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.

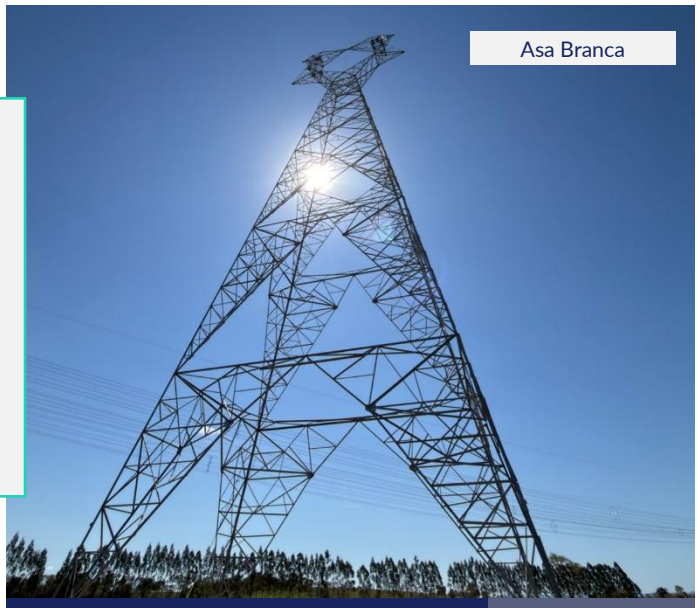
Mensagem da Administração

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

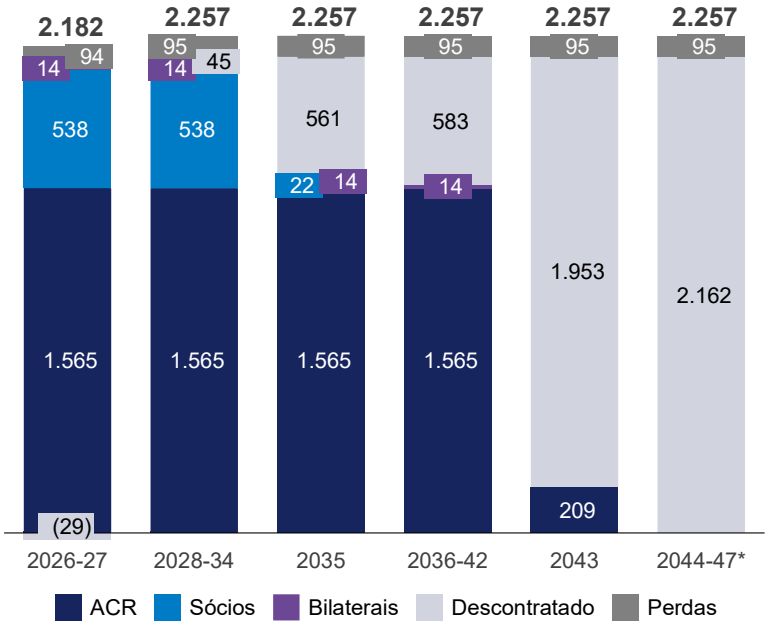
Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento Concessão	Garantia física (MW médios)
			Total	Participação da Companhia		Participação da
Jirau	Hidrelétrica	Rio Madeira (RO)	3.750,0	1.500,0	ago/47	872,9
Total			**3.750,0**	**1.500,0**		**872,9**

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**			

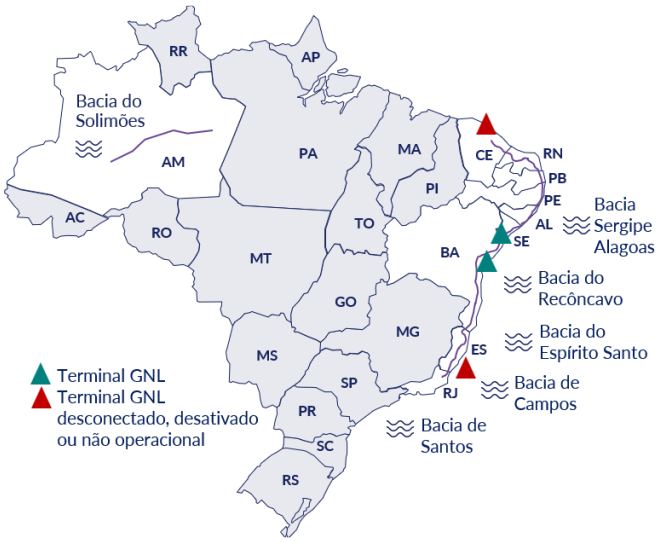
* RAP: Receita Anual Permitida. / Valores na data-base de junho de 2026 (ciclo 2026-2027), líquidos de PIS e Cofins.

Ativos de Transporte de Gás

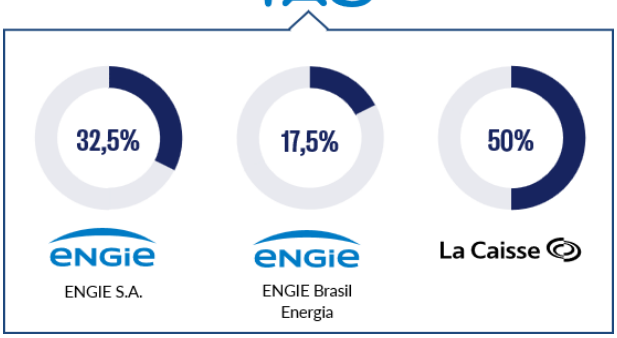
Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

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).

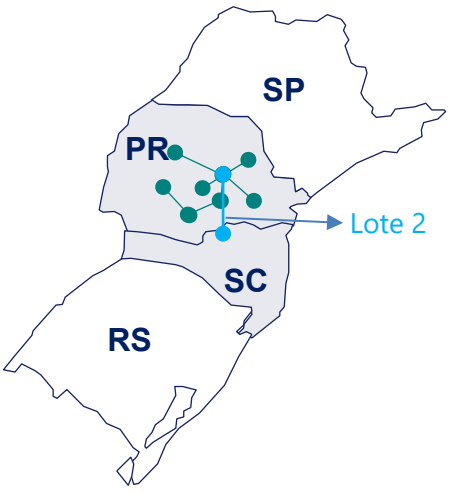
Durante o terceiro trimestre de 2026, foram desenvolvidas ações relacionadas aos estudos de campo, elaboração do projeto executivo, licenciamento ambiental das áreas de canteiro de obras e área de montagem, além do planejamento integrado da expansão, contribuindo para a execução do empreendimento em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

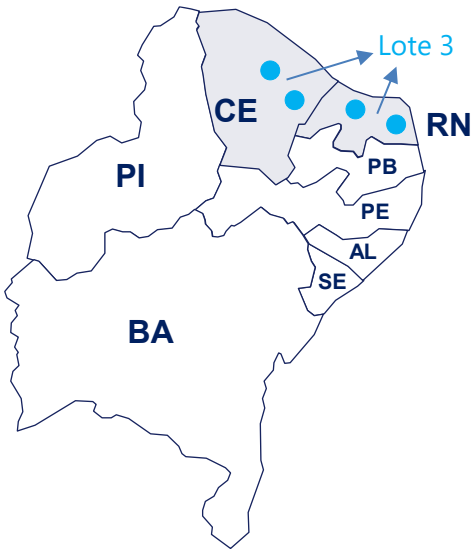


No 3T26, as atividades do Lote Colibri Sul seguiram em andamento, com os estudos ambientais parcialmente concluídos e licenças em fase de obtenção. Foi finalizado o processo de delegação do licenciamento para o estado do Paraná, sob responsabilidade do Instituto Água e Terra (IAT), e as tratativas com 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.

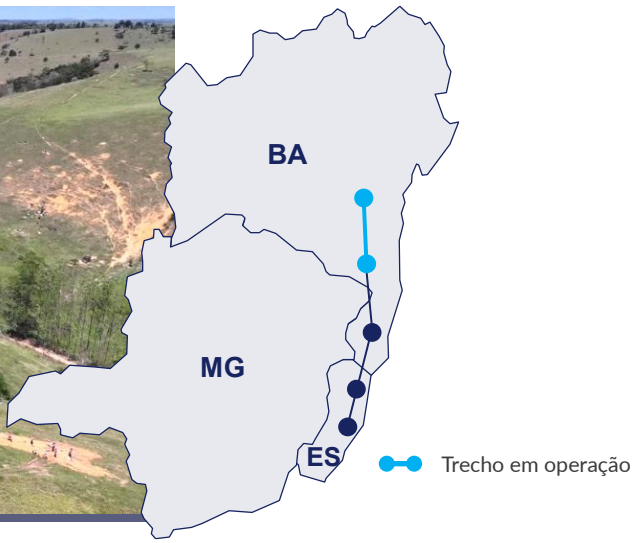
Com a emissão da Licença de Instalação completa do empreendimento pelo Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais (Ibama), em abril de 2026, as atividades foram iniciadas imediatamente. Ao final do 3T26, estavam em andamento as atividades de obras civis e montagem de torres das linhas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

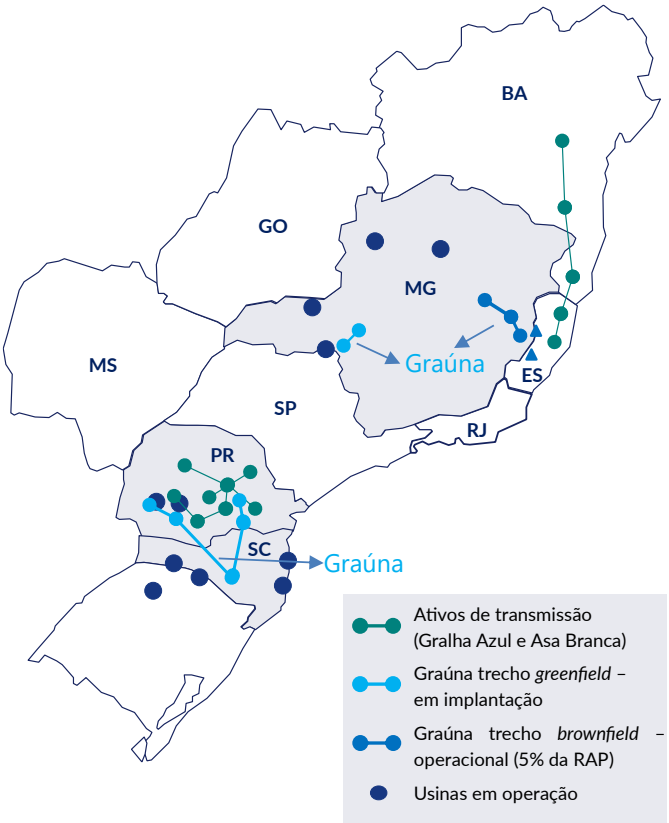
Arrematado no Leilão de Transmissão nº 02/2024, promovido pela Aneel, o Lote 1 foi denominado como Graúna e contempla a implantação de seis novas linhas de transmissão, sendo uma delas um seccionamento, totalizando cerca de **738 quilômetros de extensão**, além de duas novas subestações e cinco ampliações 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**

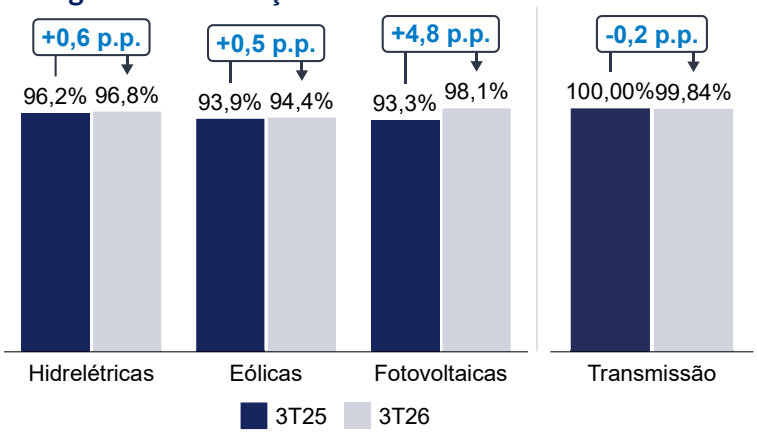
Além dos projetos acima, a Companhia continua analisando oportunidades em regiões de alto potencial energético, bem como parcerias que venham a acelerar o desenvolvimento, em linha com a estratégia de transição energética do Grupo ENGIE.

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).

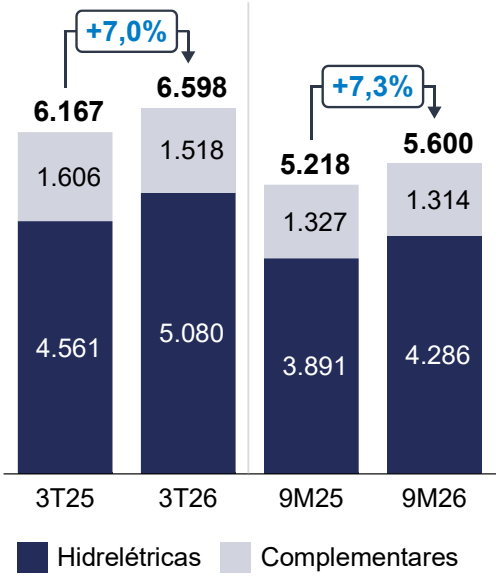
Nesse contexto, a combinação entre maior disponibilidade hídrica e maior alocação de geração hidrelétrica no sistema beneficiou especialmente as usinas Cachoeira Caldeirão e Santo Antônio do Jari, que se destacaram pela maior participação na geração ao longo do trimestre.

