milhões, redução de 2,1% na comparação com o 3T25. Os resultados refletem a resiliência de nosso modelo de negócios, sustentado por um portfólio diversificado de ativos, contratos de longo prazo e uma rigorosa disciplina na alocação de capital. O lucro líquido foi impactado, principalmente, (i) pelo aumento das despesas financeiras associadas ao endividamento, atenuado pela redução das despesas financeiras com concessões a pagar, motivado pela repactuação do saldo de UBP, e (ii) pelas maiores despesas de depreciação e amortização, resultado da entrada em operação de novos ativos entre os dois trimestres.

Reafirmando nosso compromisso contínuo com a agenda ESG, conquistamos, pelo 16º ano consecutivo, o Troféu Transparência da Anefac, reconhecimento que evidencia a solidez das nossas práticas de governança, transparência e prestação de contas ao mercado.

Após o encerramento do trimestre, a ENGIE Brasil foi reconhecida pela revista TIME como a melhor empregadora do setor elétrico no *ranking Brazil's Best Employers 2026*. A Companhia alcançou a 29ª posição na classificação geral, resultado que reflete sua cultura organizacional. A conquista reforça a importância de uma gestão que valoriza as pessoas, promove o desenvolvimento profissional e contribui para a sustentabilidade dos negócios no longo prazo.

Mantemos a confiança em nossa estratégia e na capacidade de identificar e aproveitar oportunidades em um setor em constante transformação. Com uma base sólida de ativos, excelência operacional e compromisso com a sustentabilidade, continuaremos trabalhando para gerar valor aos nossos acionistas, clientes, colaboradores e à sociedade brasileira.

Boa leitura!



Eduardo Sattamini

Diretor-Presidente



Pierre Leblanc

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Detalhamento dos Ativos da Companhia

Ativos de Geração de Energia

No fim do 3T26, a ENGIE Brasil Energia contava com **12.767,3 MW de capacidade instalada**, composto de 146 usinas, sendo 14 hidrelétricas e 132 de fontes renováveis complementares — eólicas, solares, PCHs e central a biomassa —, das quais 142 pertencem integralmente à Companhia e quatro (as hidrelétricas Itá, Machadinho, Estreito e Jirau) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

Ativos de Geração de Energia em Operação em 30 de setembro de 2026

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Vencimento da Concessão	Garantia física (MWm) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	dez/32	528,7
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçú (PR)	1.420,0	1.420,0	nov/30	702,2
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	414,8	out/35	143,7
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.103,7	1.103,7	abr/31	487,3
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO e MA)	1.087,0	435,6	fev/47	244,1
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	jan/36	247,8
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	jun/48	324,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	jun/48	188,3
Santo Antônio do Jari	Hidrelétrica	Rio Jari (AP e PA)	393,0	393,0	out/45	211,3
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	mai/42	140,8
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	abr/31	107,5
Cachoeira Caldeirão	Hidrelétrica	Rio Araguari (AP)	219,0	219,0	ago/48	123,3
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	ago/37	127,6
Subtotal			**8.739,9**	**7.040,2**		**3.576,5**
Jirau (40%)[1]	Hidrelétrica	Rio Madeira (RO)	3.750,0	1.500,0	ago/47	872,9
Total - Hidrelétricas			**12.489,9**	**8.540,2**		**4.449,4**

Usina	Tipo	Centrais geradoras[2]	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Vencimento da Autorização	Garantia física (MWm) Participação da Companhia
				Total	Participação da Companhia		
Conjunto Serra do Assuruá	Eólica	24	Gentio do Ouro (BA)	846,0	846,0	nov/56	410,2
Conjunto Assú Sol	Solar	16	Assú (RN)	752,7	752,7	fev/57	229,6
Conjunto Santo Agostinho - Fase I	Eólica	14	Lages e Pedro Avelino (RN)	434,0	434,0	mai/56	224,2
Conjunto Campo Largo II	Eólica	11	Umburanas (BA)	361,2	361,2	dez/54	192,5
Conjunto Umburanas - Fase I	Eólica	18	Umburanas (BA)	360,0	360,0	ago/49	213,3
Conjunto Campo Largo I	Eólica	11	Umburanas (BA)	326,7	326,7	jul/50	166,5
Conjunto Trairi	Eólica	8	Trairi (CE)	212,6	212,6	set/41	97,2
Conjunto Lar do Sol[3]	Solar	3	Pirapora (MG)	198,0	198,0	abr/54	49,0
Conjunto Paracatu	Solar	4	Paracatu (MG)	132,0	132,0	jun/51	34,0
Conjunto Juazeiro	Solar	4	Juazeiro (BA)	120,0	120,0	jun/51	34,8
Conjunto Sertão Solar	Solar	4	Barreiras (BA)	94,6	94,6	jul/53	26,1
Conjunto Floresta	Solar	3	Areia Branca (RN)	86,0	86,0	jun/51	25,1
Conjunto Sol do Futuro	Solar	3	Aquiraz (CE)	81,0	81,0	jun/51	16,2
Ferrari Termoelétrica	Biomassa		Pirassununga (SP)	72,5	72,5	jun/42	12,4
Conjunto São Pedro	Solar	2	Bom Jesus da Lapa (BA)	54,0	54,0	mar/51	16,0
Assú V	Solar		Assú (RN)	34,0	34,0	jun/51	9,2
Rondonópolis	PCH		Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	dez/37	14,0
José Gelazio da Rocha	PCH		Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24,4	24,4	dez/37	9,2
Nova Aurora	Solar		Tubarão (SC)	4,4	4,4	não aplicável[4]	0,2
Tubarão	Eólica		Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável[4]	0,3
Tubarão 2	Eólica		Tubarão (SC)	4,2	4,2	não aplicável[4]	0,0
Total - Complementares				**4.227,0**	**4.227,0**		**1.780,1**
Total				**16.717,0**	**12.767,3**		**6.229,5**

[1] Considerando a participação de 40% na UHE Jirau a partir de 17/07/2026.
[2] Para composição dos conjuntos eólicos e fotovoltaicos.
[3] A usina Lar do Sol não possui garantia física declarada, portanto sua capacidade comercial é baseada na geração prevista.
[4] Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

Jirau Energia - Rondônia

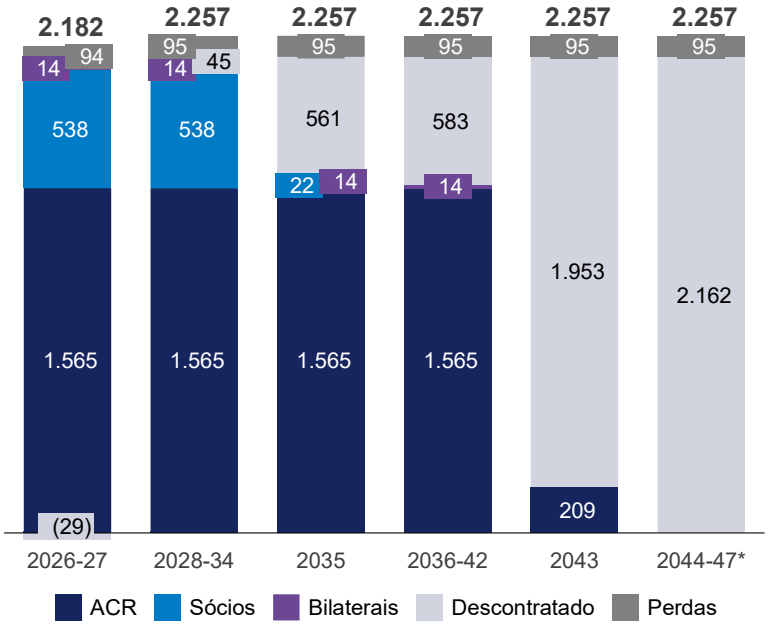
Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento Concessão	Garantia física (MW médios)
			Total	Participação da Companhia		Participação da
Jirau	Hidrelétrica	Rio Madeira (RO)	3.750,0	1.500,0	ago/47	872,9
Total			**3.750,0**	**1.500,0**		**872,9**

A Jirau Energia é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia. A Usina Hidrelétrica Jirau conta com suas 50 unidades geradoras em operação desde novembro de 2016, totalizando **3.750 MW de capacidade instalada**.

Em maio de 2025, o Ministério de Minas e Energia (MME) definiu **novos montantes de garantia física** para a Usina Hidrelétrica Jirau, elevando-os para 2.222,6 MW médios para operação na cota 90 metros ampliada e 2.335,1 MW médios na cota 90 metros constante.

Considerando que um terço do incremento pertence ao governo da Bolívia, a parcela atribuída ao Brasil passou a corresponder a **2.182,2 MW médios na cota 90 metros ampliada e 2.257,2 MW médios na 90 metros constante**.

Portfólio de Contratos da Jirau Energia
MW médios



* Extensão de concessão até 16/08/2047 aprovada pela Aneel, conforme Resolução Homologatória nº 3.598 de 14/07/2026.

No 3T26, a Jirau Energia gerou 747 MW médios, 9,5% abaixo dos 826 MW médios gerados no 3T25, **atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 100%** no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)). Do total gerado **no 3T26, 734 MW médios formam a parcela atribuída ao Brasil**, descontada a cota pertencente ao governo da Bolívia.

Em 02 de julho de 2026, a Assembleia Geral Extraordinária da ENGIE Brasil Energia aprovou o Laudo de Avaliação e a proposta de valor das ações de emissão da Jirau Energia, detidas pela ENGIE Brasil Participações (EBP), para fins de sua contribuição na integralização de ações no âmbito da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações da Companhia, tendo sido o valor fixado em R$ 5,74 bilhões.

Em 14 de julho de 2026, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o aumento de capital social decorrente dessa operação. A liquidação foi concluída em 17 de julho de 2026, com a transferência da participação de 40% detida pela EBP na Jirau Energia para a ENGIE Brasil Energia.

Estrutura Acionária



A partir de 17/07/2026

- 40% — ENGIE Brasil Energia
- 40% — Axia Energia
- 20% — Mitsui & CO.

Ativos de Transmissão de Energia

Ativos de Transmissão em Operação em 30 de setembro de 2026

Linhas de Transmissão	Localização	Extensão km	RAP anual (R$ milhões) *	Subestações	Propriedade	Vencimento concessão
Gralha Azul	Paraná	909,0	365,3	5 próprias e ampliação de 5 existentes	100%	mar/48
Novo Estado	Pará e Tocantins	1.800,0	484,9	1 própria e ampliação de 3 existentes	100%	mar/48
Gavião Real	Pará	-	8,2	Novo pátio em 1 existente	100%	set/52
Graúna - trecho *brownfield*	Minas Gerais e Espírito Santo	162,0	14,5	2 subestações existentes	100%	dez/54
Asa Branca - trecho Morro do Chapéu II - Poções III	Bahia	334,0	96,4	Ampliação de 2 associadas	100%	set/53
Total		**3.205,0**	**969,3**			

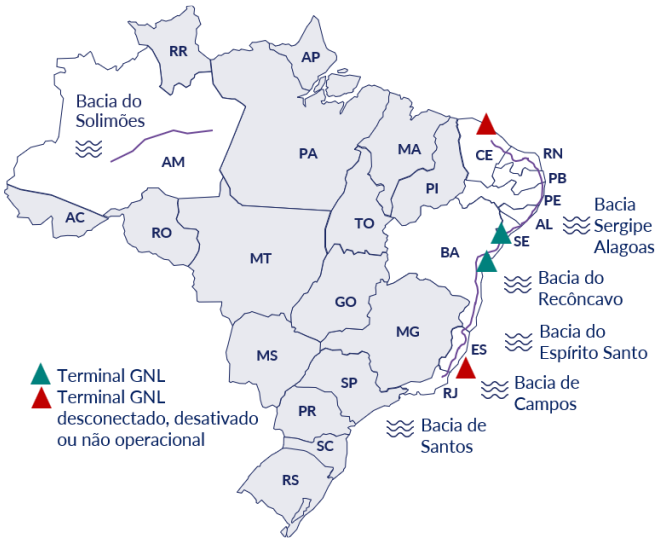
* RAP: Receita Anual Permitida. / Valores na data-base de junho de 2026 (ciclo 2026-2027), líquidos de PIS e Cofins.

Ativos de Transporte de Gás

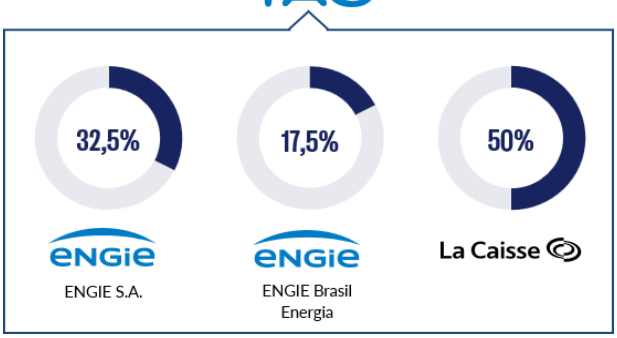
Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

Maior transportadora de gás natural do Brasil, a TAG possui uma infraestrutura de aproximadamente 4.600 km de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e cerca de 200 municípios.

A rede de gasodutos possui diversos pontos de conexão, com 14 pontos de entrada de gás (incluindo 2 terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)), 92 pontos de saída, 2 pontos de entrada e saída bidirecionais e 1 ponto de interconexão, além de conexão com 10 distribuidoras de gás, 2 refinarias, 20 termelétricas e 2 plantas de fertilizantes. A rede conta ainda com 11 estações de compressão próprias ao longo da malha. A operação dos ativos é realizada da Central de Supervisão e Controle (CSC), localizada na sede da empresa no Rio de Janeiro.



Estrutura societária



Após o encerramento do contrato legado Malha-NE, em dezembro de 2025, **a TAG permanece contratada em 76% por meio de contratos legados de longo prazo com a Petrobras e em 24% por novos contratos**, que contemplam os principais pontos de entrega da malha. Até o fim do terceiro trimestre de 2026, foram firmados 1.284 contratos de Transporte, representando 79% do total de contratos do ano anterior e um incremento de 140% frente ao contratado até o fim do terceiro trimestre de 2025.

Atualmente, a TAG conta com 29 carregadores de capacidade firme, incluindo produtores, distribuidores e uma crescente presença de comercializadores e consumidores livres, o que confirma o dinamismo do mercado de gás natural. Excetuando-se a Petrobras, os demais carregadores com contratos anuais têm, em média, 11,5 milhões de m³/dia contratados em 2026.

A TAG está em processo de **Revisão Tarifária junto ao regulador para o trecho da Malha Nordeste**, para definição da nova Receita Máxima Permitida (RMP), tendo como avanço principal a definição do **WACC (Custo Médio Ponderado de Capital) de 7,63%.** Enquanto o ciclo segue em andamento, as contratações anuais firmes mantiveram as tarifas de 2025 e os processos de ofertas para 2026 resultaram na assinatura de 73 contratos (versus 47 no procedimento de 2025).

Em 2 de outubro, a diretoria da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) deliberou que a **Base Regulatória de Ativos (BRA)** será fixada em valor zero, adotando a metodologia ***Recovered Capital Method* (RCM),** em linha distinta daquelas defendidos pelas transportadoras. A TAG seguirá acompanhando o

processo regulatório e avaliando as medidas cabíveis, com o objetivo de buscar o reconhecimento da metodologia que considera mais adequada para a remuneração de seus ativos. A próxima etapa da revisão tarifária consiste na definição da **Receita Máxima Permitida (RMP)**, prevista para 27 de novembro de 2026.

Destaques

- Após o Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP), em março de 2026, 23 dos 59 projetos situados na região atendida pela TAG (2,2 GW) demonstraram interesse na contratação do serviço de transporte de gás natural. Foram assinados 18 Termos de Compromisso e outros 4 estão em aberto, abrangendo 22 usinas termelétricas. Parte dos vencedores será atendida por pontos de saída existentes na malha da TAG, enquanto 6 novos pontos estão em desenvolvimento para atendimento a 8 termelétricas, com início de suprimento previsto para 2028. Os Contratos de Reserva de Capacidade (CRCAPs) já foram parcialmente formalizados e os demais seguem em processo de assinatura.
- Em maio, a ANP emitiu as Autorizações de Operação dos Projetos Itagibá e Buriti, dois novos pontos de saída construídos pela TAG a fim de atender as demandas locais.
- A TAG assinou seus dois primeiros contratos de longo prazo (120 meses) com a Eneva e com a Petrobras, ambos com início de vigência em 1º de agosto de 2026. Em conjunto, os contratos somam 1,47 milhão de m³/dia de capacidade contratada, destinada a quatro usinas termelétricas já conectadas à malha de transporte da TAG e vencedoras do LRCAP 2026.

Em desenvolvimento:

- **Pontos de saída LRCAP (ES, BA, AL, PE, PB):** 6 novos pontos de saída para atendimento à demanda termelétrica do LRCAP. Os pontos, em conjunto, terão capacidade máxima de transporte de ~9,7 milhões de m³/dia.
- **Veredas (AL, PE):** nova infraestrutura para atendimento às demandas térmicas adicionais do LRCAP, com a construção de ~30km de gasoduto, além da construção e expansão de Estações de Compressão (ECOMPs). A capacidade incremental do projeto é de 7,5 milhões de m³/dia.
- **Ponto de entrada Porto Suape (PE):** novo ponto de entrada para conexão de Terminal de GNL ao Porto de Suape (Termopernambuco). O ponto terá capacidade máxima de transporte de 14,3 milhões de m³/dia e 2 km de extensão, com potencial de expansão para 9 km.
- **Conexão do Porto do Açú – GASOG (RJ):** gasoduto dos Goytacazes para conexão do terminal de regaseificação do Porto do Açú ao gasoduto Cabiúnas-Vitória, com 45 km de extensão e 10 milhões de m³/dia de capacidade de transporte.

Detalhamento dos Contratos

Contrato/Trecho	Extensão (km)	Tipo	Cliente	Vencimento do Contrato	Capacidade[2] (MM m³/dia)	Índice de reajuste
Gasene	1.400	Legado	Petrobras	nov/33	30,3	46% Cesta IGP[4]; 54% US PPI
Urucu-Coari-Manaus	800	Legado	Petrobras	nov/30	6,7	50% IGP-M; 50% IPCA
Pilar-Ipojuca	200	Legado	Petrobras	nov/31	15,0	IGP-M
Malha Nordeste[1]	2.100	Não-Legado	Diversos	-	-[3]	-
Lagoa Parda-Vitória[1]	100	Não-Legado	Diversos	Anual	0,3	55% IGP-M; 45% IPCA
Conexão GNL Sergipe[1]	25	Conexão de acesso	Eneva	out/54	14,0	20% IGP-M; 80% IPCA
Total	**~4.600**					

[1] Capacidade contratada no regime de entradas e saídas por meio do Portal de Oferta de Capacidade (POC).
[2] Volume de referência previsto em contrato para fins de *ship or pay*. O volume efetivamente contratado pode variar a cada período.
[3] Volume a ser definido no processo de revisão tarifária promovido pela ANP.
[4] 1/3 IGP-M, 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.

Expansão

Leilão de Energia de Reserva – Usina Hidrelétrica Jaguara

No Leilão de Reserva de Capacidade, na forma de Potência nº 2/2026, a Companhia firmou compromisso de venda de potência de **195,78 MW pelo prazo de 15 anos, para entrega a partir de 1 de agosto de 2030. A receita fixa anual é de R$ 270,4 milhões** (base set/2025), reajustada anualmente pelo IPCA.


UHE Jaguara

A expansão da capacidade instalada se dará por meio da motorização de dois poços existentes na **Usina Hidrelétrica Jaguara**, com instalação de duas turbinas de 116 MW, totalizando 232 MW. O investimento total estimado é de aproximadamente R$ 1,2 bilhão (base mar/2026).

Localizada no Rio Grande, na divisa entre Minas Gerais e São Paulo, a Usina Hidrelétrica Jaguara possui 424 MW de capacidade instalada (324 MW médios de capacidade comercial) e concessão vigente até junho de 2048. Atualmente, 70% da sua capacidade comercial está em regime de cotas e 30% é destinada ao Ambiente de Contratação Livre (ACL).

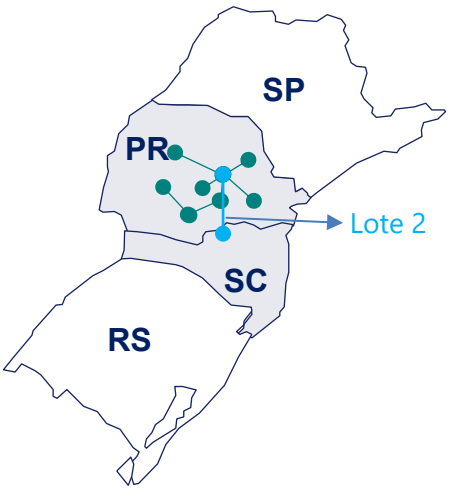
Durante o terceiro trimestre de 2026, foram desenvolvidas ações relacionadas aos estudos de campo, elaboração do projeto executivo, licenciamento ambiental das áreas de canteiro de obras e área de montagem, além do planejamento integrado da expansão, contribuindo para a execução do empreendimento em conformidade com o cronograma estabelecido.

Colibri Transmissora de Energia – Paraná, Santa Catarina, Ceará e Rio Grande do Norte

Arrematados no Leilão de Transmissão 01/2026, promovido pela Aneel, os Lotes 2 e 3 foram nomeados como Colibri Sul e Colibri A, B, C e D, respectivamente.

O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a operação e a manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contados a partir da data da **assinatura do contrato de concessão, que ocorreu em 26 de junho de 2026**.

- **Lote 2 – Colibri Sul** – construção de uma linha de transmissão de 230 kV, com cerca de **143 quilômetros de extensão**, nos estados do Paraná e Santa Catarina. O projeto possui sinergias locais e operacionais com os Sistemas de Transmissão Gralha Azul (já operacional) e Graúna (em fase de implantação). A RAP contratada para esse trecho é de R$ 18,1 milhões e o investimento é da ordem de R$ 193,6 milhões.

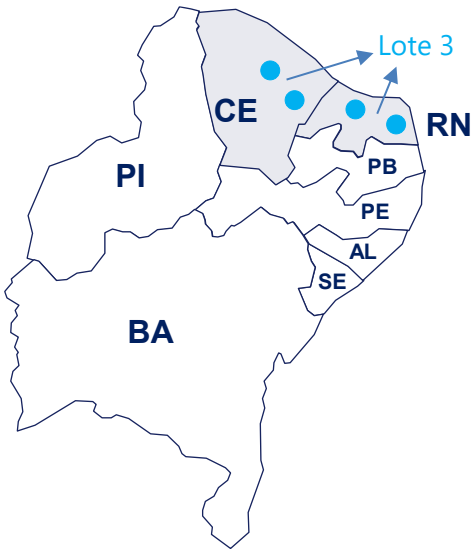


No 3T26, as atividades do Lote Colibri Sul seguiram em andamento, com os estudos ambientais parcialmente concluídos e licenças em fase de obtenção. Foi finalizado o processo de delegação do licenciamento para o estado do Paraná, sob responsabilidade do Instituto Água e Terra (IAT), e as tratativas com o órgão estão em curso. Adicionalmente, no final do 3T26, foi protocolado junto ao IAT o pedido de Licença Prévia.

Os principais contratos de fornecimento e construção foram firmados e alguns contratos de fornecimento de equipamentos de pátio encontravam-se em fase final de negociação, em linha com o cronograma do projeto.

As atividades de engenharia seguiam em execução durante o decorrer do trimestre, e o projeto básico da Aneel em fase de consolidação, visando o envio dentro dos prazos regulatórios estabelecidos. Paralelamente, o projeto executivo foi iniciado, assim como as atividades preliminares de sondagens e topografia.

- **Lote 3 – Colibri A, B, C e D** – dividido em sublotes 3A, 3B, 3C e 3D, prevê a implantação de **cinco compensadores síncronos** nos estados do Ceará e do Rio Grande do Norte, nos quais a Companhia possui ativos de geração, o que garante eficiência operacional e sinergia. Com investimento previsto de R$ 1,4 bilhão, a RAP contratada para o lote é de R$ 104,7 milhões.



Para os projetos que compõem do Lote 3, os estudos ambientais também se encontravam em andamento ao final do 3T26, enquanto os processos de licenciamento seguiam em curso nos estados do Ceará e Rio Grande do Norte. Paralelamente, o projeto básico da Aneel encontrava-se em fase de consolidação, visando o envio dentro dos prazos regulatórios estabelecidos. Também foram iniciadas as atividades relacionadas ao projeto executivo, bem como as atividades preliminares de sondagem e topografia. Adicionalmente, teve início o processo fabril dos compensadores síncronos, com as etapas de fabricação dos principais componentes estruturais.

O prazo máximo para entrada em operação é dezembro de 2029.

Lote	Localização	RAP contratada (R$ milhões)	Capex estimado Aneel (R$ milhões)
2	Paraná e Santa Catarina	18,1	193,6
3	Ceará e Rio Grande do Norte	104,7	1.381,1
Total		**122,8**	**1.574,7**

Projetos em Implantação

Asa Branca Transmissora de Energia - Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo

Arrematado no Leilão de Transmissão 01/2023, promovido pela Aneel, o Lote 5 foi nomeado como Asa Branca e contará com cerca de **1.000 quilômetros de extensão**. Localizado nos estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo, o empreendimento prevê a implantação de quatro linhas de transmissão de 500kV em circuito simples. O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a operação e a manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão que ocorreu em 27 de setembro de 2023.

Em 26 de novembro de 2025, **foi energizado o trecho LT 500kV Morro do Chapéu II – Poções III**, de 334 quilômetros de extensão, representando 32,3% da RAP total.

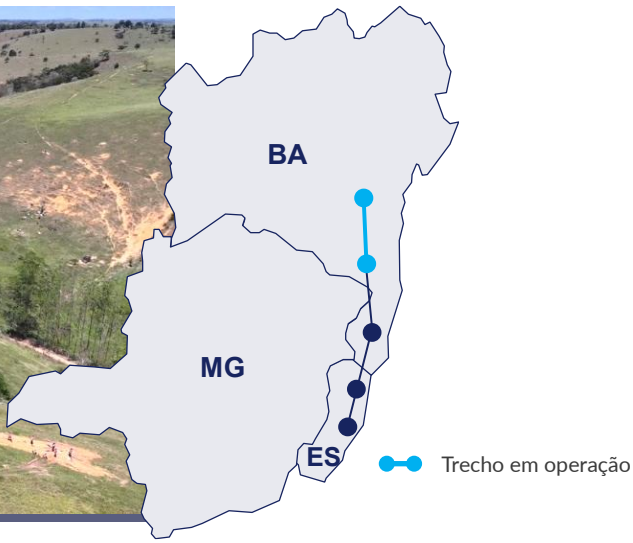
Com a emissão da Licença de Instalação completa do empreendimento pelo Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais (Ibama), em abril de 2026, as atividades foram iniciadas imediatamente. Ao final do 3T26, estavam em andamento as atividades de obras civis e montagem de torres das linhas de transmissão, bem como as obras civis e a instalação dos equipamentos das subestações.

O prazo máximo para início da operação completa é março de 2029.

Lote	Localização	RAP contratada (R$ milhões)[1]	Capex estimado Aneel (R$ milhões)
5	Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo	296,0	2.667,0
Total		**296,0**	**2.667,0**

[1] Valor na data-base de junho/2026.