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.

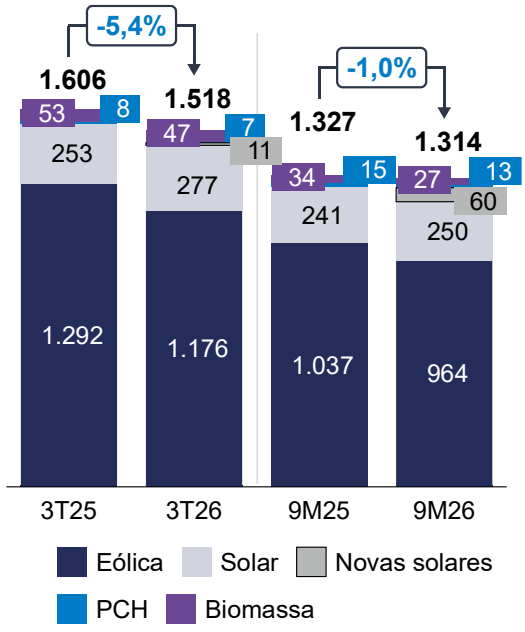
Já a redução da geração das **usinas complementares** no 3T26 foi influenciada pelo desempenho das usinas eólicas, cuja produção totalizou 2.598 GWh (1.176 MW médios), volume 9,0% inferior ao registrado no terceiro trimestre de 2025. Em contrapartida, as usinas solares geraram 636 GWh (288 MW médios)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

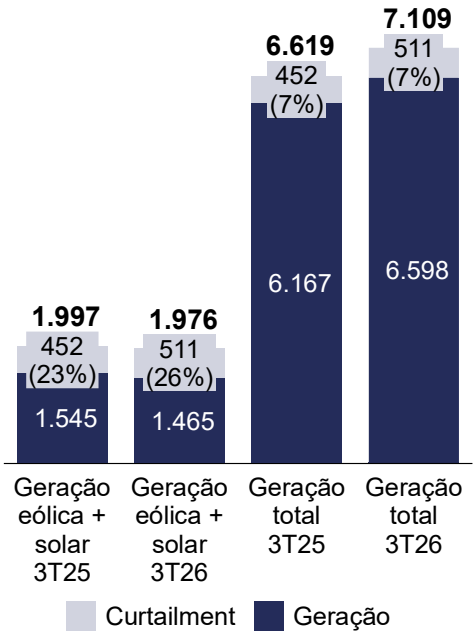
	3T26			3T25		
	Eólico	Solar	Total	Eólico	Solar	Total
Curtailment ENGIE Brasil Energia	22%	36%	26%	19%	37%	23%
Curtailment SIN	24%	31%	26%	20%	37%	23%

| % *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

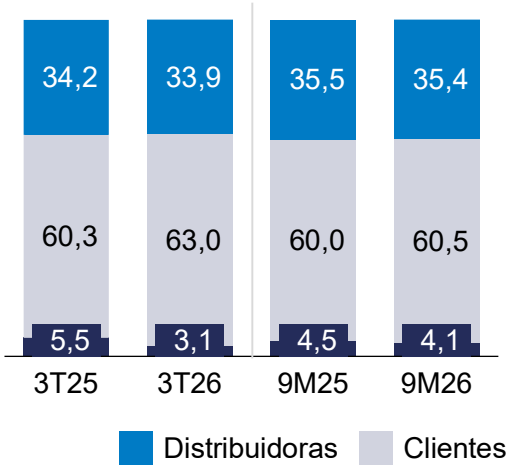


Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia com base em premissas divulgadas pelo ONS e sujeitas a atualizações.

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.

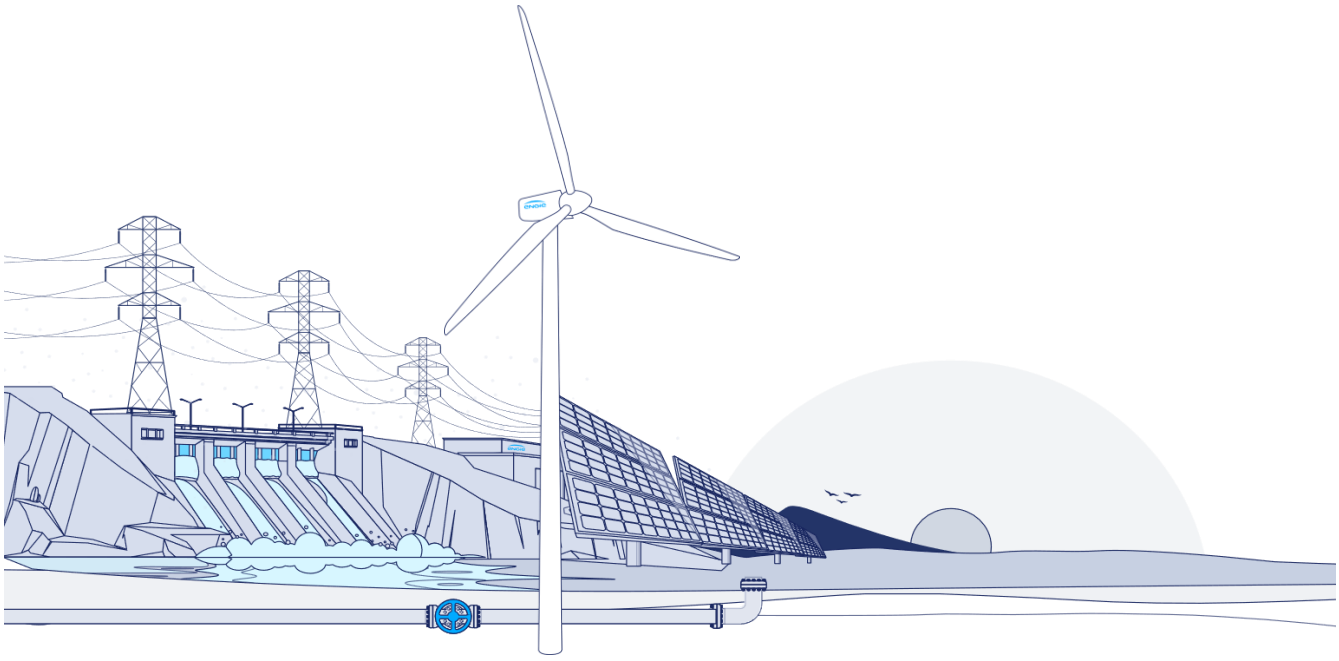
| Participação dos Clientes nas Vendas Físicas (%)



| 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

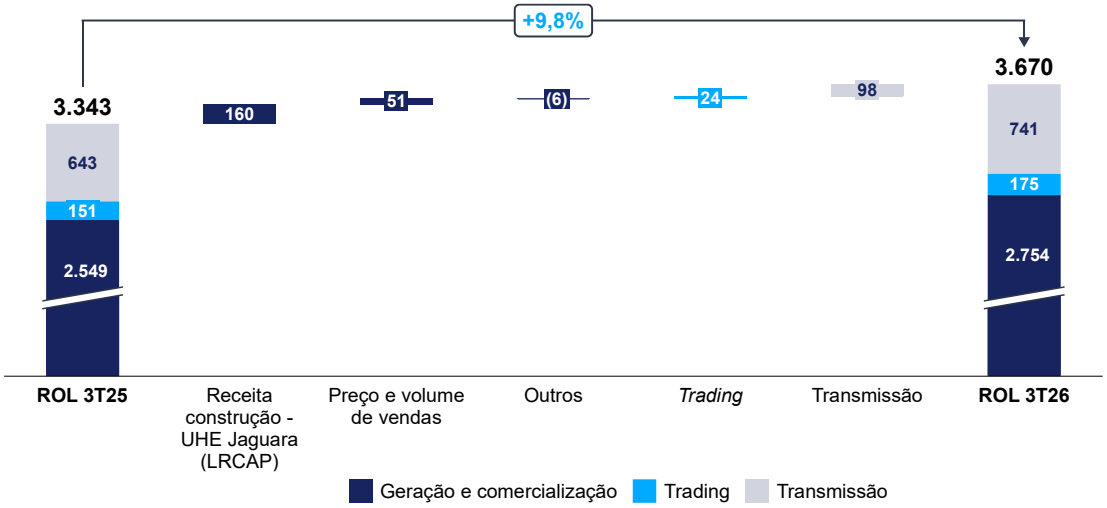
	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
3T26				
Ambiente de contratação regulado[1]	1.120	-	-	1.120
Ambiente de contratação livre[2]	1.112	-	-	1.112
Receita de construção	160	501	-	661
Remuneração dos ativos de concessão	100	211	-	311
Transações no mercado de energia de curto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

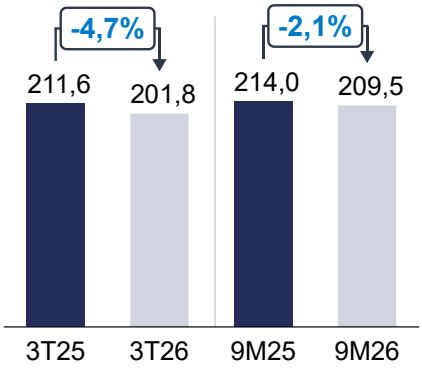
Durante os anos de 2025 e 2026 ocorreram ressarcimentos causados pela entrega de energia eólica e solar em quantidades inferiores às firmadas nos contratos no ambiente regulado com as distribuidoras. Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos nos trimestres, o preço médio líquido de venda de energia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

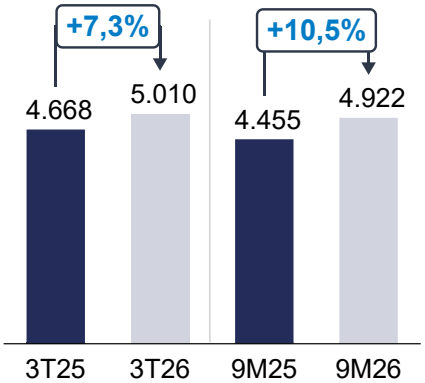
A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 10.308 GWh (4.668 MW médios) no 3T25, para **11.062 GWh (5.010 MW médios) no 3T26**, um acréscimo de 754 GWh (342 MW médios), ou 7,3%, entre os períodos comparados.

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

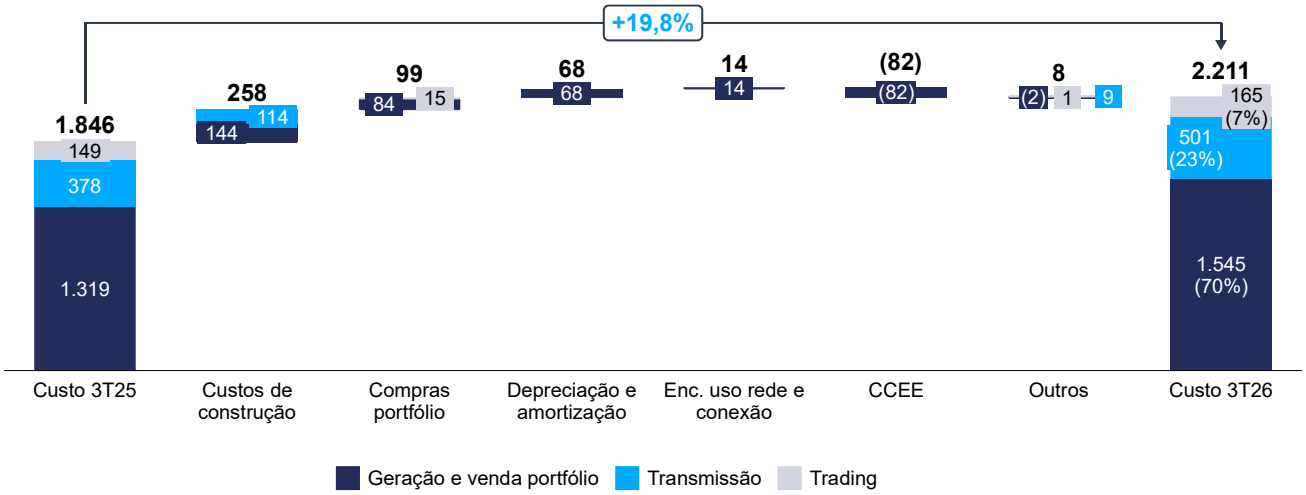
Custos Operacionais

| 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.

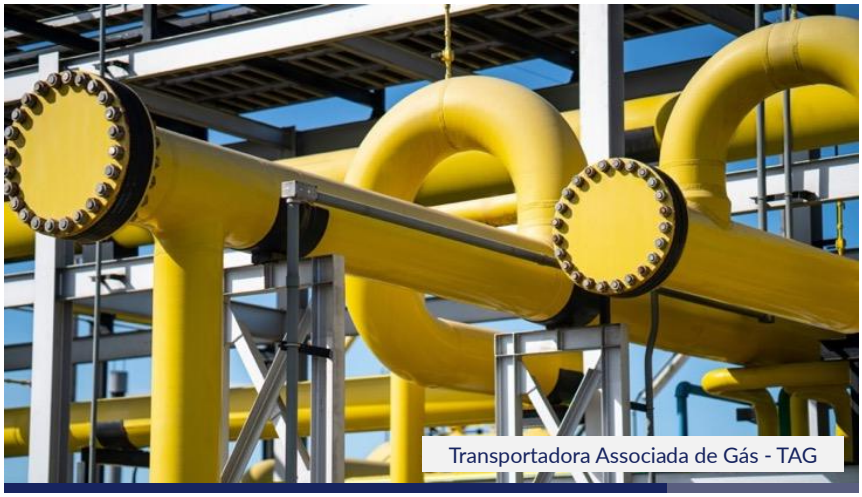
Entre o 3T25 e o 3T26, o resultado de equivalência patrimonial reduziu R$ 22 milhões (13,3%), passando de R$ 166 milhões para R$ 144 milhões, respectivamente. A variação foi consequência do menor lucro líquido da TAG.

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

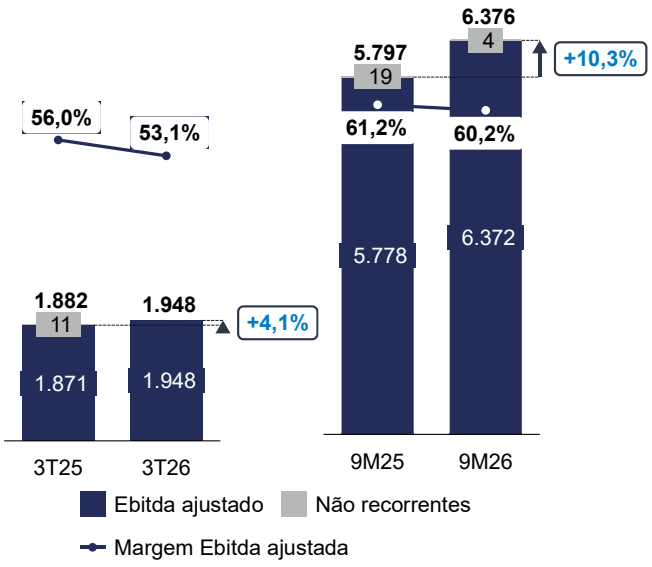
	Energia Elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Transporte de gás	Consolidado
3T26					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.136	235	8	144	1.523
Depreciação e amortização	422	3	-	-	425
Ebitda[1]	**1.558**	**238**	**8**	**144**	**1.948**
Ebitda ajustado	**1.558**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

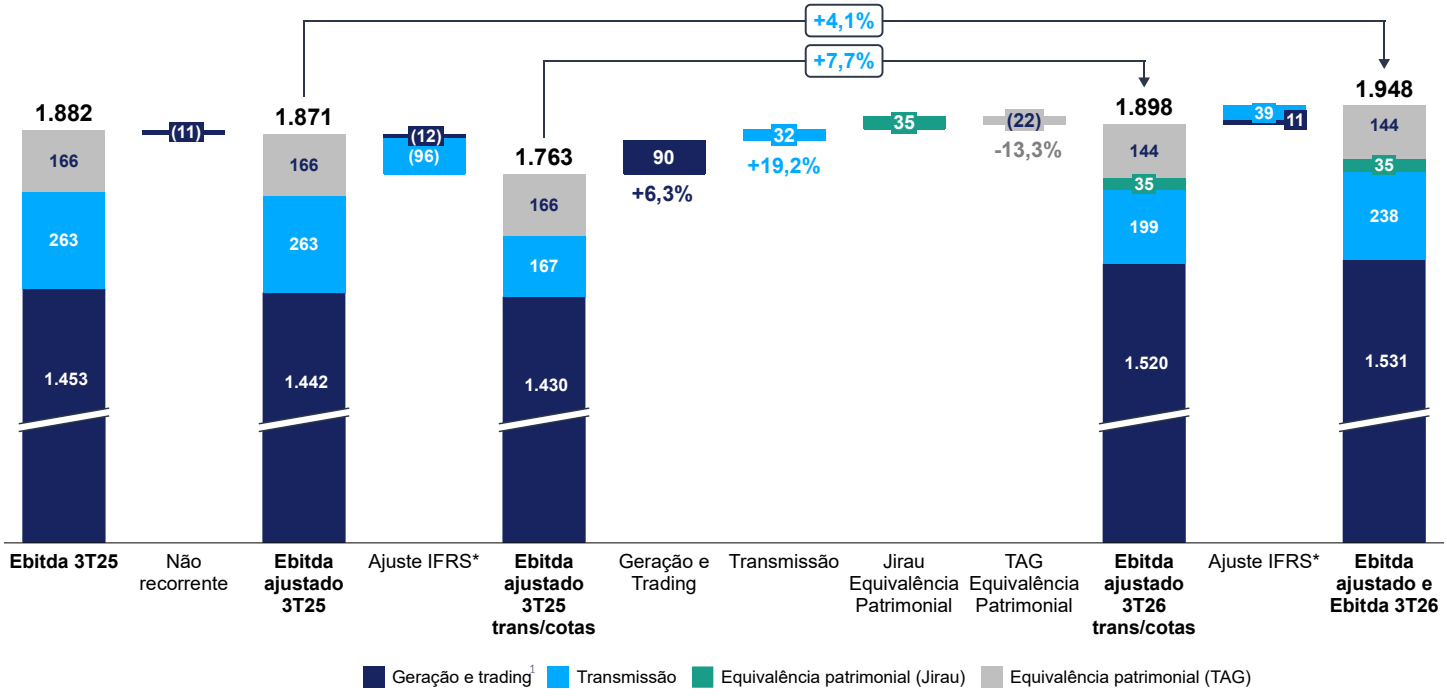
Adicionalmente, no 3T26, o Ebitda ajustado foi impactado negativamente pelo segmento de transmissão, cujos efeitos foram a combinação dos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 24 milhões pela redução na remuneração dos ativos de concessão; (ii) queda de R$ 2 milhões na margem de O&M (RAP de O&M, líquida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

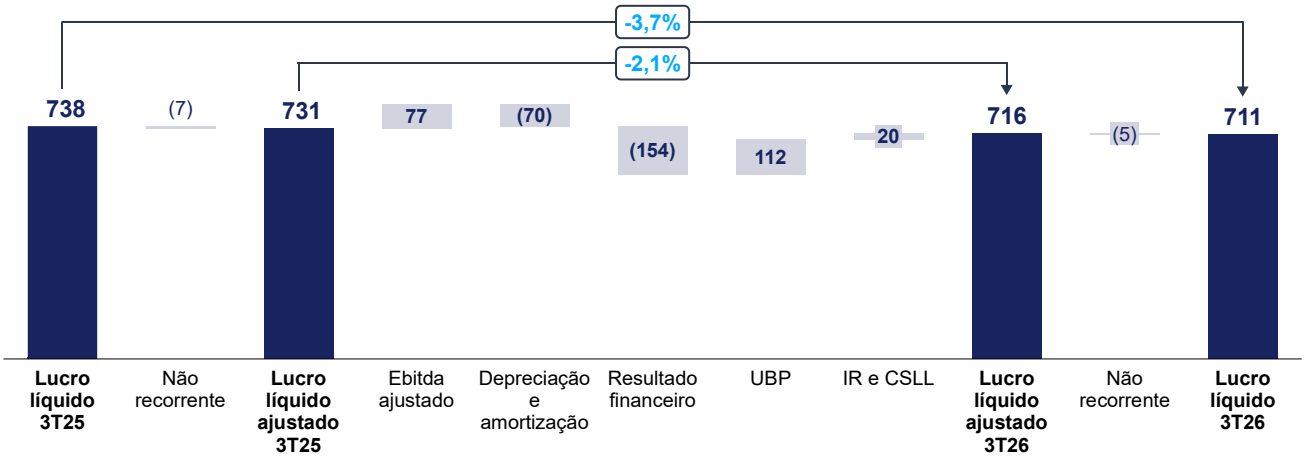
Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

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

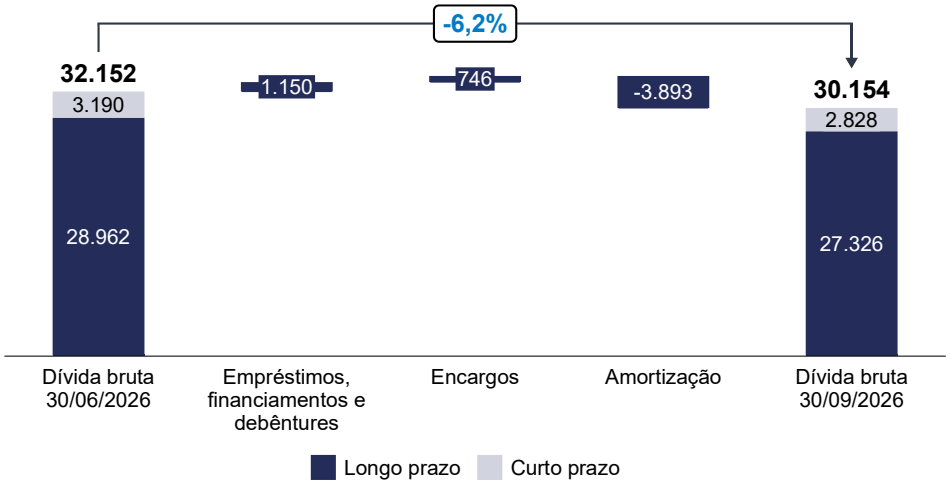


Endividamento

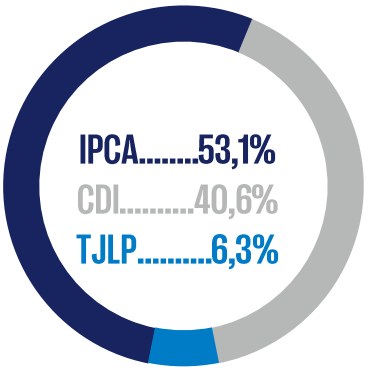
Em 30 de setembro de 2026, a **dívida bruta total consolidada,** representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R$ 30.154 milhões — redução de 6,2%** (R$ 1.997 milhões) comparativamente 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



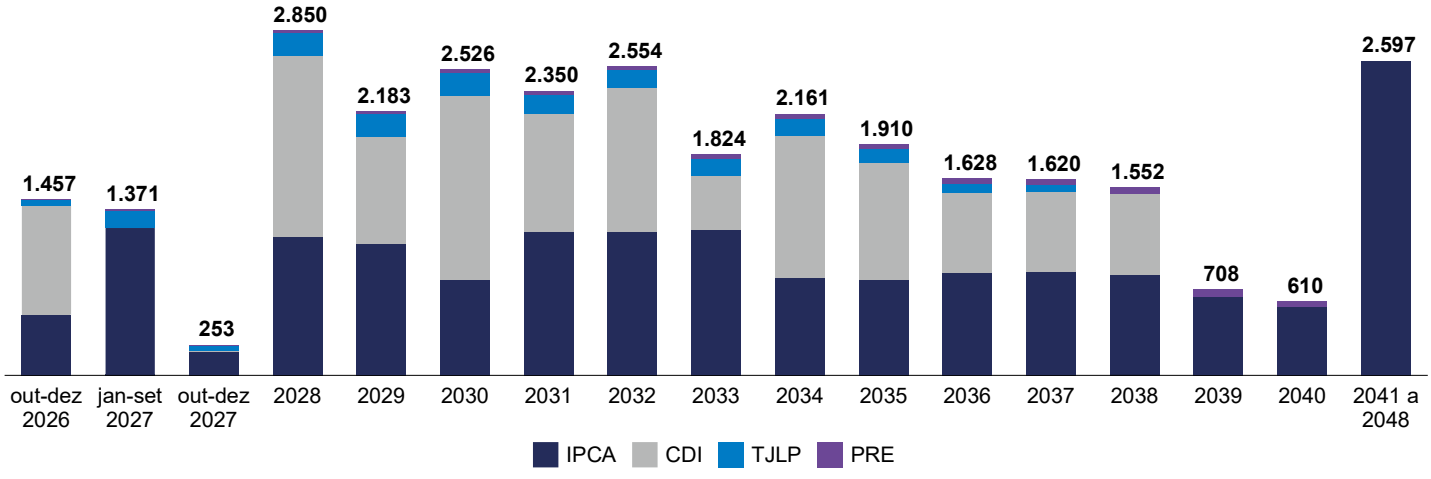
O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 3T26 foi 11,1% — equivalente a IPCA + 6,2% — 0,9 p.p. abaixo do registrado no fim do 3T25 (12,0% — equivalente a IPCA + 6,4%).

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

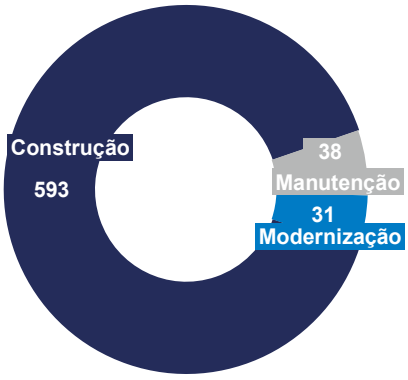
Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 3T26 alcançaram R$ 662 milhões, dos quais: (i) R$ 593 milhões na construção de novos projetos, sendo: R$ 244 milhões na Asa Branca Transmissora de Energia, R$ 155 milhões na Graúna Transmissora de Energia, R$ 144 milhões na expansão da Usina Hidrelétrica 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.