Montagem das torres



Graúna Transmissora de Energia – Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo

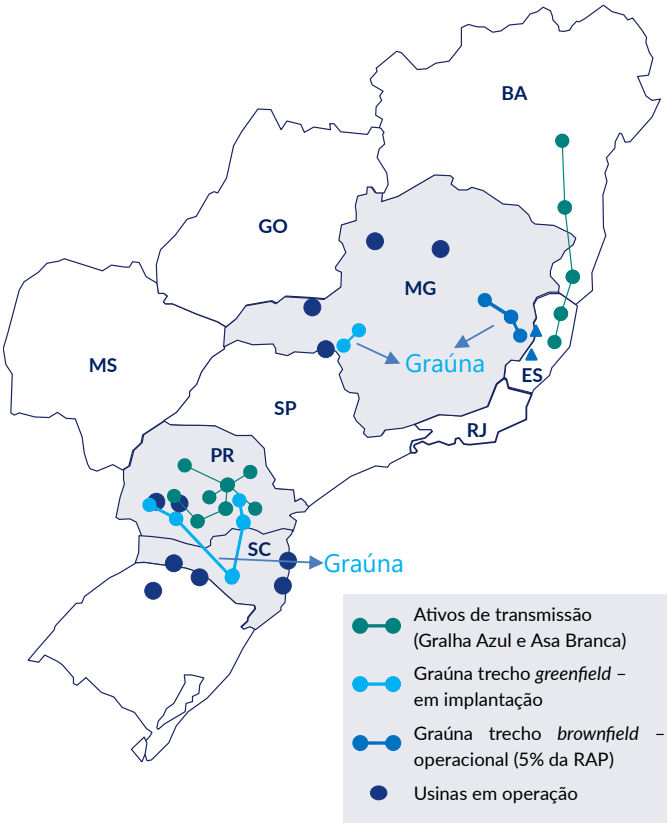
Arrematado no Leilão de Transmissão nº 02/2024, promovido pela Aneel, o Lote 1 foi denominado como Graúna e contempla a implantação de seis novas linhas de transmissão, sendo uma delas um seccionamento, totalizando cerca de **738 quilômetros de extensão**, além de duas novas subestações e cinco ampliações de subestações existentes, abrangendo os estados de Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais e São Paulo. O escopo do projeto inclui ainda **a operação de ativos existentes (*brownfield*), com 162 quilômetros de linhas e duas subestações** nos estados de Minas Gerais e Espírito Santo.

O prazo de concessão é de 30 anos, contados a partir da assinatura do contrato de concessão, que ocorreu em 9 de dezembro de 2024.

Em 18 de julho de 2025, **a Companhia assumiu a operação do trecho *brownfield***, cuja Receita Anual Permitida (RAP) é de R$ 14,5 milhões, equivalente a aproximadamente 5% do total do projeto.

No 3T26, o projeto registrou avanços consistentes em seus principais pilares de implantação. Entre os destaques estão a obtenção da Licença de Instalação do trecho sob licenciamento do órgão ambiental de Minas Gerais, bem como das Licenças de Instalação para as Subestações Curitiba Oeste e Abdon Batista 2, emitidas pelo órgão ambiental de Santa Catarina.

As atividades construtivas progrediram nos trechos localizados em Minas Gerais e São Paulo, com avanço nas atividades civis das Subestações Araxá 3 e Jaguara. Também houve progresso nas atividades de supressão vegetal, escavação e concretagem das fundações da Linha de Transmissão Jaguara - Araxá 3. Adicionalmente, foram emitidas as ordens de mobilização das subestações Abdon Batista 2 e Curitiba Oeste, com início das atividades relacionadas aos canteiros de obras.



No período, também houve continuidade das atividades de engenharia e fornecimento de todo o projeto, incluindo a realização de testes e inspeções em fábrica. O cronograma do projeto permanece aderente ao prazo previsto do contrato de concessão.

Como evento subsequente, em outubro de 2026 foi concedida a **Licença de Instalação** para as linhas de transmissão LT 525 kV Abdon Batista 2 - Segredo e LT 525 kV Segredo - Cascavel Oeste e ampliações das subestações associadas.

O prazo máximo para conclusão das obras é de 60 meses (dezembro de 2029), com possibilidade de antecipação. O projeto apresenta sinergias com outros ativos do portfólio da Companhia, contribuindo com ganhos operacionais e estratégicos.

Lote	Localização	RAP Contratada (R$ milhões)[1]	Capex estimado Aneel (R$ milhões)
1	Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo	281,0	2.933,6
Total		**281,0**	**2.933,6**

[1] Valor na data-base de junho/2026.

Projetos em Desenvolvimento

Os projetos em desenvolvimento estão em carteira, em fase de estudos de viabilidade, e aguardam condições comerciais adequadas e sinalização de preço futuro para investimento.

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia
Conjunto Fotovoltaico Santo Agostinho	Solar	Lajes e Pedro Avelino (RN)	509,0	509,0
Conjunto Eólico Santo Agostinho - Fase II	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	279,0	279,0
Conjunto Eólico Umburanas - Fase II	Eólica	Umburanas (BA)	250,0	250,0
Conjunto Eólico Campo Largo III	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	250,0	250,0
Conjunto Fotovoltaico Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	100,0	100,0
Total			**1.388,0**	**1.388,0**

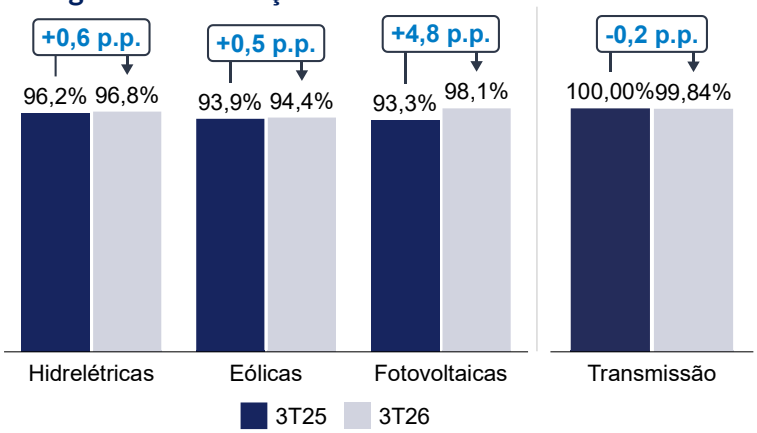
Além dos projetos acima, a Companhia continua analisando oportunidades em regiões de alto potencial energético, bem como parcerias que venham a acelerar o desenvolvimento, em linha com a estratégia de transição energética do Grupo ENGIE.

Desempenho Operacional

Disponibilidade do Parque Gerador e Linhas de Transmissão de Energia

No 3T26, as usinas hidrelétricas operadas pela ENGIE Brasil Energia, atingiram **índice de disponibilidade interna de 96,8%, (incluindo as paradas programadas e forçadas)**, um aumento de 0,6 p.p. na comparação com o mesmo trimestre do ano anterior, quando atingiram 96,2% (incluindo as usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, adquiridas no 3T25). Essa variação deve-se, principalmente, à adição das usinas adquiridas e às manutenções preventivas realizadas nas unidades geradoras das usinas hidrelétricas Cana Brava e São Salvador, durante o 3T25.

| Disponibilidade | Considerando as Paradas Programadas e Forçadas



Com relação às **usinas eólicas, o índice de disponibilidade energética interna do 3T26 foi de 94,4%,** aumento de 0,5 p.p. frente aos 93,9% registrados no 3T25. O resultado reflete a entrada em operação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e sua elevada disponibilidade.

Quanto às **usinas fotovoltaicas**, o **índice de disponibilidade energética foi de 98,1%, no 3T26**, um aumento de 4,8 p.p. em relação aos 93,3% registrados no 3T25. Esse resultado é consequência da implementação de ações voltadas ao aumento da confiabilidade operacional.

Para os **ativos de transmissão** Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real, Graúna e Asa Branca, a ENGIE Brasil Energia manteve elevado desempenho operacional, registrando **índice de disponibilidade total de 99,84% no 3T26 e 99,93% nos 9M26**. Os indicadores ficaram 0,16 p.p. e 0,05 p.p. abaixo dos verificados no 3T25 e 9M25, respectivamente, refletindo as manutenções programadas realizadas em agosto de 2026 nas linhas de transmissão Serra Pelada – Miracema C1 e C2, integrantes do empreendimento Novo Estado, em atendimento aos Requisitos Mínimos de Manutenção. Essas intervenções tiveram como objetivo assegurar a confiabilidade e a elevada disponibilidade operacional dos ativos no longo prazo.

Geração de Energia

No **terceiro trimestre de 2026**, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia produziram **14.569 GWh** (6.598 MW médios), um aumento de 7,0% em comparação ao mesmo período de 2025.

Do total gerado, as **usinas hidrelétricas contribuíram com 11.216 GWh** (5.080 MW médios), enquanto as **usinas complementares geraram 3.353 GWh** (1.518 MW médios). Esses números representam um aumento de 11,4% na geração das hidrelétricas e a diminuição de 5,4% nas complementares, em relação ao 3T25.

O aumento da geração das **usinas hidrelétricas** no terceiro trimestre de 2026, em comparação com o mesmo período de 2025, decorreu principalmente de condições hidrológicas mais favoráveis, caracterizadas pelo aumento da vazão afluente em razão da maior frequência de chuvas, aliado à maior necessidade de despacho hidrelétrico para atendimento da demanda do Sistema Interligado Nacional (SIN).

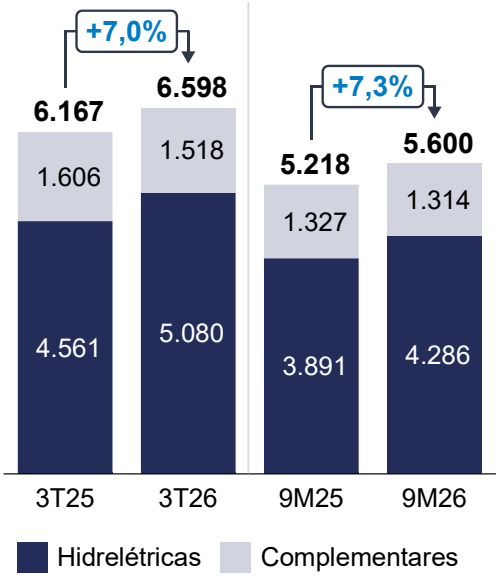
Nesse contexto, a combinação entre maior disponibilidade hídrica e maior alocação de geração hidrelétrica no sistema beneficiou especialmente as usinas Cachoeira Caldeirão e Santo Antônio do Jari, que se destacaram pela maior participação na geração ao longo do trimestre.

Em relação às condições hidrometeorológicas, o terceiro trimestre de 2026 apresentou condições mais favoráveis do que as observadas no mesmo período de 2025, especialmente na Região Sul, onde as vazões naturais ficaram acima dos níveis registrados no ano anterior, contribuindo para o aumento da geração da energia das usinas hidrelétricas da Companhia.

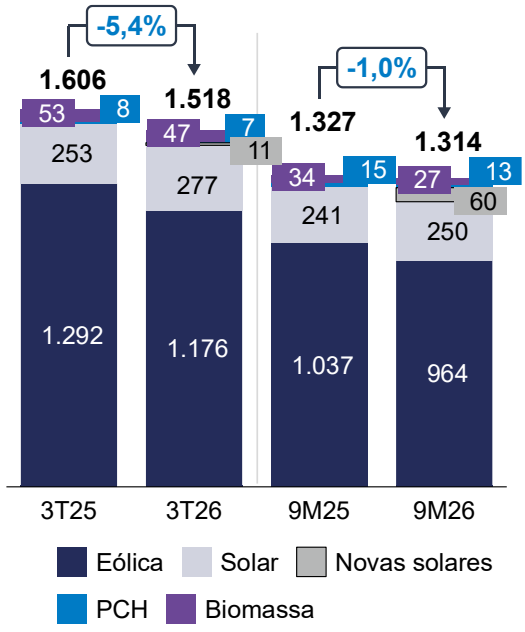
Já a redução da geração das **usinas complementares** no 3T26 foi influenciada pelo desempenho das usinas eólicas, cuja produção totalizou 2.598 GWh (1.176 MW médios), volume 9,0% inferior ao registrado no terceiro trimestre de 2025. Em contrapartida, as usinas solares geraram 636 GWh (288 MW médios) no período, crescimento de 13,8% em relação ao 3T25.

A geração das usinas eólicas foi impactada pelas restrições de geração (*curtailment*), com destaque para os conjuntos eólicos Santo Agostinho e Serra do Assuruá, que apresentaram redução de geração de 30,4% e 9,4%, respectivamente, em comparação ao 3T25. Por outro lado, o desempenho das usinas solares foi favorecido pela entrada em operação comercial integral do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, que contribuiu com 297 GWh (135 MW médios) para a geração no período.

| Geração | MW médios



| Geração por Fonte Complementar | MW médios



Cumpre destacar que uma redução da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em deterioração do seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, o aumento desse tipo de geração não implica obrigatoriamente em melhoria do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação do Mecanismo de

Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes.

Curtailment

O *Curtailment*, de acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pode ser classificado em três principais categorias: **Energético** (quando há impossibilidade de alocar a geração na carga), **Confiabilidade Elétrica** (devido a razões relacionadas à confiabilidade elétrica de equipamentos externos às usinas) e **Indisponibilidade Externa** (causada por indisponibilidades de instalações externas às usinas). A Lei 15.269, sancionada em novembro de 2025, estabelece compensação dos cortes de geração por Confiabilidade Elétrica e por Indisponibilidade Externa, desde setembro de 2023 e até novembro de 2025, de acordo com a regulamentação da Lei.

Em 06 de outubro de 2026, foi encerrada a Consulta Pública 45/2019, que resultou na Resolução Normativa 1.170/2026 e estabeleceu novos critérios para a alocação do *curtailment* e o compartilhamento de seus impactos financeiros. A nova sistemática prevê que os cortes energéticos e elétricos sejam compartilhados com base na geração potencial, sendo que os cortes elétricos também consideram a topologia e a localização da geração no sistema. Além disso, as hidrelétricas com Energia Vertida Turbinável (EVT) serão incorporadas gradualmente ao rateio dos cortes energéticos entre os ciclos de 2028 e 2031, com participação crescente de 25% ao ano.