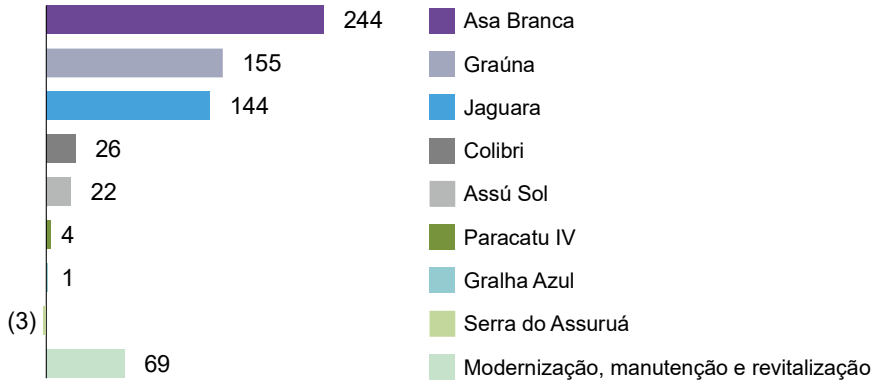
Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 3T26 alcançaram R$ 662 milhões.



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.

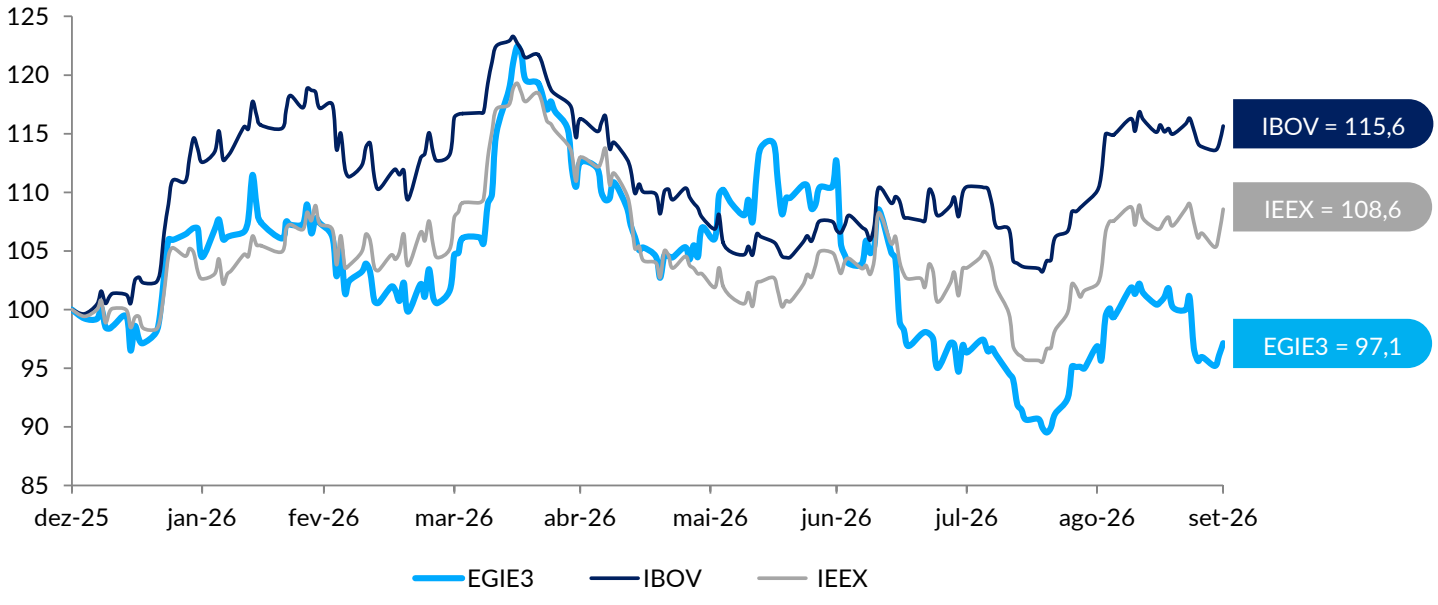
Nos mercados globais, o trimestre foi marcado por volatilidade decorrente dos preços mais elevados de energia em razão das tensões geopolíticas no Oriente Médio, juros longos em alta e incertezas em relação à política monetária norte-americana. Ainda assim, a resiliência da atividade econômica e dos 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

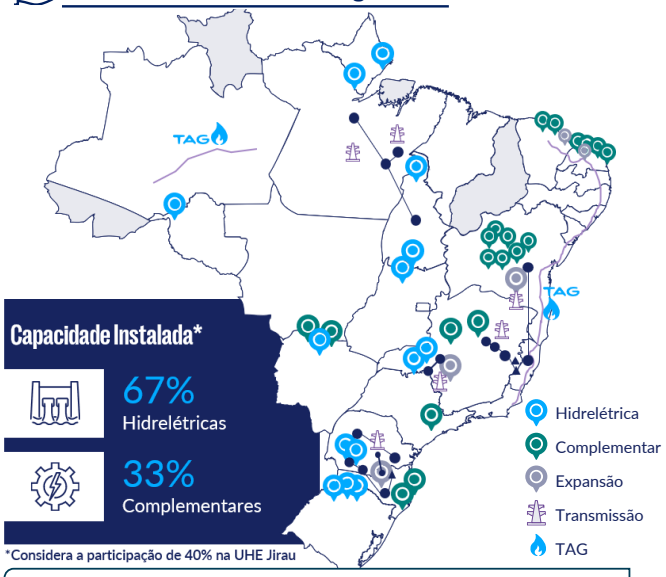
FACT SHEET 3T26 – ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

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.

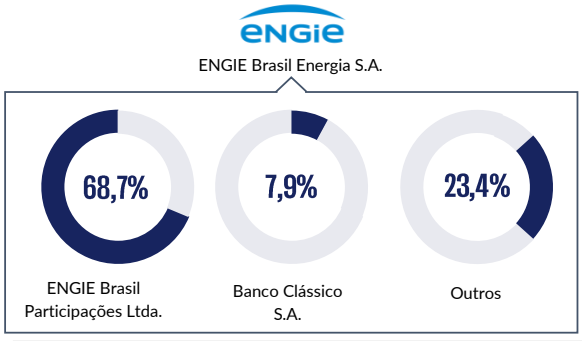
Portfólio equilibrado de negócios em infraestrutura em energia



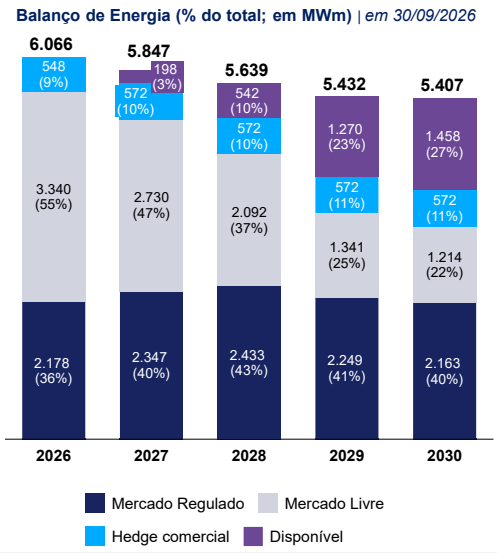
Capacidade instalada própria de geração de energia de **12.767 MW (6.230 MWm), 3.205 Km** de linhas de transmissão em operação e participação de **17,5% na TAG.**

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

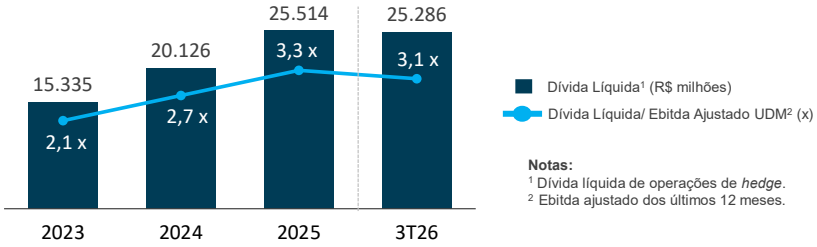
ANEXO 5

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.*

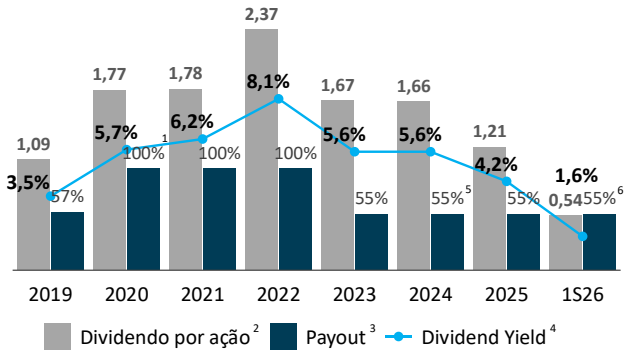
Endividamento (R$ milhões)



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

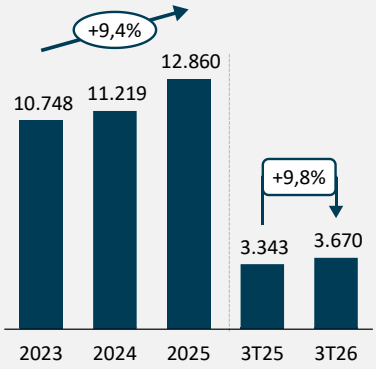
Política de Dividendos

- 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.

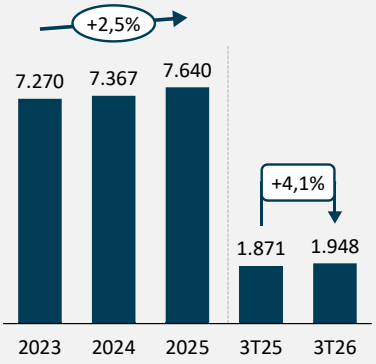


Notas:
1 Considerando *payout* equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-repactuação do risco hidrológico.
2 Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente da bonificação aprovada em 07/12/2018 e em 05/11/2025.
3 Considera o lucro líquido 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).

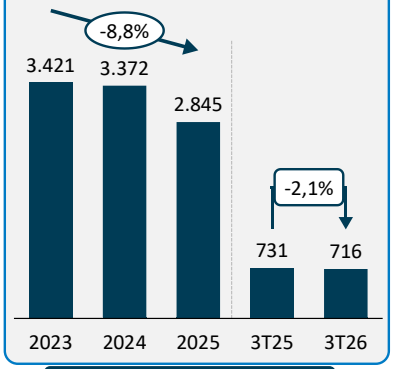
Receita líquida (R$ milhões)



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

EGIE3
B3 LISTED NM

EGIEY
OTC MARKET

EARNINGS RELEASE 3Q26

ENGIE Brasil Energia S.A.



Video conference

November 11, 2026 at 11:00 a.m. (BRT), 9:00 a.m. (EST) in Portuguese with simultaneous translation into English)

Click here to access the transmission

Visit our Website
www.engie.com.br/investidores

IBOVESPA B3
ISE B3
IEE B3

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

Florianópolis, Brazil, November 10, 2026. ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE" or "Company") – B3: EGIE3, ADR: EGIEY - announces earnings for the Third Quarter and 9 months period ending on September 30, 2026 (3Q26/9M26). The information in this release is shown on a consolidated basis and in accordance with Brazilian accounting principles and practices. The values are expressed in Brazilian Reais (R$), except where otherwise indicated. Rounding effects may cause differences in percentage changes, when comparing the comments on Economic-Financial Performance, presented in R$ million, with the Income Statement (Appendix III), presented in R$ thousand.

For Immediate Release

Additional information:

Eduardo Sattamini
Chief Executive Officer

Pierre Leblanc
Chief Financial and Investor Relations Officer

Leonardo Depiné
IR Manager
Leonardo.Depine@engie.com

Tel.: +55 (48) 3221-7904/7246

ri.brenergia@engie.com



ENGIE Brasil Energia ends 3Q26 with a 4.1% increase in Adjusted Ebitda.

Highlights

Net Operating Revenue
R$ 3,670 million
(+9.8% vs 3Q25).

Adjusted Ebitda[2]
R$ 1,948 million
(+4.1% vs 3Q25).

Adjusted Net Income
R$ 716 million
(-2.1% vs 3Q25).

Average price of the energy sales agreements
R$ 201.8/MWh
net of taxes on revenues and trading operations
(-4.7% vs 3Q25).

Energy sales
11,062 GWh
(5,010 average MW)
excluding trading operations
(+7.3% vs 3Q25).

The **transfer of the 40% stake in Jirau Energia** from ENGIE Participações to the Company, was settled on July 17 following approval by the General Shareholders' Meeting.

On July 20, the Company **completed the financial settlement of the renegotiation of the Public Asset Use (UBP),** related to the future obligations of the Cana Brava and Ponte de Pedra Hydroelectric Power Plants (HPPs), with a total payment of R$ 2.23 billion.