A seguir, apresentamos a análise dos dados divulgados pelo ONS referentes ao *curtailment* das usinas eólicas e solares operadas pela ENGIE Brasil Energia:

| % *Curtailment* por fonte

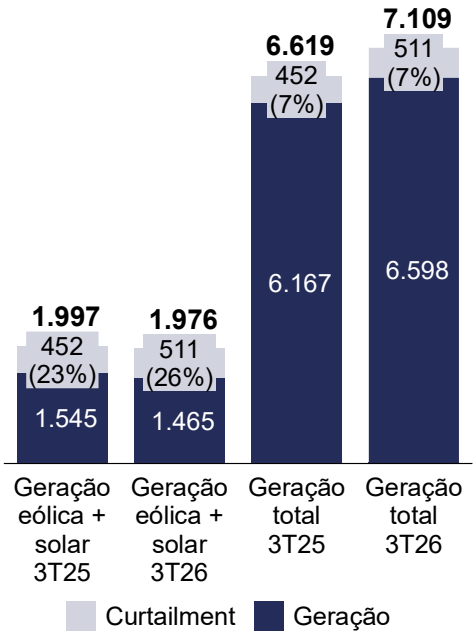
	3T26			3T25		
	Eólico	Solar	Total	Eólico	Solar	Total
Curtailment ENGIE Brasil Energia	22%	36%	26%	19%	37%	23%
Curtailment SIN	24%	31%	26%	20%	37%	23%

| % *Curtailment* por ativo

Ativos eólicos	Capacidade comercial (MWm)	3T26 (%)	3T25 (%)
Trairi (CE)	97,2	25%	33%
Santo Agostinho (RN)	224,2	59%	35%
Serra do Assuruá (BA)	846,0	15%	12%
Campo Largo I e II (BA) e Umburanas (BA)	572,3	12%	17%

Ativos solares	Capacidade comercial (MWm)	3T26 (%)	3T25 (%)
Sol do Futuro (CE)	16,2	38%	23%
Assú Sol (RN)	229,6	43%	33%
Floresta (RN)	25,1	21%	39%
Assú V (RN)	9,2	46%	40%
Juazeiro (BA)	34,8	29%	32%
Sertão Solar (BA)	26,1	45%	44%
São Pedro (BA)	16,0	46%	49%
Lar do Sol (MG)	53,0	31%	35%
Paracatu (MG)	34,0	29%	35%

| % *Curtailment* sobre Geração 3T26 | MW médios

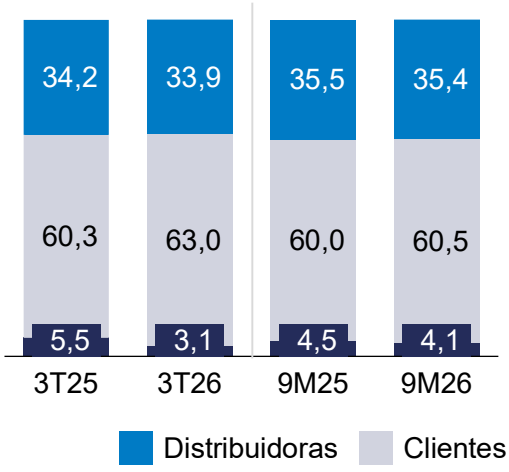


Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia com base em premissas divulgadas pelo ONS e sujeitas a atualizações.

Portfólio de Venda de Energia Elétrica

Apresentamos abaixo a participação dos clientes da Companhia (com exceção de CCEE e outras receitas) no total das vendas físicas e no total da Receita Operacional Líquida (ROL) do segmento de geração.

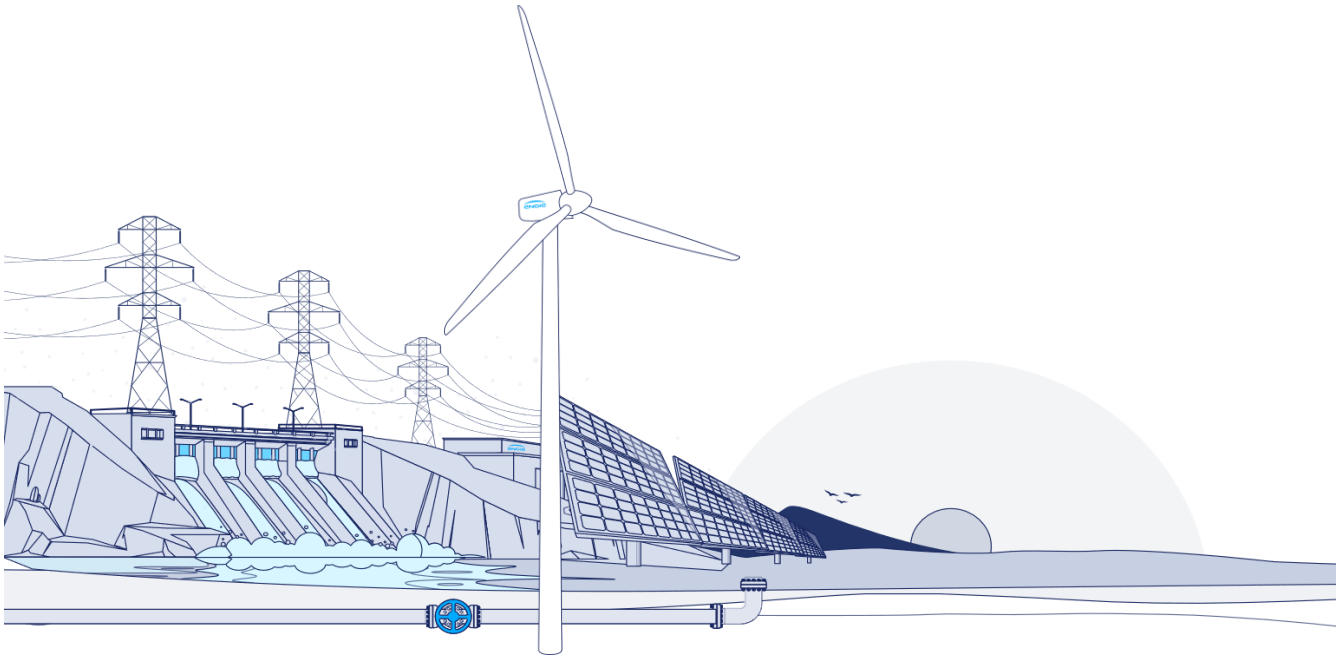
| Participação dos Clientes nas Vendas Físicas (%)



| Participação dos Clientes nas Vendas Contratadas que Compõem a ROL do Segmento de Geração (%)



Distribuidoras | Clientes Livres e Comercializadoras | Trading



Estratégia de Comercialização de Energia Elétrica

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a mitigar o risco de ficar exposta ao preço *spot* (Preço de Liquidação das Diferenças — PLD) daquele ano. As vendas são feitas dentro das "janelas" de oportunidade que se apresentam quando o mercado revela maior propensão de compra. De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em **30 de setembro de 2026**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

| Balanço de Energia

	(em MW médios)	2026	2027	2028	2029	2030	Em R$/MWh			
	Recursos Próprios	5.138	5.171	5.169	5.170	5.135	Preço Bruto no Leilão	Data de Referência	Preço Bruto Corrigido	Líquido de PIS/ Cofins/P&D
+	Compras para Revenda	928	676	470	262	272				
=	**Recursos Totais (A)**	**6.066**	**5.847**	**5.639**	**5.432**	**5.407**				
	Vendas Leilões do Governo[1]	2.178	2.347	2.433	2.249	2.163				
	2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	343,9	309,0
	2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	377,7	339,4
	2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	393,9	353,9
	2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	126,6	out-07	354,3	318,3
	Proinfa	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	407,4	392,5
	2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	391,5	377,2
	2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	256,0	232,3
	2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	320,9	291,2
	8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/ Paracatu/Juazeiro/Sol do Futuro)	119	119	119	119	119	298,2	nov-15	493,5	447,9
	7º Leilão de Reserva (São Pedro)	15	15	15	15	15	301,8	nov-15	538,2	488,4
	2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	256,5	232,8
	2017-EN-2021-20 (Sertão Solar)	27	27	27	27	27	189,5	nov-14	218,1	197,9
	2024-EE-2025-2	15	-	-	-	-	162,6	-	162,6	147,6
	2012-EN-2017-30	151	151	151	151	151	95,3	dez-12	192,5	174,7
	2010-EN-2015-30	190	190	190	190	190	104,0	dez-10	246,2	223,4
	2025-EE-2027-3	-	184	270	86	-	207,7	nov-25	207,7	188,5
	Vendas Reguladas - Cotas									
	2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	227	227	227	227	227	-	jul-17	232,5	221,8
	2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	-	jul-17	263,4	251,2
+	Vendas Bilaterais	3.340	2.730	2.092	1.341	1.214				
=	**Vendas Totais (B)**	**5.518**	**5.077**	**4.525**	**3.590**	**3.377**				
-	**Hedge comercial**	**548**	**572**	**572**	**572**	**572**				
	Saldo (A - B - hedge)	**-**	**198**	**542**	**1.270**	**1.458**				
	Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)** [2, 3]:	241,7	235,0	240,9						
	Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)** [4]:	214,8	208,5	185,4						

1 XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
XXXX ➔ ano de realização do leilão
YY ➔ EE = energia existente ou EN = energia nova
WWWW ➔ ano de início de fornecimento
ZZ ➔ duração do fornecimento (em anos)

2 Preço de venda, incluindo operações de *trading*, líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), ou seja, não considerando a inflação futura.

3 Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).

4 Preço de aquisição líquido, considerando operações de *trading* e os benefícios de crédito do PIS/Cofins, ou seja, não considerando a inflação futura.

Notas:

- O balanço está referenciado ao centro de gravidade (líquido de perdas e consumo interno das usinas).
- Os preços médios são meramente estimativos, elaborados com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.

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

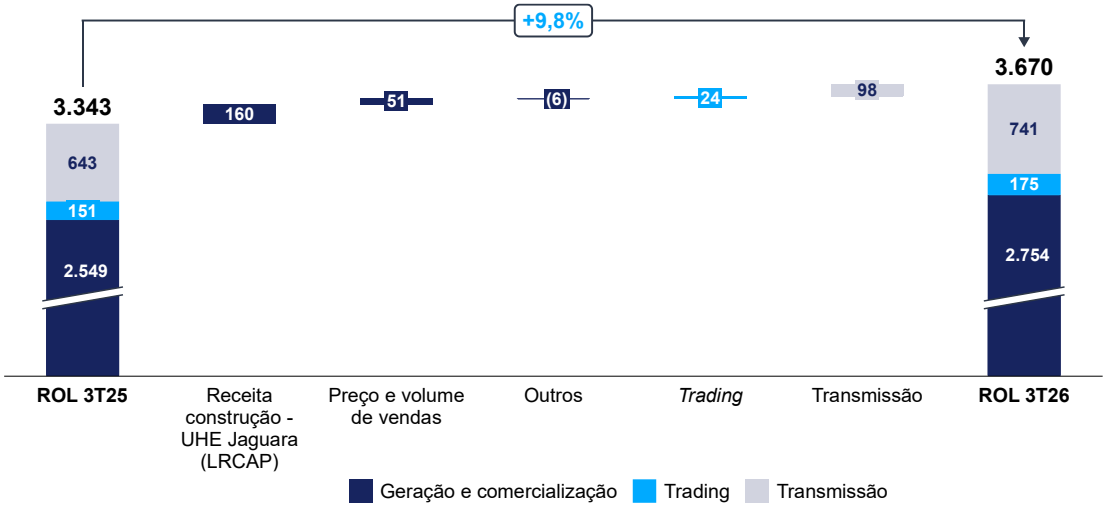
	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
3T26				
Ambiente de contratação regulado[1]	1.120	-	-	1.120
Ambiente de contratação livre[2]	1.112	-	-	1.112
Receita de construção	160	501	-	661
Remuneração dos ativos de concessão	100	211	-	311
Transações no mercado de energia de curto 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.

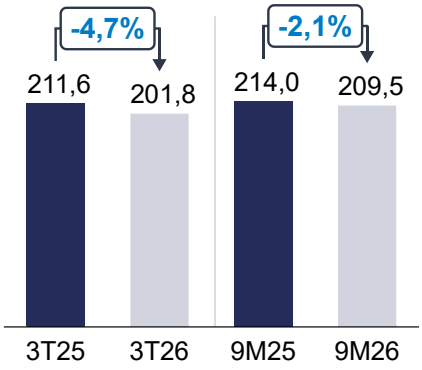
Durante os anos de 2025 e 2026 ocorreram ressarcimentos causados pela entrega de energia eólica e solar em quantidades inferiores às firmadas nos contratos no ambiente regulado com as distribuidoras. Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos nos trimestres, o preço médio líquido de venda de energia 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.

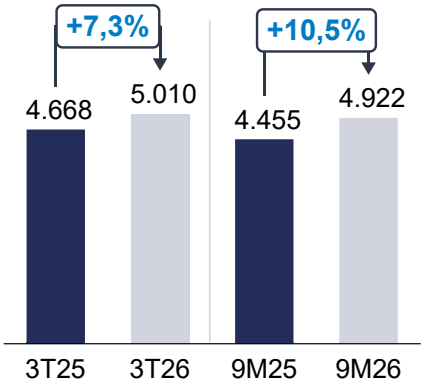
A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 10.308 GWh (4.668 MW médios) no 3T25, para **11.062 GWh (5.010 MW médios) no 3T26**, um acréscimo de 754 GWh (342 MW médios), ou 7,3%, entre os períodos comparados.

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.

| 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*.

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.

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”.



Conjunto Eólico Trairi

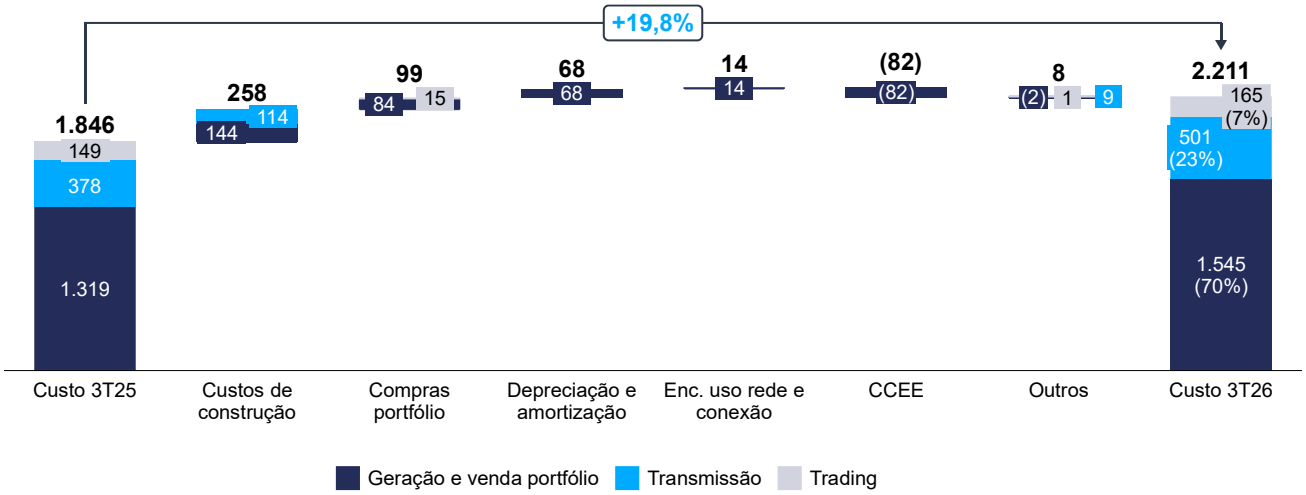
Custos Operacionais

| 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


Asa Branca

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.

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.

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%)

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.

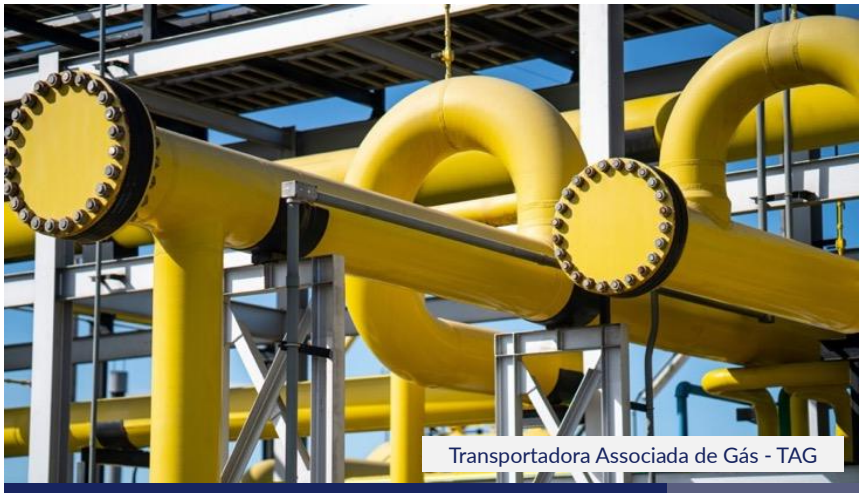
Entre o 3T25 e o 3T26, o resultado de equivalência patrimonial reduziu R$ 22 milhões (13,3%), passando de R$ 166 milhões para R$ 144 milhões, respectivamente. A variação foi consequência do menor lucro líquido da TAG.

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**



Transportadora Associada de Gás - TAG

Ebitda e Margem Ebitda Consolidado

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

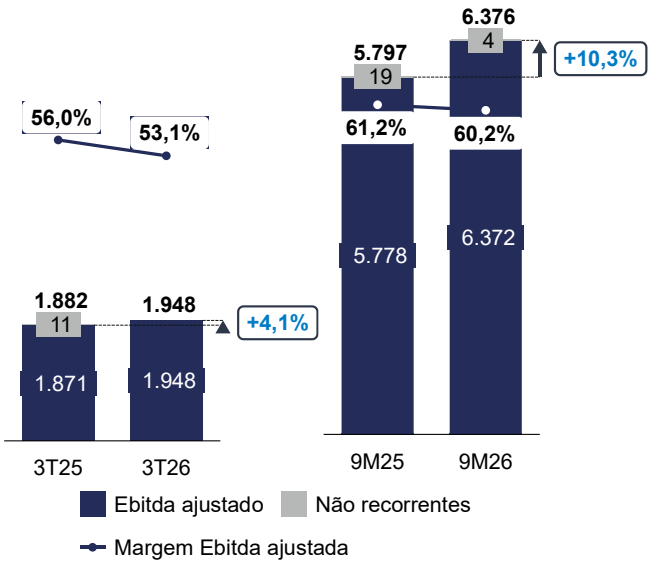
	Energia Elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Transporte de gás	Consolidado
3T26					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.136	235	8	144	1.523
Depreciação e amortização	422	3	-	-	425
Ebitda[1]	**1.558**	**238**	**8**	**144**	**1.948**
Ebitda ajustado	**1.558**	**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.

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

| Ebitda Ajustado[1] e Margem Ebitda Ajustada | R$ milhões



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

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.

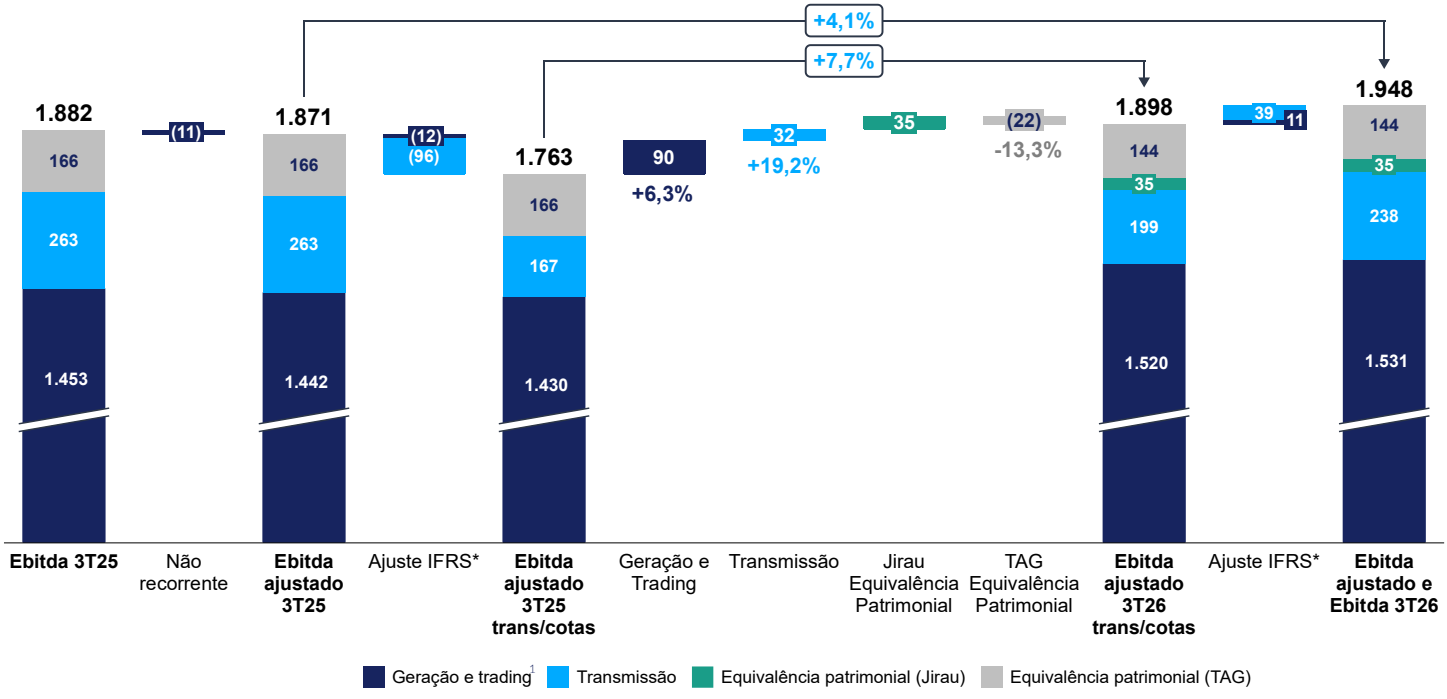
Adicionalmente, no 3T26, o Ebitda ajustado foi impactado negativamente pelo segmento de transmissão, cujos efeitos foram a combinação dos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 24 milhões pela redução na remuneração dos ativos de concessão; (ii) queda de R$ 2 milhões na margem de O&M (RAP de O&M, líquida 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.

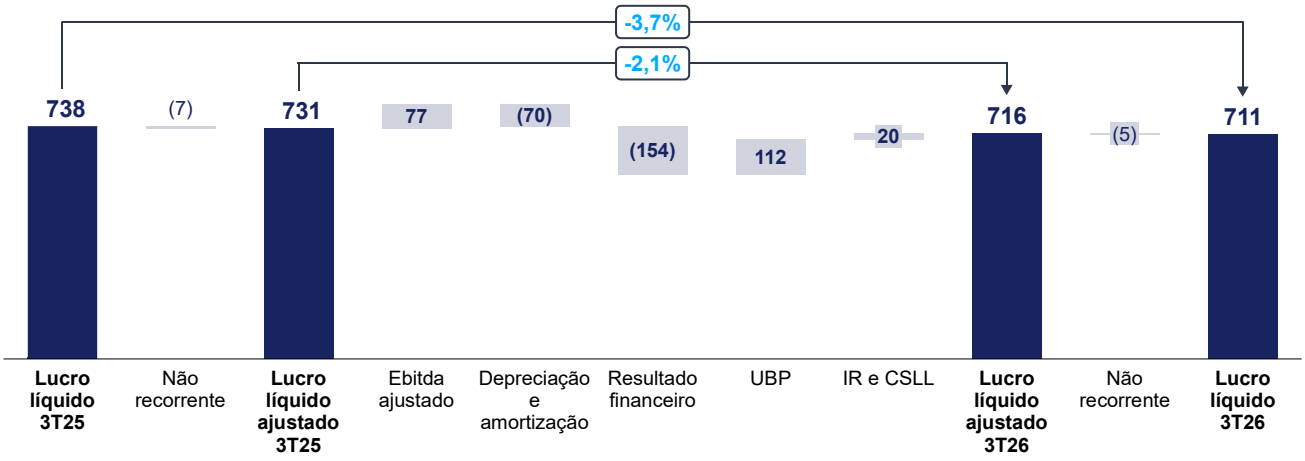
Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

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

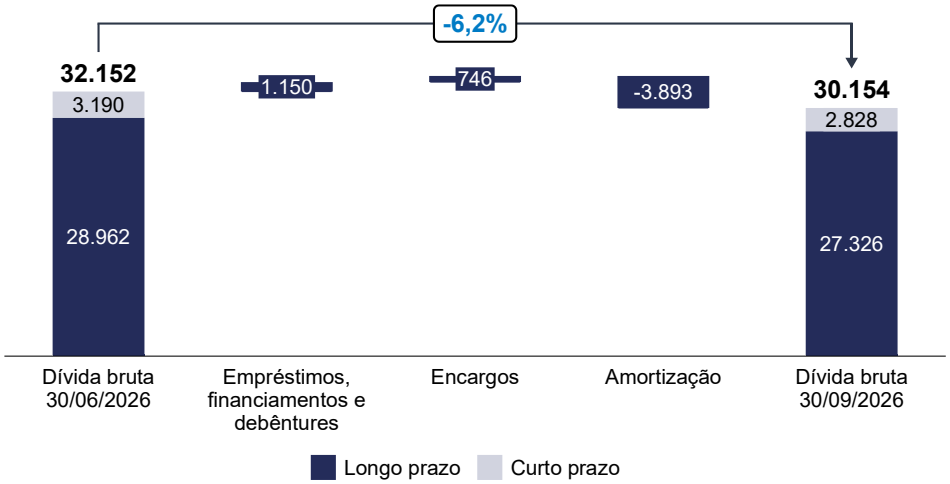


Endividamento

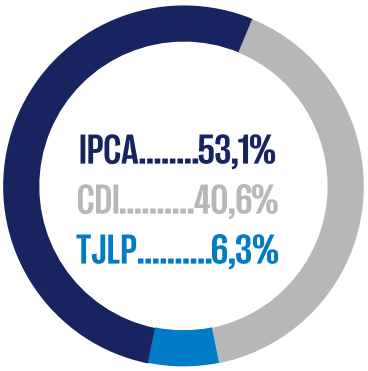
Em 30 de setembro de 2026, a **dívida bruta total consolidada,** representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R$ 30.154 milhões — redução de 6,2%** (R$ 1.997 milhões) comparativamente à posição de 30 de junho de 2026. O **prazo médio de vencimento da dívida** no fim do 3T26 era de **7,2 anos.**

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no 3T26: (i) R$ 950 milhões de ingresso de empréstimos e financiamentos; (ii) R$ 200 milhões de ingresso da 17ª emissão de debêntures; (iii) geração de R$ 746 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iv) R$ 3.893 milhões em amortização de principal e juros de empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais.

Evolução da Dívida Bruta | R$ milhões



Composição da Dívida



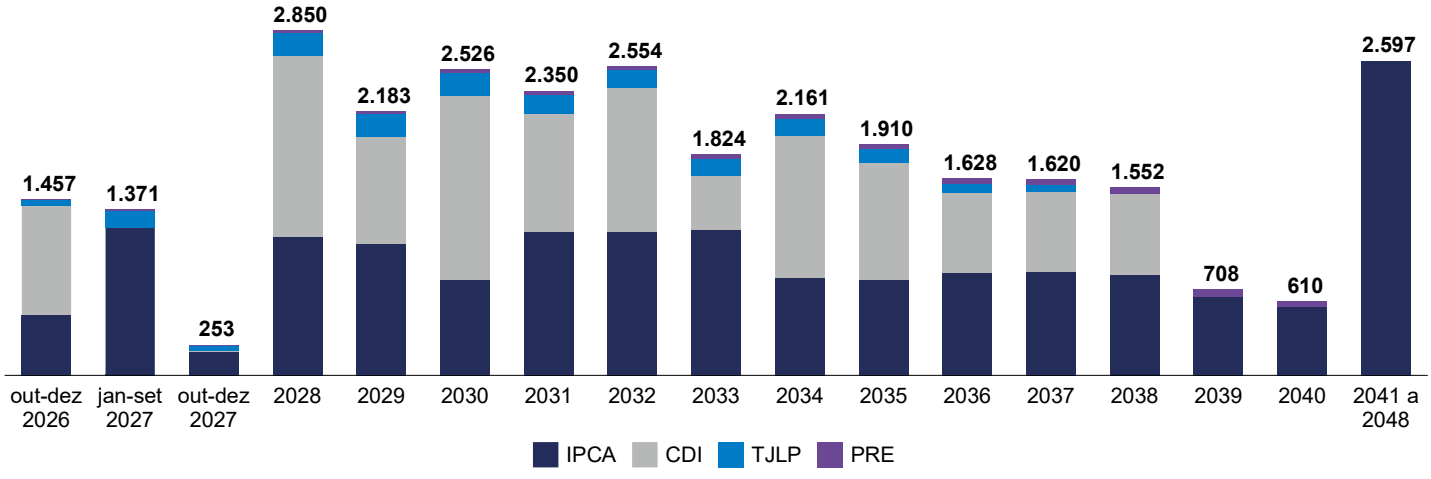
O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 3T26 foi 11,1% — equivalente a IPCA + 6,2% — 0,9 p.p. abaixo do registrado no fim do 3T25 (12,0% — equivalente a IPCA + 6,4%).

Em 30 de setembro de 2026, a **dívida líquida** (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de **R$ 25.286 milhões, aumento de 0,3%** em relação ao registrado no 2T26.