Fitch Ratings **increased the long-term credit rating** of the Company for local currency on the global scale **from BBB- to BBB, with stable outlook**. Additionally, the agency reaffirmed the Company's other ratings.

Important

This material contains information and opinions on future events subject to risks and uncertainties, based on current expectations, projections and tendencies. Several factors may affect the estimates and assumptions which may cause the forward-looking statements not to be realized. Therefore, shareholders and investors should not make decisions based solely on these estimates, projections and statements.

Summary of Financial and Operational Indicators

Consolidated (in R$ million)	3Q26	3Q25	Chg.	9M26	9M25	Chg.
Net Operating Revenue (NOR)	3,670	3,343	**9.8%**	10,590	9,442	**12.2%**
Results from Operations (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%**
Adjusted Ebitda [2]	1,948	1,871	**4.1%**	6,372	5,778	**10.3%**
Adjusted Ebitda by transmission and quota effects [3]	1,898	1,763	**7.7%**	5,928	5,284	**12.2%**
Ebitda / NOR - (%) [1]	53.1	56.3	**-3.2 p.p.**	60.2	61.4	**-1.2 p.p.**
Adjusted Ebitda / NOR - (%) [2]	53.1	56.0	**-2.9 p.p.**	60.2	61.2	**-1.0 p.p.**
Net Income	711	738	**-3.7%**	3,465	2,132	**62.5%**
Adjusted Net Income	716	731	**-2.1%**	2,199	2,119	**3.8%**
Adjusted Return on Equity (ROE) [4]	18.1	24.8	**-6.7 p.p.**	18.1	24.8	**-6.7 p.p.**
Adjusted Return on Invested Capital (ROIC) [5]	12.9	15.1	**-2.1 p.p.**	12.9	15.1	**-2.1 p.p.**
Net Debt [6]	25,286	24,534	**3.1%**	25,286	24,534	**3.1%**
Gross Power Production (avg MW) [7]	6,598	6,167	**7.0%**	5,600	5,218	**7.3%**
Energy Sold (avg MW) [8]	5,010	4,668	**7.3%**	4,922	4,455	**10.5%**
Average Net Sales Price (R$/MWh) [9]	201.77	211.61	**-4.7%**	209.48	213.98	**-2.1%**
Number of Employees - Total	1,443	1,340	**7.7%**	1,443	1,340	**7.7%**
EBE Employees	1,404	1,311	**7.1%**	1,404	1,311	**7.1%**
Employees on Under Construction Plants	39	29	**34.5%**	39	29	**34.5%**

1 Ebitda: net income + income tax and social contribution + financial result + depreciation and amortization.

2 Adjusted Ebitda: net income + income tax and social contribution + financial result + depreciation and amortization + impairment + non-recurrent.

3 Adjusted Ebitda, less the effects of IFRS in the transmission segment and quota plants.

4 ROE: adjusted net equity for the past 4 quarters /shareholders' equity LTM (last 12 months).

5 ROIC: effective tax rate x adjusted EBIT / invested capital LTM (invested capital: debt - cash and cash equivalents - deposits earmarked for debt servicing + SE).

6 Adjusted amount, net of gains from hedge operations.

7 Total gross electricity output from the plants operated by ENGIE Brasil Energia.

8 Disregarding sales for quota regime (Jaguara and Miranda HPPs).

9 Net of taxes and trading operations.

Subsequent Events

The Board of Directors approved the proposal for **merger by the Company of its wholly owned ENGIE Brasil Comercializadora – EBC subsidiary**. The operation is to be submitted to the General Shareholders' Meeting, convened for November 30, 2026.

For the 16th time, the Company won the **Transparency Trophy, awarded by Anefac**, an accolade which highlights companies with the best practices of corporate governance, quality of financial statements and transparency in the communication of information to the market.

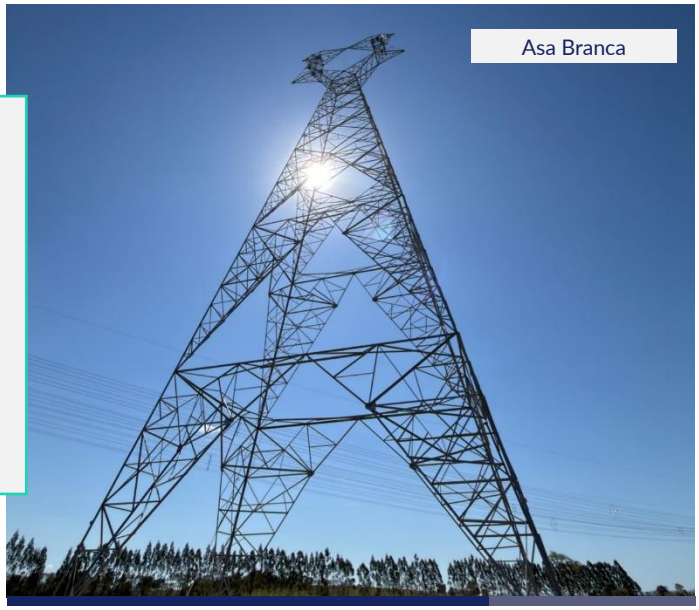
Message from Management

For a sector where the offering of security, competitivity and sustainability is an increasingly challenging task, in the third quarter of 2026, ENGIE Brasil Energia was able to maintain its focus on initiatives directed towards strengthening its position as one of the leading energy infrastructure companies in the country. Its performance in the period reflects the Company's strategy of expanding the businesses, operational excellence, and creation of long-term value.

During the period, we reported progress in projects which will expand our operations in the transmission segment. Following the issuance of a full Installation License, the Asa Branca Transmission System reported civil work, erection of power line towers and the installation of equipment all proceeding apace. The Graúna project recorded advances on all licensing, construction, engineering, and equipment supply fronts. Meanwhile, work on engineering, environmental licensing and engagement of the main suppliers continued at the Colibri Sul and Colibri A, B, C and D projects.

In the generation business, we proceeded with initiatives directed at expanding the security and flexibility of the Brazilian electric power system. Of particular note was progress made in work for expanding the Jaguara Hydropower Plant, contraction of which was conducted through the medium of a Capacity Reserve Auction held during the year. This initiative will increase power supplies to the system with startup projected for 2030.

The Company obtained the full installation license for the Asa Branca Transmission System.


Asa Branca

In the Free Energy Market (MLE), we expanded relations with customers seeking solutions for enhancing their competitivity and advancing further in the energy transition. By the end of the quarter, we were servicing 3,012 free consumers, an increase of 46.5% compared to the same period in 2025.

Our assets continued to perform at a high operational level. Transmission lines reported uptime availability of 99.84%, reinforcing the reliability of our operations. In the period, we were also a party to discussions on curtailment involving renewable sources and the upgrading of the electric power sector's regulatory framework, issues which are fundamental to the expansion of the Brazilian energy matrix.

In financial terms, we reported net operating revenue of R$ 3.7 billion in 3Q26, representing a 9.8% increase compared to the same period of the previous year. Adjusted Ebitda reached R$ 1.9 billion, up 4.1%, while Adjusted Net Income totaled R$ 716 million, a 2.1% decrease compared to 3Q25. These results reflect the resilience of our business model, supported by a diversified asset portfolio, long-term contracts, and a disciplined capital allocation strategy. Net income was primarily impacted by (i) higher financial expenses associated with debt, mitigated by reduced financial expenses related to concessions payable, driven by the renegotiation of the

UBP balance, and (ii) increased depreciation and amortization expenses, resulting from new assets coming into operation between the two quarters.

Reinforcing our ongoing commitment to the ESG agenda, we received the Anefac Transparency Trophy for the 16th consecutive year, a recognition that highlights the strength of our governance, transparency, and corporate reporting practices.

Following the close of the quarter, ENGIE Brasil was recognized by TIME magazine as the electric energy sector's best employer in Brazil's Best Employers 2026 ranking. The Company was rated 29th in the general classification, a result which reflects the Company's organizational culture. This achievement enhances the importance of a corporate environment that valorizes people, promotes professional development and contributes to the long-term sustainability of the businesses.

We remain confident in our strategy and capacity to identify and maximize the opportunities in a sector in constant transformation. With a solid asset base, operational excellence, and commitment to sustainability, we will continue working to create value for our shareholders, customers, employees, and Brazilian society.

Good reading!



Eduardo Sattamini

Chief Executive Officer



Pierre Leblanc

Chief Financial and Investor Relations Officer

Breakdown of Assets

Energy Generation Assets

At the end of the 3Q26, ENGIE Brasil Energia had **12,767.3 MW of installed capacity**, comprised of 146 plants (14 hydro and 132 complementary renewable sources — wind, solar, SHP and biomass plants), 142 of which are wholly-owned by the Company and four (the Itá, Machadinho, Estreito and Jirau hydropower plants) jointly-owned through consortia with other companies.

Generating Complex as of September 30, 2026

Power Plants	Source	Location	Installed Capacity (MW)		Concession expiration date	Commercial capacity (aMW)
			Total	Company's Share		Company's Share
Itá	Hydro	Uruguai River (SC and RS)	1,450.0	1,126.9	Dec/32	528.7
Salto Santiago	Hydro	Iguaçu River (PR)	1,420.0	1,420.0	Nov/30	702.2
Machadinho	Hydro	Uruguai River (SC and RS)	1,140.0	414.8	Oct/35	143.7
Salto Osório	Hydro	Iguaçu River (PR)	1,103.7	1,103.7	Apr/31	487.3
Estreito	Hydro	Tocantins River (TO and MA)	1,087.0	435.6	Feb/47	244.1
Cana Brava	Hydro	Tocantins River (GO)	450.0	450.0	Jan/36	247.8
Jaguara	Hydro	Grande River (MG)	424.0	424.0	Jun/48	324.0
Miranda	Hydro	Araguari River (MG)	408.0	408.0	Jun/48	188.3
Santo Antônio do Jari	Hydro	Jari River (AP and PA)	393.0	393.0	Oct/45	211.3
São Salvador	Hydro	Tocantins River (TO)	243.2	243.2	May/42	140.8
Passo Fundo	Hydro	Passo Fundo River (RS)	226.0	226.0	Apr/31	107.5
Cachoeira Caldeirão	Hydro	Araguari River (AP)	219.0	219.0	Aug/48	123.3
Ponte de Pedra	Hydro	Correntes River (MT)	176.1	176.1	Aug/37	127.6
Subtotal			**8,739.9**	**7,040.2**		**3,576.5**
Jirau (40%)[1]	Hydro	Rio Madeira (RO)	3,750.0	1,500.0	Aug/47	872.9
Total - Hydro			**12,489.9**	**8,540.2**		**4,449.4**

Power Plants	Source	Generating Units[2]	Location	Installed Capacity (MW)		Authorization expiration date	Commercial capacity (aMW)
				Total	Company's Share		Company's Share
Serra do Assuruá Complex	Wind Farm	24	Gentio do Ouro (BA)	846.0	846.0	Nov/56	410.2
Assu Sol Complex	Solar	16	Assú (RN)	752.7	752.7	Feb/57	229.6
Santo Agostinho Complex - Phase	Wind Farm	14	Lages and Pedro Avelino (RN)	434.0	434.0	May/56	224.2
Campo Largo II Complex	Wind Farm	11	Umburanas (BA)	361.2	361.2	Dec/54	192.5
Umburanas Complex - Phase I	Wind Farm	18	Umburanas (BA)	360.0	360.0	Aug/49	213.3
Campo Largo I Complex	Wind Farm	11	Umburanas (BA)	326.7	326.7	Jul/50	166.5
Trairi Complex	Wind Farm	8	Trairi (CE)	212.6	212.6	Sep/41	97.2
Lar do Sol Complex[3]	Solar	3	Pirapora (MG)	198.0	198.0	Apr/54	49.0
Paracatu Complex	Solar	4	Paracatu (MG)	132.0	132.0	Jun/51	34.0
Juazeiro Complex	Solar	4	Juazeiro (BA)	120.0	120.0	Jun/51	34.8
Sertão Solar Complex	Solar	4	Barreiras (BA)	94.6	94.6	Jul/53	26.1
Floresta Complex	Solar	3	Areia Branca (RN)	86.0	86.0	Jun/51	25.1
Sol do Futuro Complex	Solar	3	Aquiraz (CE)	81.0	81.0	Jun/51	16.2
Ferrari Termoelétrica	Biomass		Pirassununga (SP)	72.5	72.5	Jun/42	12.4
São Pedro Complex	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	SHP		Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26.6	26.6	Dec/37	14.0
José Gelazio da Rocha	SHP		Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24.4	24.4	Dec/37	9.2
Nova Aurora	Solar		Tubarão (SC)	4.4	4.4	not applicable[4]	0.2
Tubarão	Wind Farm		Tubarão (SC)	2.1	2.1	not applicable[4]	0.3
Tubarão 2	Wind Farm		Tubarão (SC)	4.2	4.2	not applicable[4]	0.0
Total - Complementary				**4,227.0**	**4,227.0**		**1,780.1**
Total				**16,717.0**	**12,767.3**		**6,229.5**

[1] Considering the 40% stake in the Jirau HPP as of July 17, 2026.
[2] For the composition of wind and solar complexes.
[3] The Lar do Sol plant does not have a declared physical guarantee, therefore its commercial capacity is based on expected generation.
[4] For generating plants with installed capacity lower than or equal to 5 MW the legal instrument applicable is the record.