Dívida Líquida

(em R$ milhões)	30/09/2026	30/06/2026	Var. %
Dívida bruta	29.844	31.777	(6,1)
Resultado de operações de *hedge*	310	374	(17,1)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(521)	(492)	5,9
Caixa e equivalentes de caixa	(4.347)	(6.449)	(32,6)
Dívida líquida total	**25.286**	**25.210**	**0,3**
Dívida líquida/Ebitda ajustado últimos 12 meses	**3,1X**	**3,1X**	

Cronograma de Vencimento da Dívida | R$ milhões



Investimentos

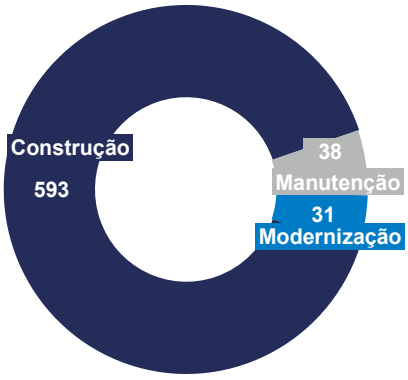
Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 3T26 alcançaram R$ 662 milhões, dos quais: (i) R$ 593 milhões na construção de novos projetos, sendo: R$ 244 milhões na Asa Branca Transmissora de Energia, R$ 155 milhões na Graúna Transmissora de Energia, R$ 144 milhões na expansão da Usina Hidrelétrica Jaguara, R$ 24 milhões na Colibri Sul Transmissora de Energia, R$ 2 milhões na Colibri ABCD Transmissora de Energia, R$ 22 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, R$ 2 milhões na expansão da Usina Fotovoltaica Paracatu IV, R$ 2 milhões na recuperação da Usina Fotovoltaica Paracatu, R$ 1 milhão na execução do reforço da Subestação de Ponta Grossa, parte da Gralha Azul Transmissora de Energia, e R$ -3 milhões na implantação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (ii) R$ 38 milhões foram destinados à manutenção e revitalização do parque gerador, principalmente em usinas hidrelétricas e solares; e (iii) R$ 31 milhões em projetos de modernização: R$ 26 milhões na Usina Hidrelétrica Jaguara e R$ 5 milhão na Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra.

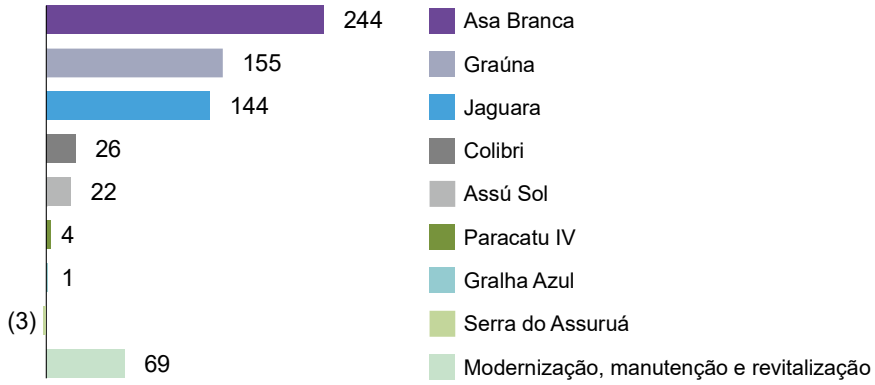
Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 3T26 alcançaram R$ 662 milhões.



Modernização da UHE Jaguara

| Investimentos 3T26 | R$ milhões





Compromisso com o Desenvolvimento Sustentável

Gestão Sustentável

A ENGIE possui a ambição de liderar o processo de transição carbono neutro em todo o mundo, apoiando nossos clientes em suas trajetórias de redução de emissões e associando às ofertas diferenciais socioambientais, induzindo o desenvolvimento sustentável com impactos positivos locais e globais. Por meio de nossos Objetivos Estratégicos de Sustentabilidade de médio prazo, procuramos endereçar o trinômio "Pessoas, Planeta e Performance".

Todas as usinas sob responsabilidade da Companhia seguem a Política de Gestão Sustentável, que abrange as dimensões Governança, Qualidade, Meio Ambiente, Mudanças Climáticas, Saúde e Segurança no Trabalho, Responsabilidade Social e Engajamento de Partes Interessadas. Em 30 de setembro de 2026, das 146 usinas instaladas em 15 estados das cinco regiões do país, 11 são certificadas de acordo com as normas de gestão NBR ISO 9001 (da Qualidade), NBR ISO 14001 (do Meio Ambiente) e NBR ISO 45001 (da Saúde e Segurança no Trabalho), com potência somada que corresponde a 71,1% da capacidade total operada pela Companhia.

Jornada pelo Clima

O Grupo ENGIE estabeleceu, globalmente, compromisso de i) redução das emissões de CO_2 em 59% entre 2017 e 2030, o que é uma *Science Based Target* (Metas Baseadas na Ciência); e ii) atingimento da neutralidade de emissões até 2045.

Alinhados a esses compromissos, a ENGIE Brasil Energia estabeleceu um programa específico para contribuição com esses objetivos. Intitulado "Jornada pelo Clima", é baseado em metas científicas que visa a descarbonização de todas as atividades da Companhia, o que também envolve a cadeia de valor. Baseado em três pilares - Gestão, Mitigação e Adaptação -, dele derivam as **metas e compromissos da Companhia no Brasil, com destaque para**:

- **Reduzir a intensidade de emissões (escopo 1, 2 e 3) em 30% até 2025 – meta atingida - e 56% até 2030;**
- **Ampliação da capacidade em energia renovável;**
- **Ter 100% dos ativos cobertos por planos de adaptação climática até 2030;**
- **Engajar 100% dos principais fornecedores ofensores do escopo 3 a definirem metas alinhadas à ciência até 2030.**

Destaques do Trimestre

- Foi inaugurado, em Estreito (MA), no entorno da Usina Hidrelétrica Estreito, o novo **Centro de Cultura Gotas de Esperança**, resultado de um investimento superior a R$ 800 mil por parte da Companhia, destinado à ampliação e modernização do espaço que atende crianças, adolescentes e idosos da comunidade. A iniciativa reforça o compromisso da Companhia com o desenvolvimento social dos territórios onde atua e amplia **o acesso à cultura, à educação e à inclusão**. Administrado pelo Instituto Gotas de Esperança, organização sem fins lucrativos, o espaço oferece gratuitamente oficinas de música, teatro, balé, artes e reforço escolar para crianças e adolescentes, além de atividades voltadas ao público idoso, como pintura, crochê, bordado, coral e atendimento psicossocial. Atualmente, o instituto atende 315 crianças e adolescentes e cerca de 50 idosos.

- Conforme Resolução CITSB nº 13, de 2 de junho de 2026, **a ENGIE Brasil Energia passou a integrar o grupo de testagem da Taxonomia Sustentável Brasileira (TSB)** – a única Companhia do setor elétrico. A TSB é um sistema oficial de classificação de atividades econômicas, ativos e projetos que



Inauguração do Centro de Cultura Gotas de Esperança, em Estreito (MA). Apoio a cultura, educação e inclusão de crianças e idosos.

contribuem para objetivos ambientais e climáticos. Criada pelo Ministério da Fazenda, ela funciona como um catálogo padronizado para atrair investimentos verdes e combater o *greenwashing* no mercado.

- A ENGIE Brasil está, pelo quarto ano consecutivo, entre as empresas que integram **a carteira do Índice de Diversidade (IDIVERSA)** da B3, fazendo parte do grupo desde o lançamento do indicador, em agosto de 2023. O IDIVERSA acompanha o desempenho de empresas listadas que se destacam em critérios de diversidade de gênero e raça/cor. Neste ano, a carteira é composta por 85 empresas.

- A ENGIE Brasil realizou, em setembro, mais uma edição do **ENGIE Day**, encontro anual voltado ao compartilhamento da estratégia da Companhia, à atualização dos negócios e à discussão das perspectivas para o setor. Realizado presencialmente em São Paulo, o evento reuniu investidores, analistas de mercado, parceiros institucionais, integrantes da Diretoria Executiva, convidados internos e profissionais da equipe de Relações com Investidores. A edição de 2026 marcou ainda um novo formato, consolidando em uma única agenda o tradicional encontro com investidores e o evento institucional da Companhia. O evento pode ser visualizado na íntegra pelo canal da ENGIE Brasil no Youtube - https://www.youtube.com/watch?v=29UJfpLPRUc.

- A ENGIE Brasil lançou em agosto a **segunda edição do Edital Jornada pela Natureza: Iniciativas para Conservação da Água e da Biodiversidade,** que destinará R$ 410 mil a projetos voltados à proteção dos recursos hídricos e da biodiversidade nos biomas Amazônia, Caatinga, Cerrado e Pantanal. Serão selecionados até 15 projetos, sendo 10 na temática Água e cinco na temática Biodiversidade. O valor destinado a cada iniciativa poderá variar de acordo com a proposta apresentada. Os resultados serão divulgados em outubro.

- A ENGIE Brasil, em parceria com o PrevFogo/Ibama e a Associação Kalunga Comunitária do Engenho II (AKCE), iniciou um **projeto de recuperação de nascentes no Território Kalunga**, em Cavalcante (GO), reconhecido como o maior território quilombola do país. A iniciativa prevê ações até 2028 para proteger e recuperar nascentes da microbacia do Rio João Rodrigues, contribuindo para a conservação do Cerrado, o fortalecimento da segurança hídrica e a manutenção de atividades essenciais para a comunidade, como o ecoturismo.

- A **Jornada Agosto Lilás**, promovida pela ENGIE Brasil e empresas parceiras, reforçou a conscientização sobre a violência contra a mulher, destacando a importância da prevenção, do acolhimento às vítimas e da responsabilidade coletiva no enfrentamento desse problema. A iniciativa reuniu especialistas e colaboradores para fomentar o diálogo e incentivar atitudes mais seguras e respeitosas no meio *online*. Em sua sexta edição, a campanha já impactou cerca de 30 mil pessoas e segue mobilizando colaboradores e parceiros em torno da mensagem. Internamente, colaboradoras da ENGIE contam ainda com o **Canal Bem Querer**, espaço confidencial de acolhimento e orientação, conduzido por profissionais especializados e com total sigilo.

Indicadores de Sustentabilidade

Desde 2012, a Companhia tem como prática divulgar, em suas apresentações de resultados trimestrais e anuais, os principais indicadores de sustentabilidade. A tabela a seguir apresenta os dados relativos ao 3T26 e 3T25.

Indicadores de Sustentabilidade

Aspecto	Tema	Unid. de medida	Desempenho 3T26	Desempenho 3T25	Variação	Desempenho 9M26	Desempenho 9M25	Variação
E	Intensidade de emissões por geração de energia (Escopos 1, 2 e 3)[1]	tonCO$_2$e/MWh	0,0024	0,0018	31,4%	0,0021	0,0022	-5,2%
	Intensidade de emissões por Receita Líquida [1]	tCO2e/milhões R$	9,6	7,4	29,7%	6,4	7,9	-19,0%
	Emissões totais (Escopo 1, 2 e 3) [1]	Toneladas	35.053,7	24.863,1	41,0%	67.560,4	74.788,8	-9,7%
	Intensidade de consumo de água	m^3/MWh	0,021	0,024	-9,6%	0,020	0,028	-28,5%
	Pessoas engajadas - Programa de Relacionamento com a Comunidade "Conexão" [2]	Pessoas	30.905	31.141	-0,8%	73.751	63.828	15,5%
S	Taxa de Frequência - Empregados próprios + prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	1,615	0,460	1,16 p.p.	1,281	0,520	0,76 p.p.
	Taxa de Frequência - Empregados próprios	nº acid/milhão horas	0,000	0,950	-0,95 p.p.	0,508	0,000	0,51 p.p.
	Taxa de Frequência - Prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	2,072	1,060	1,01 p.p.	1,584	0,600	0,98 p.p.
	% de colaboradores treinados formalmente	%	63,9%	16,4%	47,5 p.p.	96,7%	98,6%	-1,9 p.p.
	Taxa de rotatividade de colaboradores (turnover)	%	1,6%	1,4%	0,2 p.p.	6,9%	4,6%	2,3 p.p.
	Taxa de desligamento voluntário (turnover voluntário)	%	0,9%	0,9%	0,0 p.p.	3,5%	2,6%	0,9 p.p.
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Incentivados	R$	4.576.087	3.910.849	17,0%	7.693.377	8.911.600	-13,7%
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Próprios	R$	970.859	1.625.402	-40,3%	3.123.657	4.312.722	-27,6%
G	Investimento em Inovação[3]	R$	18.833.526	13.614.115	38,3%	46.700.991	43.399.370	7,6%
	Total de colaboradores	Colaboradores	1.407	1.288	9,2%	1.407	1.288	9,2%
	% de colaboradores em operações certificadas (ISO 9.001, 14.001, 45.001)	%	77,7%	81,5%	-3,8 p.p.	77,7%	81,5%	-3,8 p.p.
	% de mulheres na Companhia	%	31,6%	31,5%	0,1 p.p.	31,6%	31,5%	0,1 p.p.
	% de homens na Companhia	%	68,4%	68,5%	-0,1 p.p.	68,4%	68,5%	-0,1 p.p.
	% de mulheres em posições de liderança	%	32,1%	30,9%	1,2 p.p.	32,1%	30,9%	1,2 p.p.
	% de homens em posições de liderança	%	67,9%	69,1%	-1,2 p.p.	67,9%	69,1%	-1,2 p.p.
	% colaboradores com deficiência	%	4,5%	4,9%	-0,4 p.p.	4,5%	4,9%	-0,4 p.p.

[1] Dados de emissões sujeitos a revisão após a consolidação anual do inventário de emissões.
[2] O Programa Conexão engloba visita às operações da Companhia em todo o país, diálogos com a comunidade e educação ambiental.
[3] Investimentos em 2026 passaram a ser divulgados por valor realizado, ante montante provisionado adotado anteriormente.