Jirau Energia - Rondônia

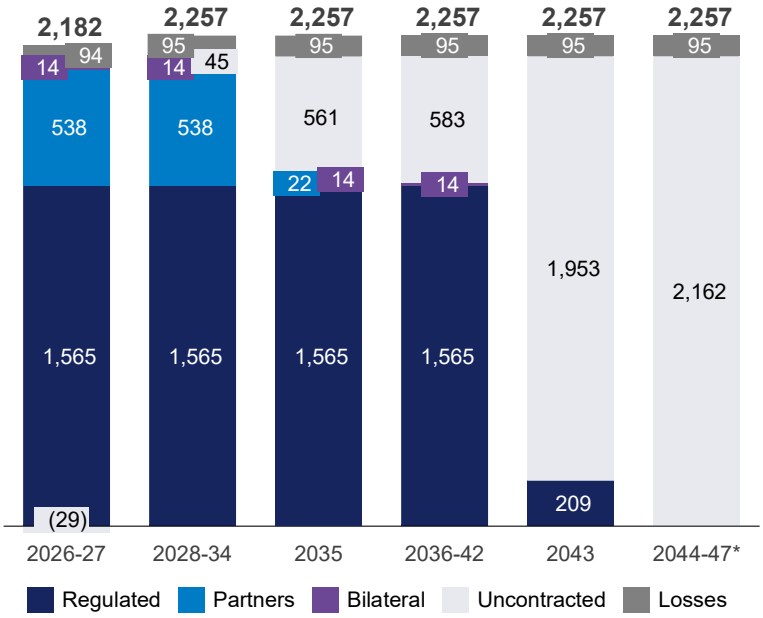
Power plants	Source	Location	Installed Capacity (MW)		Concession expiration date	Commercial capacity (aMW)
			Total	Company's Share		Company's Share
Jirau	Hydro	Madeira River (RO)	3,750.0	1,500.0	Aug/47	872.9
Total			**3,750.0**	**1,500.0**		**872.9**

Jirau Energia is responsible for the maintenance, operation and sale of energy generated by the Jirau Hydroelectric Power Plant, located on the Madeira River, in the city of Porto Velho, state of Rondônia. The Jirau Hydro Power Plant has had 50 generating units in operation since November 2016, representing a total **installed capacity of 3,750 MW.**

In May 2025, the Ministry of Mines and Energy (MME) defined the **new physical guarantee amounts** for Jirau HPP, increasing them to 2,222.6 average MW for operation at the 90-meter extended level and 2,335.1 average MW for the 90-meter constant level.

Given that one-third of the increase belongs to the Bolivian government, portion allocated to Brazil corresponds to **2,182.2 average MW at the 90-meter extended level and 2,257.2 average MW at the 90-meter constant level**.

Jirau Energia PPA's Portfolio | Average MW



* Concession extension until August 16, 2047, approved by Aneel, pursuant to Homologatory Resolution No. 3,598, dated July 14, 2026.

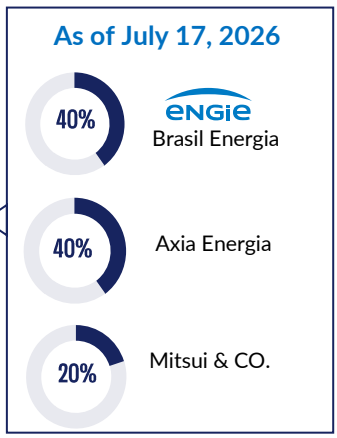
In 3Q26, Jirau Energia generated 747 average MW, 9.5% lower than the 826 average MW for 3Q25, **while the National Electrical System Operator Uptime Ratio (FID) was 100%** (data subject to final Electric Energy Trade Board (CCEE) booking). Out of the total generated in **3Q26, the quota attributed to Brazil was 734 average MW**, discounting the quota pertaining to the Bolivian government.

On July 02, 2026, the Extraordinary General Meeting of ENGIE Brasil Energia approved the Valuation Report and the proposed value of the shares, the issuance of Jirau Energia, and held by ENGIE Brasil Participações (EBP), for their contribution to the paying in of shares within the context of the Distribution of the Primary Public Offering of Shares of the Company for which value was set at R$ 5.74 billion.

On July 14, 2026, the Company's Board of Directors approved the increase in capital stock reflecting this operation. Settlement was concluded on July 17, 2026, with the transfer of EBP's 40% stake in Jirau Energia to ENGIE Brasil Energia.

Ownership Structure





Energy Transmission Assets

Transmission Assets under Operation as of September 30, 2026

Transmission Line	Location	Extension km	Annual RAP (R$ million) *	Substations	Property	Concession expiration
Gralha Azul	Paraná	909.0	365.3	5 own and expansion of 5 existing ones	100%	Mar/48
Novo Estado	Pará and Tocantins	1,800.0	484.9	1 own and expansion of 3 existing ones	100%	Mar/48
Gavião Real	Pará	-	8.2	New patio in 1 existing	100%	Sep/52
Graúna – brownfield section	Minas Gerais and Espírito Santo	162.0	14.5	2 existing ones	100%	Dec/54
Asa Branca - Morro do Chapéu II - Poções III section	Bahia	334.0	96.4	Expansion of 2 related ones	100%	Sep/53
Total		**3,205.0**	**969.3**			

* RAP: Annual Allowed Revenue. / Values on the base date of June 2026 (cycle 2026-2027), net of PIS and Cofins charges.

Gas Transportation Assets

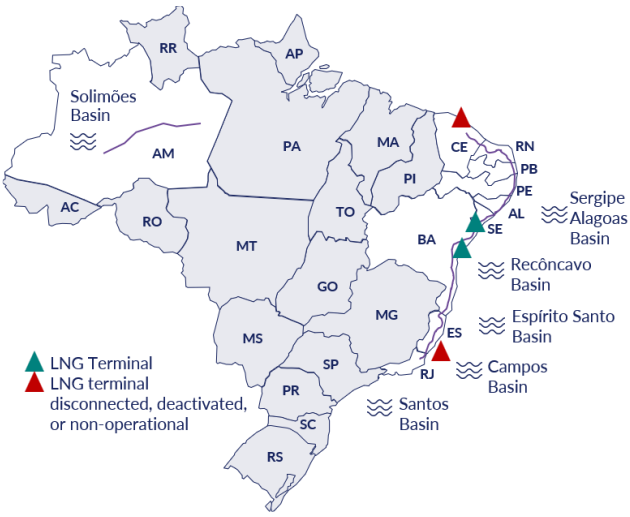
Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

The largest natural gas transportation operation in Brazil, TAG has an infrastructure of approximately 4,600 km of high-pressure gas pipelines extending along the southeastern and northeastern seaboards as well as a further section of line between Urucu and Manaus, in the state of Amazonas, crossing 10 Brazilian states and around 200 municipalities.

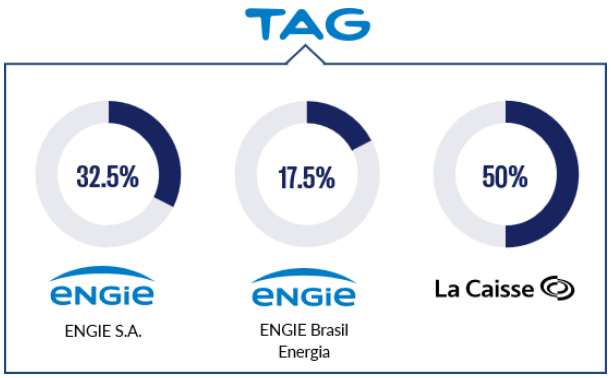
The gas pipeline network has several connection points, among them, 14 gas entry points (including 2 Liquified Natural Gas (LNG)), 92 gas outlet points, 2 bidirectional entry and outlet points and 1 interconnection point, plus connection with 10 gas distributors, 2 refineries, 20 thermoelectric power plants and 2 fertilizer plants. The network includes also 11 own compressor stations along its length. The operation of the assets is executed from the Control and Supervision Center (CSC) in the company's headquarters in the city of Rio de Janeiro.

Following the expiry of the legacy Malha-NE contract in December 2025, **TAG remains contracted for 76% of its capacity on the basis of long-term legacy agreements with Petrobras and for 24% through new contracts**, covering the network's main delivery points. By the end of the third quarter of 2026, 1,284 gas transportation contracts had been signed, representing 79% of the total from the previous year and a 140% increase compared to the number contracted by the end of the third quarter of 2025.

Currently, TAG has 29 firm capacity shippers, including producers, distributors, and a growing presence of traders and eligible consumers, confirming the dynamism of the natural gas market. Excluding Petrobras, the other shippers with annual contracts have an average of 11.5 million m³/day contracted in 2026.



Corporate structure



The regulator is currently undertaking a **Tariff Review of TAG's Northeast Network (Malha-NE) section** to determine the new Maximum Allowable Revenue (MAR). The key decision taken so far was the setting up of the **WACC (Weighted Average Cost of Capital) at 7.63%.** While the review process remains ongoing, firm annual agreements continue at unadjusted 2025 tariffs. However, the bidding processes for 2026 have already resulted in the signing of 73 contracts (versus 47 in the 2025 process).

On October 2, the Board of Directors of the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP) resolved to set the **Regulatory Asset Base (RAB)** at zero, adopting the **Recovered Capital Method (RCM)** methodology, which differs from the approach advocated by the transmission companies. TAG will continue to monitor the regulatory process and assess the appropriate measures, seeking recognition of the methodology it considers most suitable for the remuneration of its assets. The next stage of the tariff review process is the definition of the **Maximum Allowed Revenue (MAR)**, currently scheduled for November 27, 2026.

Highlights

- Following the Capacity Reserve Auction in the Form of Power (LRCAP) held in March 2026, 23 of the 59 projects located in the area served by TAG (2.2 GW) expressed interest in contracting natural gas transportation services. 18 Commitment Agreements have been signed, while 4 remain pending, covering 22 thermal power plants. Some of the winning projects will be supplied through existing delivery points in TAG's network, while 6 new delivery points are being developed to serve 8 thermal power plants, with gas supply expected to commence in 2028. The Capacity Reserve Contracts (CRCAPs) have already been partially executed, and the remaining agreements are currently undergoing the signing process.
- In May, the ANP issued the Operating Permits for the Itagibá and Buriti projects—two new delivery points built by TAG to meet local demand.
- TAG signed its first two long-term agreements (120 months) with Eneva and Petrobras, both effective from August 1st, 2026. Together, these agreements amounted to 1.47 million m³/day of contractual capacity allocated to four thermoelectric power plants, already linked into TAG's transportation network, and the result of successful bidding through the LRCAP 2026 mechanism.

Under development:

- **LRCAP delivery points (ES, BA, AL, PE, PB):** 6 new delivery points to meet LRCAP thermoelectric demand. Collectively, these points will have a maximum transport capacity of ~9.7 million m³/day.
- **Veredas (AL, PE):** new infrastructure to meet additional LRCAP thermal demand, involving the construction of ~30 km of pipeline, as well as the construction and expansion of Compressor Stations (ECOMPs). The project's incremental capacity is 7.5 million m³/day.
- **Porto Suape entry point (PE):** a new entry point to connect the LNG Terminal to the Port of Suape (Termopernambuco). The point will have a maximum transport capacity of 14.3 million m³/day and a length of 2 km, with the potential for expansion to 9 km.
- **Connection of the Porto do Açú - GASOG (RJ):** Goytacazes gas pipeline to connect the Porto do Açú regasification terminal to the Cabiúnas-Vitória gas pipeline, with 45 km of extension and 10 million m³/day of transportation capacity.

Contracts Breakdown

Contract/Section	Extension (km)	Type	Customer	Contract Maturity	Capacity[2] (MM m³/day)	Readjustment index
Gasene	1,400	Legacy	Petrobras	Nov-33	30.3	46% Basket IGP[4]; 54% US PPI
Urucu-Coari-Manaus	800	Legacy	Petrobras	Nov-30	6.7	50% IGP-M; 50% IPCA
Pilar-Ipojuca	200	Legacy	Petrobras	Nov-31	15.0	IGP-M
Malha Nordeste[1]	2,100	Not-Legacy	Varius	-	-[3]	-
Lagoa Parda-Vitória[1]	100	Not-Legacy	Varius	Annual	0.3	55% IGP-M; 45% IPCA
GNL Sergipe Connection[1]	25	Access connection	Eneva	Oct-54	14.0	20% IGP-M; 80% IPCA
Total	**~4,600**					

[1] Capacity contracted under the entry and exit regime through the Capacity Offer Portal (POC).
[2] Reference volume stipulated in the contract for ship-or-pay purposes. The actual contracted volume may vary in each period.
[3] Volume to be defined in the tariff review process promoted by the ANP.
[4] 1/3 IGP-M, 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.

Expansion

Reserve Energy Auction – Jaguara Hydropower Plant

In the Capacity Reserve Auction Number 2/2026 in the form of Power, the Company committed to sell **195.78 MW for a term of 15 years, delivery beginning on August 1, 2030. Fixed annual revenue is R$ 270.4 million** (baseline September 2025), restated annually at the IPCA.


Jaguara HPP

The expansion of installed capacity will be achieved by motorizing two existing turbine bays at the **Jaguara Hydropower Plant**, with the installation of two 116 MW turbines, totaling 232 MW. The estimated total investment is approximately R$ 1.2 billion (baseline March 2026).

Located on the Rio Grande River, on the Minas Gerais and São Paulo state divide, the Jaguara Hydropower Plant has 424 MW of installed capacity (324 average MW of commercial capacity), the current concession expiring June 2048. Currently, 70% of its commercial capacity is under a quota system while 30% is allocated to the Free Contracting Environment (ACL).

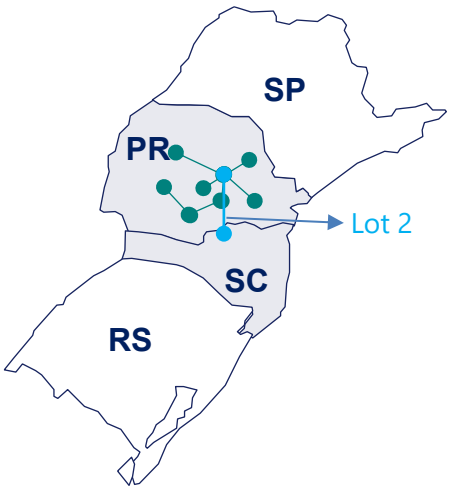
During the third quarter of 2026, activities were carried out regarding field studies, the preparation of the executive design, environmental permitting for the construction site and assembly area, as well as integrated expansion planning, contributing to the execution of the project in accordance with the established schedule.

Colibri Transmission System – Paraná, Santa Catarina, Ceará and Rio Grande do Norte

Following a successful bid in Aneel's Transmission Auction 01/2026, Lots 2 and 3 were nominated Colibri Sul and Colibri A, B, C and D, respectively.

The term of the public transmission service concession, including licensing, construction, operation, and maintenance of transmission facilities, is 30 years, effective from the date the **concession agreement is signed, which took place on June 26, 2026**.

- **Lot 2 – Colibri Sul** – construction of a transmission line of 230 kV of approximately **143 kilometers** in the states of Paraná and Santa Catarina. The project enjoys local and operational synergies with both Gralha Azul (already operating) and Graúna (in the process of implementation) systems. The contracted RAP for this stretch is R$ 18.1 million and an investment of the order of R$ 193.6 million.

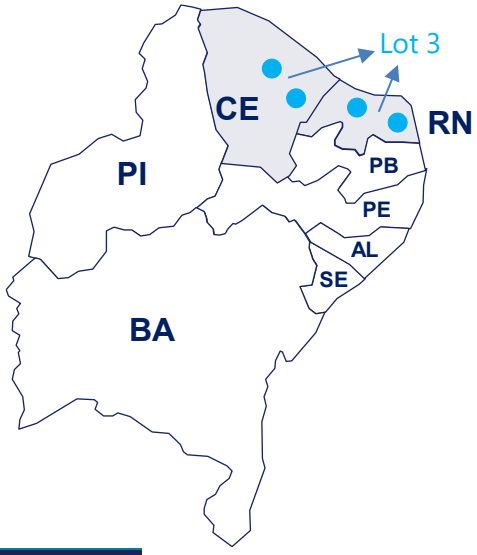


During 3Q26, the activities of the Colibri Sul Lot continued to evolve with the partial conclusion of environmental studies and the ongoing application process for licenses. The process for delegating licensing to the state of Paraná authorities under the responsibility of the Instituto Água e Terra (IAT) was finalized while the application process with the latter agency is ongoing. Additionally, at the end of 3Q26, a request for the issuance of a Preliminary License was filed with IAT.

The key supply and construction agreements were signed while certain contracts for supply of construction site equipment are in the final phase of negotiation in line with project schedule.

Engineering activities continued to be executed during the quarter with the basic Aneel project at the consolidation phase with a view to submission according to the regulatory timeframe. In parallel, a start was made on the executive project as well as preliminary activities involving drilling and topographic surveys.

- **Lot 3 - Colibri A, B, C and D** – divided in sublots 3A, 3B, 3C and 3D, involves the installation of **five synchronous condenser** in the states of Ceará and Rio Grande do Norte, where the Company already has generation assets, so enhancing operational efficiency and synergy. At an estimated investment of R$ 1.4 billion, the contracted RAP for the lot is R$ 104.7 million.



For the projects comprising Lot 3, environmental studies were also being implemented at the end of the quarter while the licensing process continued in the states of Ceará and Rio Grande do Norte. In addition, the basic Aneel project was at the consolidation phase and will be submitted in line with the regulatory timeframe. Activities related to the executive project were initiated as well as those related to the executive project and operations involving drilling together with topographic surveying. The manufacturing process of the synchronous condenser has also begun with the production phases of the main structural components.

The deadline for commencing operations is December 2029.

Block	Location	Contracted RAP (R$ million)	Estimated Aneel Capex (R$ million)
2	Paraná and Santa Catarina	18.1	193.6
3	Ceará and Rio Grande do Norte	104.7	1,381.1
Total		**122.8**	**1,574.7**

Projects under Implementation

Asa Branca Transmission System - Bahia, Minas Gerais and Espírito Santo

Acquired in the Transmission Auction 01/2023, promoted by Aneel, Block 5 was named Asa Branca and will have **around 1,000 kilometers of extension**. Located in the states of Bahia, Minas Gerais and Espírito Santo the project provides for the implementation of four 500kV single-circuit transmission lines. The concession period for the public transmission service, including licensing, construction, operation and maintenance of the transmission facilities will be 30 years from the start of the concession agreement, as of September 27, 2023.

On November 26, 2025, the 334-kilometer **500kV Morro do Chapéu II - Poções III section was energized**, representing 32.3% of total RAP.

With the issue of a full Installation License for the project by the Federal Environment Protection Agency - Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais (Ibama) in April 2026, an immediate start was made on installation work. By the end of 3Q26, activities involving civil works and assembling of the transmission line towers as well as civil works and installation of substation equipment were underway.

The maximum deadline for starting operations is March 2029.

Block	Location	Contracted RAP (R$ million)[1]	Estimated Aneel Capex (R$ million)
5	Bahia, Minas Gerais and Espírito Santo	296.0	2,667.0
Total		**296.0**	**2,667.0**

[1] Value as of June 2026.



Graúna Transmission System – Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo and Espírito Santo

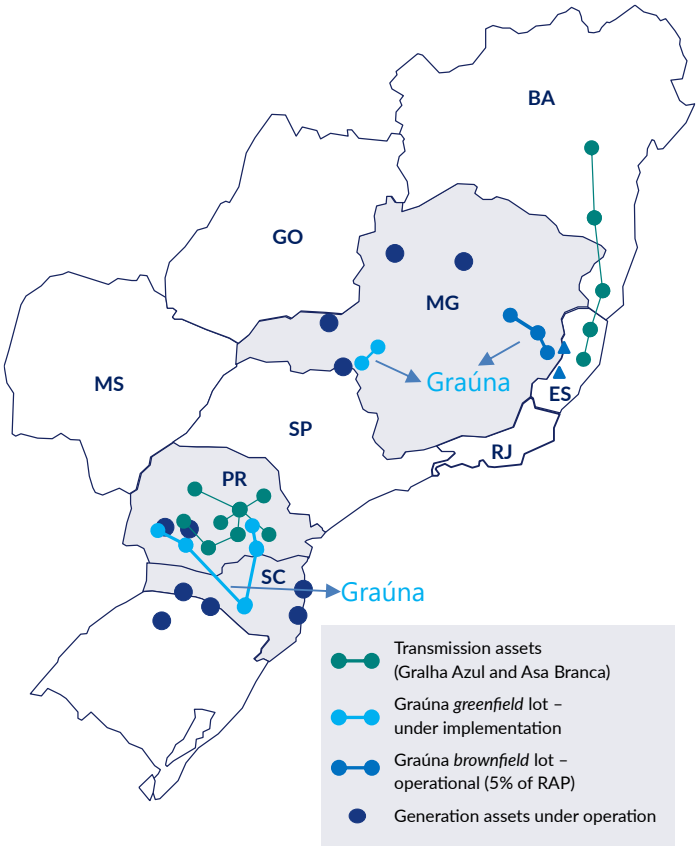
Winner of the Aneel Transmission Auction 02/2024, Block 1 was denominated Graúna and contemplates the implantation of six new transmission lines, one of which is a sectioning, totaling around **738 kilometers in length**, in addition to two new substations and five expansions of existing substations, in the states of Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais and São Paulo. The scope of the project also includes **the operation of existing assets (brownfield), totaling 162 kilometers of transmission lines and two substations** in the states of Minas Gerais and Espírito Santo.

The transmission line concession will be 30 years from the signature date of the concession agreement, which occurred on December 9, 2024.

On July 18, 2025, **the Company assumed the operation of the brownfield section**, whose Annual Permitted Revenue (RAP) is R$ 14.5 million, equivalent to approximately 5% of the project total.

In 3Q26, the project saw consistent advances in relation to the key installation phases. Among these were the issuance of an Installation License for the section subject to licensing from the state of Minas Gerais environmental protection agency, as well as installation licenses for the Curitiba Oeste and Abdon Batista 2 substations, issued by the Santa Catarina state environmental protection agency.

Construction proceeded along sections located in both Minas Gerais and São Paulo as well as civil work on the Araxá 3 and Jaguara substations. There was also progress in the activities of brush clearance, excavation and concreting of foundations for the Jaguara - Araxá 3 Transmission Line. Mobilization orders were issued for the Abdon Batista 2 and Curitiba Oeste substations, with work beginning on activities at the respective construction sites.



During this period, engineering and procurement activities for the entire project also continued, including factory-based testing and inspections. The project schedule remains in accordance with the timeline established in the concession agreement.

As a subsequent event, in October 2026, the **Installation License** was granted for the TL 525 kV Abdon Batista 2 – Segredo and TL 525 kV Segredo – Cascavel Oeste transmission lines, as well as for the expansion of the associated substations.

The maximum permitted term for construction is 60 months (December 2029), albeit with the possibility of abbreviating the period. The project enjoys synergies with other assets in the Company's portfolio, favoring operational and strategic gains.

Block	Location	Contracted RAP (R$ million)[1]	Estimated Aneel Capex (R$ million)
1	Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo and Espírito Santo	281.0	2,933.6
Total		**281.0**	**2,933.6**

[1] Value as of June 2026.

Projects under Development

Projects under development are in the pipeline and at a feasibility studies stage, and awaiting adequate commercial conditions and evidence of future pricing for investments.

Plants	Source	Location	Installed Capacity (MW)	
			Total	Company's Share
Santo Agostinho Solar Complex	Solar	Lajes and Pedro Avelino (RN)	509.0	509.0
Santo Agostinho Wind Complex - Phase II	Wind	Lajes and Pedro Avelino (RN)	279.0	279.0
Umburanas Wind Complex – Phase II	Wind	Umburanas (BA)	250.0	250.0
Campo Largo III Wind Complex	Wind	Umburanas and Sento Sé (BA)	250.0	250.0
Alvorada Solar Complex	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	100.0	100.0
Total			**1,388.0**	**1,388.0**

Besides the abovementioned projects, the Company is also examining opportunities in areas with high energy potential, as well as partnerships which could accelerate the development in line with the process of energy transition of ENGIE Group.

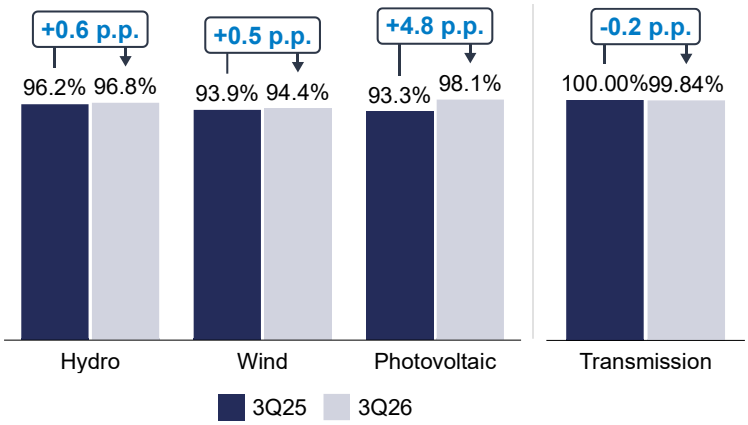
Operating Development

Energy Generating Park and Transmission Lines Uptime

In 3Q26, the hydropower plants operated by ENGIE Brasil Energia, recorded **an internal uptime rate of 96.8%, (including forced and programmed stoppages)**, an increase of 0.6 p.p. compared to the same quarter of the previous year, when it reached 96.2% (including the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão hydroelectric plants, acquired in 3Q25). This variation is due in large part to the acquisition on power plants and the preventive maintenance conducted on the Cana Brava and São Salvador hydropower plants during 3Q25.

As to the **wind plants, the 3Q26 internal energy uptime rate was 94.4%,** 0.5 p.p. greater than the 93.9% in 3Q25. This result reflects the operational rollout of the Serra do Assuruá Wind Complex as well as its high degree of operational uptime.

| Uptime Operating | Considering Scheduled and Forced Shutdowns



Regarding the **photovoltaic plants** the uptime rate was **98.1% in 3Q26**, an increase of 4.8 p.p. compared to 93.3% recorded in 3Q25. This result is a consequence of the implementation of initiatives for increasing operational reliability.