Mercado de Capitais

A ENGIE Brasil Energia integra mais de dez índices do mercado brasileiro. Desde sua adesão ao Novo Mercado da B3, passou a integrar o Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada (IGC) e o Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (ITAG), que reúnem as companhias que oferecem ao acionista minoritário proteção maior em caso de alienação do controle. Suas ações integram o Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE), que reúne empresas com reconhecido comprometimento com a responsabilidade corporativa, além do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEE), que é um índice setorial constituído pelas empresas abertas mais significativas do setor elétrico. As ações da Companhia também fazem parte do principal índice de ações da B3 – o Índice Bovespa e são negociadas sob o **código EGIE3**. No mercado de balcão americano *Over-The-Counter* (OTC), os *American Depositary Receipts* (ADR) Nível I da Companhia são negociados com o **código EGIEY**, sendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

Aumento de Capital com Emissão de Ações

Em 12 de dezembro de 2025, o Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia autorizou a adoção de providências necessárias à análise e estudos de viabilidade, a fim de iniciar as discussões para transferência da participação da ENGIE Brasil Participações, de 40% na Jirau Energia, para a Companhia. Foi instalado o **Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas**, para assessorar nas análises e emitir recomendações sobre possíveis estruturas para a implementação da operação.

Em 10 de junho de 2026, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a realização de uma **Oferta Pública primária de ações ordinárias** e convocou a Assembleia Geral Extraordinária para 02 de julho de 2026, na qual os acionistas minoritários aprovaram o Laudo de Avaliação e a proposta de valor das ações de emissão da Jirau Energia, detidas pela ENGIE Brasil Participações, cujo valor foi fixado em R$ 5,74 bilhões.

Além da transferência da participação de 40% na Jirau Energia S.A., a operação teve como objetivo fortalecer e otimizar a estrutura de capital da Companhia. O resultado da oferta pública foi a **emissão de 274.082.684 ações ordinárias**, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal. O preço por ação foi definido em R$ 30,50 por meio de procedimento de *bookbuilding* junto a investidores profissionais, e **a oferta movimentou R$ 8,36 bilhões**, considerando a emissão das ações adicionais, dos quais R$ 2,62 bilhões foram captados junto ao mercado e R$ 5,74 bilhões correspondem à contribuição da participação em Jirau.

A Companhia assegurou o Direito de prioridade para todos os acionistas existentes, permitindo que participassem da oferta proporcionalmente à sua participação acionária. Os acionistas que possuíam ações em 02 de julho de 2026 puderam exercer esse direito entre 06 e 10 de julho de 2026, mediante pedido junto a um agente de custódia habilitado. As ações não subscritas pelos acionistas na Oferta Prioritária foram destinadas aos investidores profissionais. A **liquidação da oferta ocorreu em 17 de julho de 2026**, assim como a transferência da participação da Jirau Energia para a ENGIE Brasil Energia.

Os recursos líquidos captados pela Oferta foram integralmente destinados à conta de capital social da Companhia. Em razão do aumento do capital social no âmbito da Oferta, o novo capital social da Companhia passou a ser de R$ 15,22 bilhões, dividido em 1.416.381.520 ações ordinárias, todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames.

Desempenho das Ações – EGIE3

O terceiro trimestre de 2026 foi marcado por uma recuperação relevante dos ativos de risco no Brasil, apesar de um ambiente global ainda caracterizado por volatilidade, tensões geopolíticas, juros elevados nas economias desenvolvidas e incertezas eleitorais domésticas. O principal destaque foi o forte desempenho da bolsa brasileira, impulsionado pela melhora das expectativas para os juros locais, em um cenário favorecido por dois cortes de 0,25 p.p. da Selic ao longo do trimestre e pela divulgação de indicadores econômicos mais moderados, especialmente de inflação. O fluxo de investidores estrangeiros, aliado à divulgação de dados de inflação mais benignos nos Estados Unidos, também contribuiu para a valorização da bolsa brasileira. Após saídas observadas em agosto, investidores internacionais voltaram a aumentar sua exposição ao mercado local em setembro, apoiados pela perspectiva de juros menores nos EUA e pela proximidade das eleições presidenciais brasileiras.

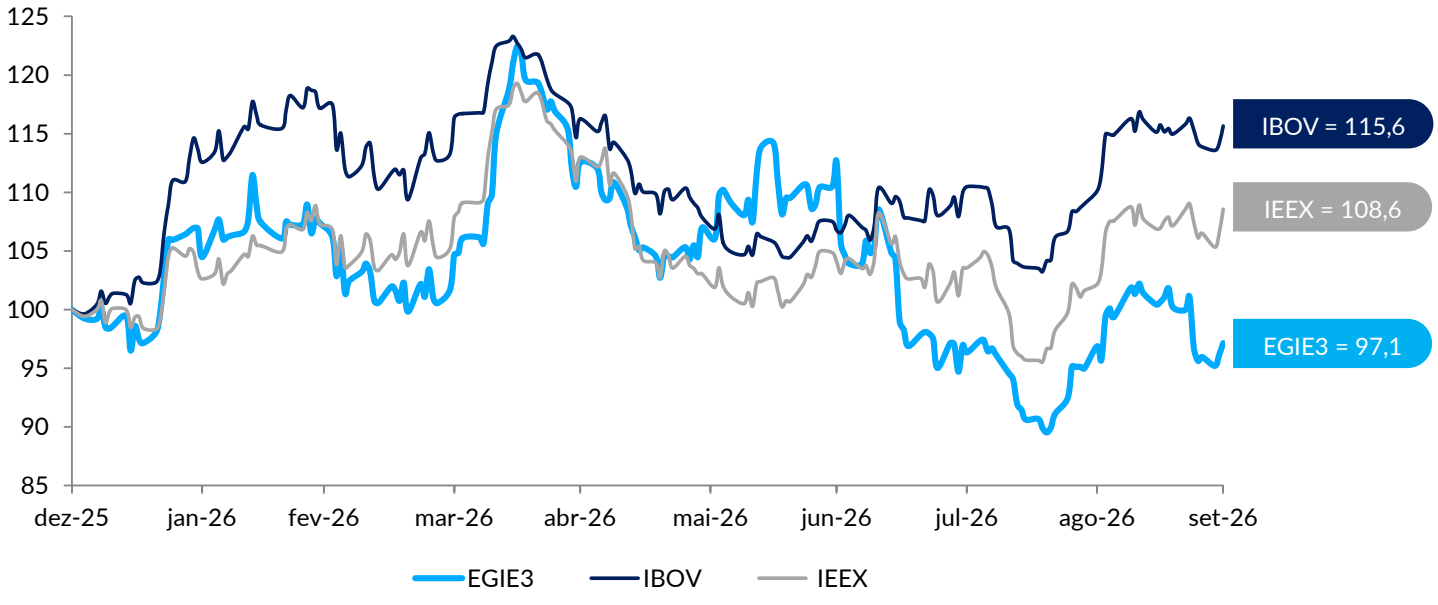
Nos mercados globais, o trimestre foi marcado por volatilidade decorrente dos preços mais elevados de energia em razão das tensões geopolíticas no Oriente Médio, juros longos em alta e incertezas em relação à política monetária norte-americana. Ainda assim, a resiliência da atividade econômica e dos resultados corporativos permitiu que os principais mercados acionários encerrassem o período em alta, embora os juros elevados e os custos de energia tenham limitado ganhos mais expressivos, mantendo as bolsas globais próximas de máximas históricas ao final do trimestre.

As ações da ENGIE Brasil Energia encerraram o 3T26 com desvalorização de 13,7%, refletindo principalmente a forte queda observada em julho. No mesmo período, o Índice de Energia Elétrica (IEEX) apresentou valorização de 4,3%, e o Ibovespa registrou alta de 8,3%, encerrando setembro de 2026 na casa dos 186 mil pontos.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 116,1 milhões no 3T26, 157,8% acima do registrado no 3T25, quando atingiu R$ 45,0 milhões.

No último pregão de setembro de 2026, as ações da Companhia encerraram cotadas a **R$ 29,46/ação, o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 41,7 bilhões.**

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX (Base 100 – 31/12/2025)



ANEXO 1

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – ATIVO – ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

(Valores em R$ mil)	30/09/2026	31/12/2025
Ativo Circulante	**7.996.487**	**6.911.102**
Caixa e equivalentes de caixa	4.346.827	3.358.552
Títulos e valores mobiliários	149.786	-
Contas a receber de clientes	1.320.286	1.322.661
Crédito de imposto de renda e contribuição social	256.106	517.755
Dividendos a receber	12	12
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	147.966	87.914
Depósitos vinculados	48.498	46.723
Ativo financeiro de concessão	431.278	414.211
Ativo de contrato	833.013	783.178
Outros ativos circulantes	456.242	375.519
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	4.577
Ativo Não Circulante	**53.527.820**	**48.401.807**
Realizável a Longo Prazo	**15.043.455**	**13.309.044**
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	61.283	44.323
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	113.417	28.497
Depósitos vinculados	518.882	486.458
Depósitos judiciais	100.313	92.677
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	26.557	36.899
Ativo financeiro de concessão	3.238.239	3.160.294
Ativo de contrato	10.025.389	8.710.991
Outros ativos não circulantes	959.375	748.905
Investimentos	**5.374.295**	**1.155.320**
Imobilizado	**27.436.846**	**28.182.030**
Intangível	**5.165.038**	**5.369.554**
Direito de uso de arrendamentos	**508.186**	**385.859**
Total	**61.524.307**	**55.312.909**

ANEXO 2

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO – ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

(Valores em R$ mil)	30/09/2026	31/12/2025
Passivo Circulante	**6.142.918**	**6.158.138**
Fornecedores	929.514	916.391
Dividendos e juros sobre o capital próprio	779.279	121.521
Empréstimos e financiamentos	926.160	1.419.136
Debêntures	1.660.813	1.522.823
Ações preferênciais resgatáveis	-	22.873
Arrendamentos a pagar	66.328	49.492
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	103.542	835.932
Imposto de renda e contribuição social a pagar	228.596	204.438
Outras obrigações fiscais e regulatórias	164.214	165.011
Obrigações trabalhistas	160.792	161.375
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	140.338	87.336
Provisões	5.859	5.838
Obrigações com benefícios de aposentadoria	45.741	39.746
Outros passivos circulantes	931.742	606.226
Passivo Não Circulante	**32.926.467**	**35.240.278**
Empréstimos e financiamentos	14.823.648	13.753.916
Debêntures	12.433.515	11.963.481
Ações preferênciais resgatáveis	-	466.375
Arrendamentos a pagar	496.805	380.960
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	645.630	4.356.835
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	105.966	26.674
Provisões	756.580	702.793
Obrigações com benefícios de aposentadoria	194.661	215.828
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.924.315	2.762.822
Outros passivos não circulantes	545.347	610.594
Patrimônio Líquido	**22.454.922**	**13.914.493**
Capital social	15.184.757	6.863.707
Reserva de capital	-	(176.543)
Transações entre empresas sob controle comum	(2.091.392)	-
Reservas de lucros	5.687.311	5.682.218
Dividendos adicionais propostos	-	525.890
Ajustes de avaliação patrimonial	(38.698)	(137.544)
Lucros acumulados	2.575.630	-
Participação de acionista não controlador	1.137.314	1.156.765
Total	**61.524.307**	**55.312.909**

ANEXO 3

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS – ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

(Valores em R$ mil)	3T26	3T25	Var. %	9M26	9M25	Var. %
Receita Operacional Líquida	**3.669.764**	**3.343.256**	**9,8**	**10.589.854**	**9.442.446**	**12,2**
Custos Operacionais	**(2.211.081)**	**(1.846.243)**	**19,8**	**(5.577.586)**	**(4.876.510)**	**14,4**
Compras de energia	(552.126)	(452.344)	22,1	(1.283.454)	(909.414)	41,1
Transações no mercado de energia de curto prazo	(55.112)	(137.119)	-59,8	(418.260)	(303.080)	38,0
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(221.623)	(207.791)	6,7	(655.207)	(591.554)	10,8
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(51.985)	(53.133)	-2,2	(158.203)	(123.046)	28,6
Pessoal	(86.695)	(74.014)	17,1	(259.730)	(208.089)	24,8
Materiais e serviços de terceiros	(154.789)	(149.637)	3,4	(413.577)	(412.398)	0,3
Depreciação e amortização	(413.145)	(345.124)	19,7	(1.195.632)	(975.794)	22,5
Seguros	(43.047)	(44.374)	-3,0	(142.209)	(115.708)	22,9
Constituição de provisões operacionais, líquida	1.399	(22.799)	-106,1	(13.205)	(22.057)	-40,1
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(458.747)	(343.975)	33,4	(962.366)	(1.131.334)	-14,9
Custo da implementação de infraestrutura de geração	(143.869)	-	100,0	(143.869)	-	100,0
Outros	(31.342)	(15.933)	96,7	68.126	(84.036)	-181,1
Lucro Bruto	**1.458.683**	**1.497.013**	**-2,6**	**5.012.268**	**4.565.936**	**9,8**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(114.694)**	**(135.714)**	**-15,5**	**(305.434)**	**(307.703)**	**-0,7**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(114.650)	(140.374)	-18,3	(358.640)	(379.584)	-5,5
Alienação de subsidiária e de participação societária em controlada em conjunto	-	10.740	-100,0	3.919	20.309	-80,7
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(44)	(6.080)	-99,3	49.287	51.572	-4,4
Resultado de Participações Societárias	**178.311**	**166.073**	**7,4**	**441.747**	**531.884**	**-16,9**
Equivalência patrimonial	178.311	166.073	7,4	441.747	531.884	-16,9
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**1.522.300**	**1.527.372**	**-0,3**	**5.148.581**	**4.790.117**	**7,5**
Resultado Financeiro	**(614.311)**	**(566.490)**	**8,4**	**(395.879)**	**(1.996.360)**	**-80,2**
Receitas financeiras	211.284	220.350	-4,1	2.636.500	576.337	357,5
Despesas financeiras	(807.450)	(657.672)	22,8	(2.951.782)	(2.092.684)	41,1
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(18.145)	(129.168)	-86,0	(80.597)	(480.013)	-83,2
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**907.989**	**960.882**	**-5,5**	**4.752.702**	**2.793.757**	**70,1**
Imposto de renda	(138.157)	(157.369)	-12,2	(926.066)	(468.879)	97,5
Contribuição social	(58.696)	(65.408)	-10,3	(361.535)	(192.968)	87,4
Lucro Líquido do Exercício	**711.136**	**738.105**	**-3,7**	**3.465.101**	**2.131.910**	**62,5**
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	656.848	680.406	-3,5	3.318.336	1.965.390	68,8
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética, Maracanã e Lar do Sol	54.288	57.699	-5,9	146.765	166.520	-11,9
Número de Ações Ordinárias	**1.368.714.966**	**1.142.298.836**		**1.218.600.243**	**1.142.298.836**	
Lucro Líquido por Ação	**0,4799**	**0,5956**	**-19,4**	**2,7231**	**1,7206**	**58,3**

ANEXO 4

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADOS - ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

(Valores em R$ mil)	9M26	9M25
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	4.752.702	2.793.757
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(441.747)	(531.884)
Depreciação e amortização	1.227.757	1.008.331
Juros e variação monetária	2.593.442	1.866.949
Atualização monetária de créditos fiscais a recuperar	(92.563)	-
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	262.633	480.013
Alienação de subsidiária	-	(20.309)
Ajuste a valor justo de instrumentos de dívida	112	105.168
Repactuação do risco hidrológico	-	(9.288)
Ganho financeiro com repactuação do UBP	(2.010.972)	-
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(393.487)	(383.276)
Remuneração de ativo de contrato	(926.020)	(799.418)
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	(1.105.735)	(1.196.147)
Perdas por ineficiência na construção	95.284	35.899
Perdas não realizadas em operações de trading, líquidos	(12.678)	2.445
Outros	(45.635)	42.073
Lucro Ajustado	**3.903.093**	**3.394.313**
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	2.986	(112.203)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	258.077	1.810
Depósitos vinculados e judiciais	27.275	(18.251)
Ativo financeiro de concessão	298.475	283.324
Ativo de contrato	622.969	501.835
Outros ativos	(174.374)	(22.610)
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	(99.941)	(28.560)
Obrigações fiscais e regulatórias	(42.506)	14.648
Obrigações trabalhistas	(583)	2.083
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(36.367)	(37.060)
Outros passivos	134.077	22.541
Caixa Gerado pelas Operações	**4.893.181**	**4.001.870**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(1.406.002)	(1.172.140)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(939.381)	(529.587)
Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais	**2.547.798**	**2.300.143**
Atividades de Investimento	**(2.842.637)**	**(3.451.066)**
Dividendos e JCP recebidos, líquidos de imposto de renda	155.750	360.687
Aquisição de subsidiárias	-	(2.286.053)
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida	-	242.397
Aplicação no imobilizado e no intangível	(155.791)	(1.411.372)
Títulos e valores mobiliários - captação e rendimentos	(148.663)	-
Redução de capital em controladas	-	234.313
Ajuste de preço na aquisição de subsidiárias		16.320
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	(1.810)	(1.003)
Recebimento pela alienação de subsidiária, líquido dos custos de venda	-	20.309
Pagamento de parcelas de concessões (Uso de Bem Público)	(2.695.256)	(625.723)
Outros	3.133	(941)
Atividades de Financiamento	**1.283.114**	**1.817.827**
Ingresso de instrumentos de dívida	3.546.208	4.895.264
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de hedge	(3.944.221)	(1.872.732)
Pagamento de dividendos e imposto de renda de juros sobre o capital próprio	(858.445)	(1.204.842)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(17.662)	137
Aporte de capital de acionistas minoritários, líquidos dos custos de emissão	2.557.234	-
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**988.275**	**666.904**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	3.358.552	3.958.758
Saldo final	4.346.827	4.625.662
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**988.275**	**666.904**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	155.750	360.687
Dividendos intercalares, intermediários, adicionais creditados, obrigatórios e JCP	1.465.293	1.085.394
Dividendos e juros sobre capital próprio prescritos	9.631	7.701
Aquisição de participação societária mediante integralização de capital	3.809.351	-
ICMS sobre venda de energia elétrica	(1.283)	(114.065)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(79.720)	(23.524)
Fornecedores de imobilizado e intangível	77.578	(278.208)
Renúncia de dividendos de subsidiárias adquiridas	-	(48.971)
Ativos líquidos de controladas adquiridas	-	1.406.837
Passivo contingente na aquisição de subsidiária	-	30.086

ANEXO 5

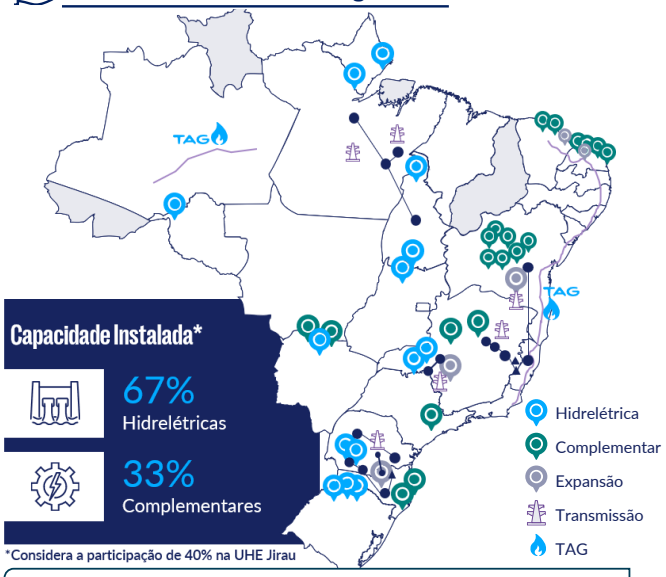
FACT SHEET 3T26 – ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

Visão Geral

A ENGIE Brasil Energia é uma plataforma de investimentos em infraestrutura em energia, com atuação nos segmentos de geração, comercialização, *trading* e transmissão, além de transporte de gás natural, por meio da participação na Transportadora Associada de Gás S.A. — TAG. Como produtora privada de energia 100% renovável, desenvolve, implanta e opera empreendimentos de fontes limpas, incluindo usinas hidrelétricas, eólicas, solares fotovoltaicas, a biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Sua estratégia combina disciplina financeira, excelência operacional, transparência, reponsabilidade socioambiental e relacionamento próximo com as comunidades, pilares que sustentam a criação de valor e o crescimento sustentável de longo prazo.

Em 30.09.2026, seu valor de mercado era de R$ 41,7 bilhões e sua capacidade instalada própria totalizava **12.767 MW**, composta por **146 usinas**, das quais 14 são hidrelétricas e 132 complementares: 88 eólicas, 41 solares, 2 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e 1 a biomassa. No segmento de transmissão, os Sistemas de Transmissão Gralha Azul, Novo Estado e Gavião Real estão em operação integral e Graúna e Asa Branca em operação parcial.

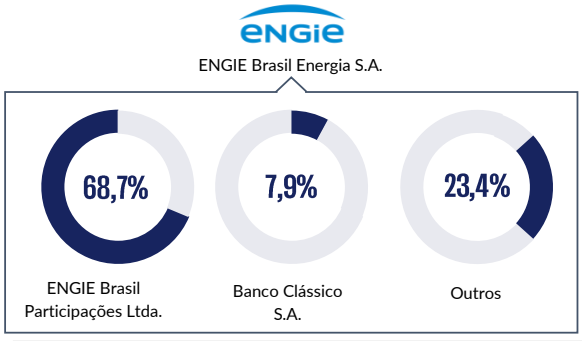
Portfólio equilibrado de negócios em infraestrutura em energia



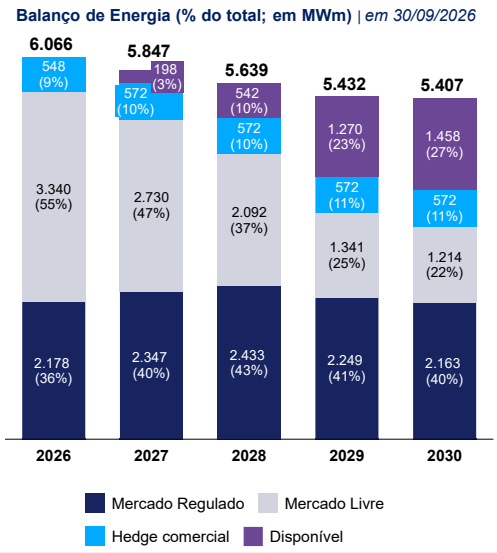
Capacidade instalada própria de geração de energia de **12.767 MW (6.230 MWm), 3.205 Km** de linhas de transmissão em operação e participação de **17,5% na TAG.**

Composição Acionária

A ENGIE Brasil Energia é controlada pelo grupo francês ENGIE, líder global na produção independente de energia, com atividades em cerca de 30 países. Com forte atuação em eletricidade, gás natural e serviços de energia com capacidade instalada de cerca de **100 GW** em energia elétrica, a ENGIE detém **68,7%** da Companhia, por meio da ENGIE Brasil Participações Ltda.



Balanço de Energia



EGIE B3 LISTED NM | IBOVESPA B3 | IEE B3 | ITAG B3

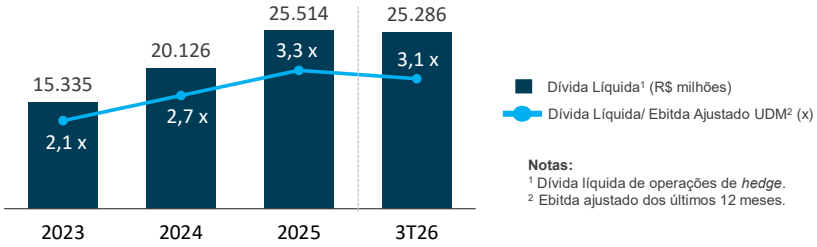
ANEXO 5

FACT SHEET 3T26 – ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

Consolidado (em R$ milhões)	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.670	3.343	9,8%	10.590	9.442	12,2%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.523	1.527	-0,3%	5.149	4.790	7,5%
Ebitda ajustado [1]	1.948	1.871	4,1%	6.372	5.778	10,3%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas [2]	1.898	1.763	7,7%	5.928	5.284	12,2%
Ebitda / ROL - (%) ajustada [1]	53,1	56,0	-2,9 p.p.	60,2	61,2	-1,0 p.p.
Lucro Líquido ajustado	716	731	-2,1%	2.199	2.119	3,8%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [3]	18,1	24,8	-6,7 p.p.	18,1	24,8	-6,7 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [4]	12,9	15,1	-2,1 p.p.	12,9	15,1	-2,1 p.p.
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [5]	6.598	6.167	7,0%	5.600	5.218	7,3%
Energia Vendida (MW médios) [6]	5.010	4.668	7,3%	4.922	4.455	10,5%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [7]	201,77	211,61	-4,7%	209,48	213,98	-2,1%
Número de Empregados - Total	1.443	1.340	7,7%	1.443	1.340	7,7%

Notas:
[1] *Ebitda ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + impairment + não recorrentes.*
[2] *Ebitda ajustado, deduzidos os efeitos do IFRS do segmento de transmissão e usinas cotistas.*
[3] *ROE: lucro líquido ajustado dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido dos últimos 12 meses (UDM).*
[4] *ROIC: taxa efetiva x EBIT ajustado / capital investido UDM (capital investido: dívida - caixa e eq. caixa - depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL)*
[5] *Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.*
[6] *Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).*
[7] *Líquido de impostos sobre a venda e operações de trading.*

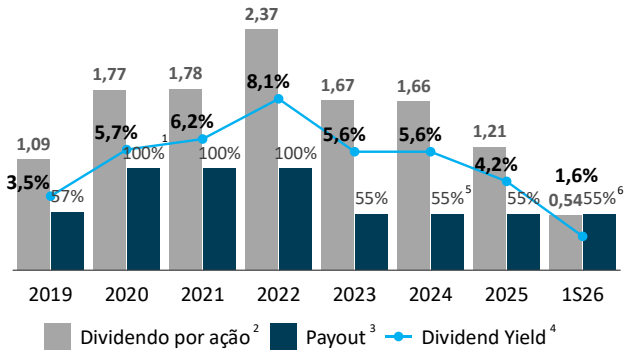
Endividamento (R$ milhões)



Notas:
[1] Dívida líquida de operações de *hedge*.
[2] Ebitda ajustado dos últimos 12 meses.

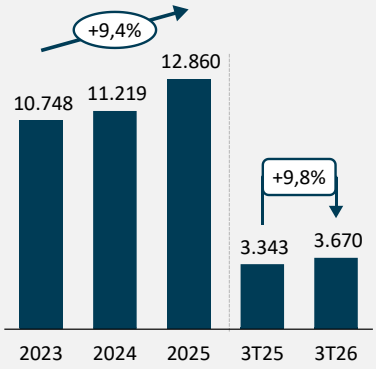
Política de Dividendos

- Dividendo mínimo estatutário: **30%** do lucro líquido distribuível.
- Compromisso da Administração: *payout* mínimo de **55%** do lucro líquido distribuível.
- Ao menos 2 proventos por ano.

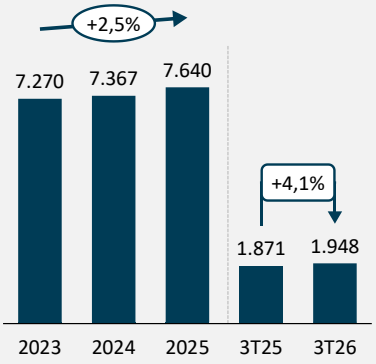


Notas:
1 Considerando *payout* equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-repactuação do risco hidrológico.
2 Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente da bonificação aprovada em 07/12/2018 e em 05/11/2025.
3 Considera o lucro líquido distribuível do exercício.
4 Baseado no preço de fechamento ponderado por volume das ações ON no período.
5 *Payout* equivalente a 55% do lucro líquido distribuível (excluindo ganhos com alienação parcial dos investimentos na TAG).
6 *Payout* equivalente a 55% do lucro líquido distribuível (excluindo ganho financeiro com a repactuação do UBP).

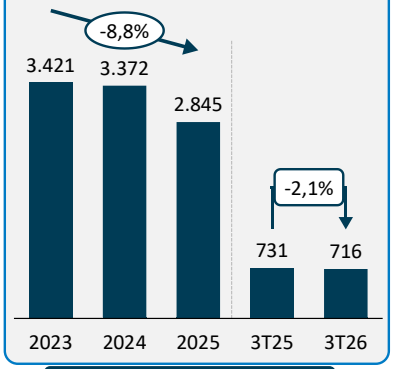
Receita líquida (R$ milhões)



Ebitda ajustado (R$ milhões)



Lucro líquido ajustado (R$ milhões)



ISEB3 ICO2 B3 IDIVERSA B3

Relações com Investidores
Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5064 – CEP 88025-255 Florianópolis – SC
Fone: (48) 3221-7904
www.engie.com.br/investidores / ri.BREnergia@engie.com



www.engie.com.br