In the case of the **transmission assets** Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real, Graúna and Asa Branca, ENGIE Brasil Energia continues to register high operational performance with a **total uptime rate of 99.84% in 3Q26** and **99.93% in the 9M26.** Indicators were 0.16 p.p. and 0.05 p.p. lower than those reported for 3Q25 and 9M25, respectively, reflecting scheduled maintenance work undertaken in August 2026 on the Serra Pelada – Miracema C1 and C2 transmission lines, components of the Novo Estado project, and in conformity with Minimum Maintenance Requirements. The purpose of these interventions is to ensure reliability and a high degree of long-term operational uptime of the assets.

Energy Generation

In the **third quarter of 2026**, electricity generation at plants operated by ENGIE Brasil Energia totaled **14,569 GWh** (6,598 average MW), a result 7.0% higher than production in the 3Q25.

Out of the total generated, the **hydropower plants** accounted for **11,216 GWh** (5,080 average MW) while **complementary power plants** responded for **3,353 GWh** (1,518 average MW). These results represent an increase of 11.4% in generation from hydro power plants and a reduction of 5.4% in complementary power plants, compared to 3Q25.

The year-on-year increase in third quarter of 2026 **hydropower generation** was largely due to the more favorable hydrological conditions, characterized by the increase in river flows following improved rainfall frequency combined with a greater need for hydropower dispatch to meet demand from the National Interconnected System (SIN).

In this context, a combination of greater hydric availability with increased hydropower allocation to the system particularly benefited the Cachoeira Caldeirão and Santo Antônio do Jari plants which were notable for their greater share in overall generation during the course of the quarter.

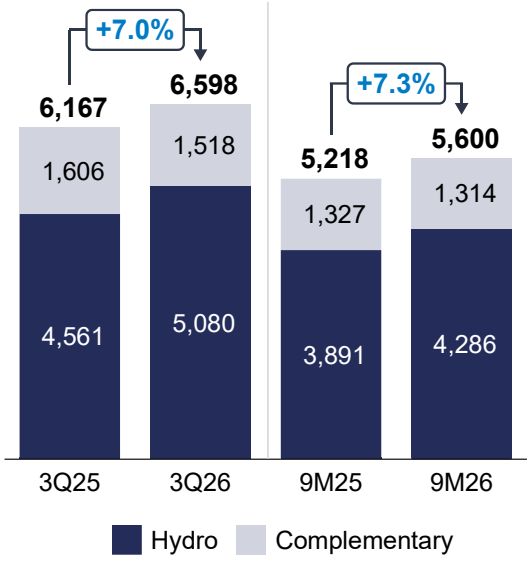
In relation to hydrometeorological conditions, the third quarter 2026 was more favorable than for the same period in 2025, especially the Southern Region where natural river flows exceeded those of the preceding year, contributing to an increase in generation output from the Company's hydropower plants.

However, the reduction of generation from the **complementary plants** in 3Q26 was impacted by the performance of wind plants where production totaled 2,598 GWh (1,176 average MW), volume 9.0% lower than the third quarter 2025. In contrast, the solar plants generated 636 GWh (288 average MW) in the period, an increase of 13.8% compared to 3Q25.

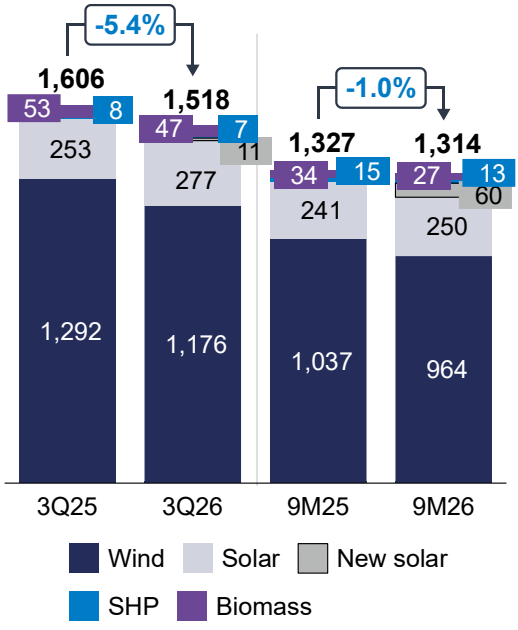
Wind plant operations suffered from generation restrictions (curtailment), this notably applying to the Santo Agostinho and Serra do Assuruá wind complexes where there was a decline in generation of 30.4% and 9.4%, respectively compared to 3Q25. On the other hand, solar plant performance benefited from the start-up of full commercial operations at the Assú Sol Photovoltaic Complex, contributing with 297 GWh (135 average MW) to overall generation in the period.

Also worth remembering that the decrease in the Company's hydropower generation does not necessarily cause deterioration in economic-financial performance. Similarly, an increase in this type of

| Generation | Avg MW



| Generation by Complementary Source | Avg MW



generation does not necessarily imply a growth in economic-financial performance. This is due to the application of the Energy Reallocation Mechanism (MRE), where the inherent hydrological risks of hydropower generation are shared proportionally among MRE participants.

Curtailment

According to the National Electric System Operator's (ONS), there are three main categories of curtailment: **Energetic** (when it is impossible to allocate generation to the load), **Electrical Reliability** (due to reasons related to the electrical reliability of equipment external to the plants) and **External Unavailability** (caused by unavailability of facilities external to the plants). Law 15,269, promulgated in November 2025, establishes a compensation system for generation cuts in the case of Electrical Reliability and External Unavailability as from September 01, 2023 to November 2025, based on the regulations of the Law.

On October 6, 2026, Public Consultation 45/2019 concluded, resulting in Normative Resolution 1,170/2026, which established new criteria for the allocation of curtailment and the sharing of its financial impacts. The new framework stipulates that energetic and electrical curtailments are to be shared based on potential generation, with electrical curtailments also taking into account the topology and location of the generation within the system. Furthermore, hydroelectric plants with Turbinable Spilled Energy (EVT) will be gradually incorporated into the apportionment of energy curtailments between the 2028 and 2031 cycles, with their participation increasing by 25% per year.

The following presents an analysis of the data released by the ONS regarding the curtailment of the wind and solar power plants operated by ENGIE Brasil Energia:

% Curtailment by source

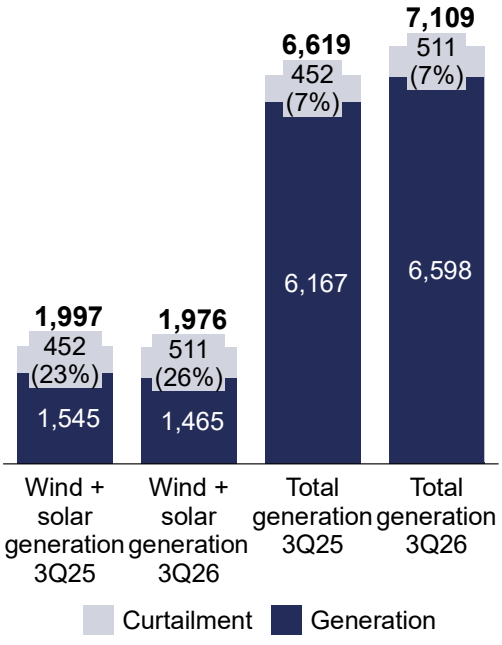
	3Q26			3Q25		
	Wind	Solar	Total	Wind	Solar	Total
Curtailment ENGIE Brasil Energia	22%	36%	26%	19%	37%	23%
Curtailment SIN	24%	31%	26%	20%	37%	23%

% Curtailment by asset

Wind power plants	Commercial capacity (avgMW)	3Q26 (%)	3Q25 (%)
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) and Umburanas (BA)	572.3	12%	17%

Solar power plants	Commercial capacity (avgMW)	3Q26 (%)	3Q25 (%)
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 over 3Q26 Generation | Average MW

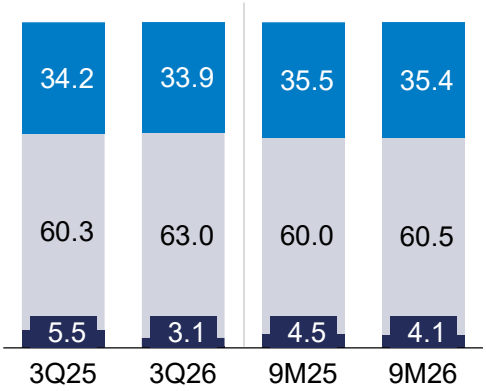


Source: In-house study by ENGIE Brasil Energia based on assumptions published by the ONS and subject to updates.

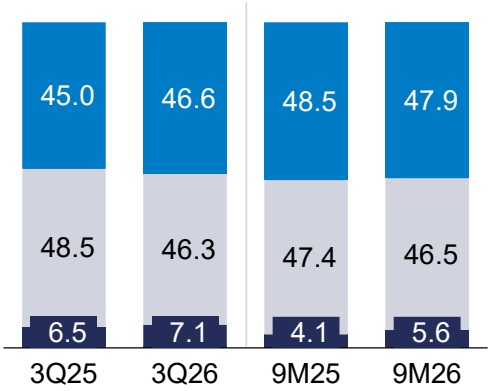
Electric Energy Sales Portfolio

We show below the participation of the Company's customers (with the exception of CCEE and other revenues) in total physical sales and in the total of Net Operating Revenue (NOR) of the generation segment.

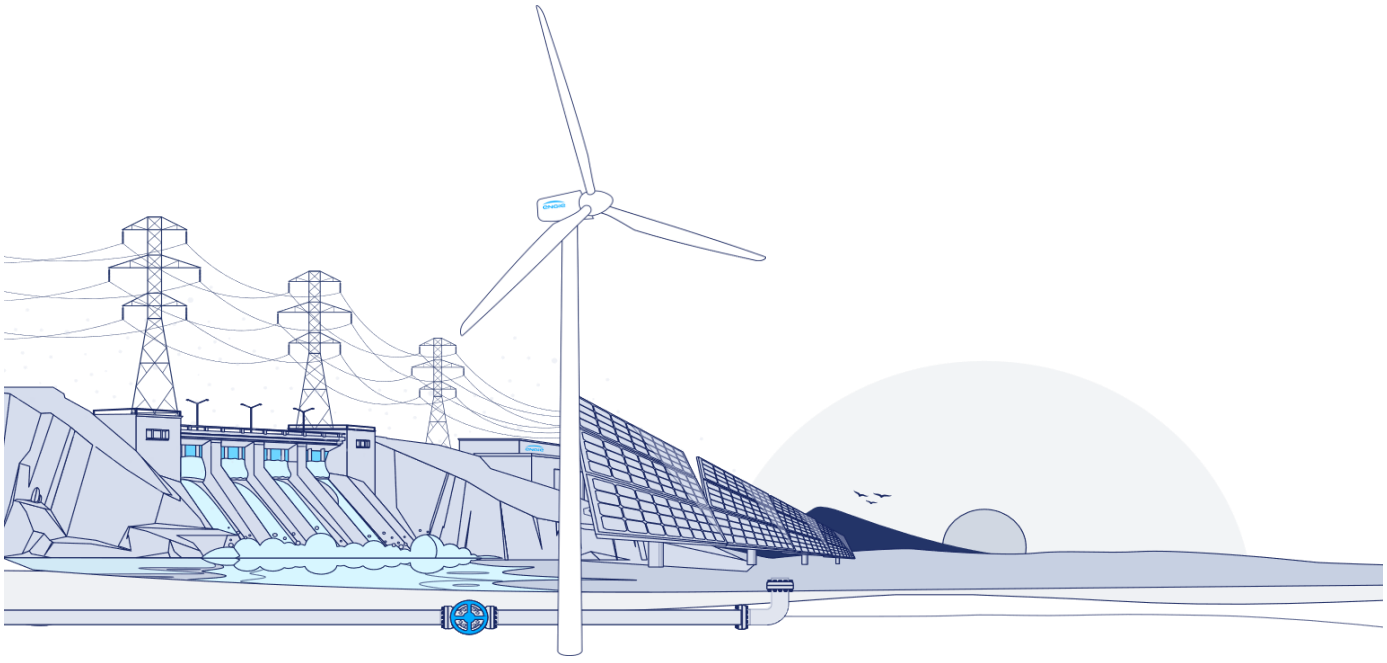
Breakdown of Customers by Physical Sales (%)



Breakdown of Customers in Contracted Sales Comprising NOR of the Generation Segment (%)



Distribution Companies | Free Customers and Trading Companies | Trading Operations



Commercialization Strategy of Electric Energy

The Company pursues a commercial strategy of gradual sales of future energy availability for any given year as a means of mitigating the risk of exposure to spot prices (Price for Settlement of Differences — PLD) for that particular year. Electric energy sales are made during windows of opportunity that open when the market shows greater buying propensity. ENGIE Brasil Energia's energy balance based on proprietary commercial capacity and power purchasing agreements outstanding as of **September 30, 2026,** is as follows:

Energy Balance

	(in average MW)	2026	2027	2028	2029	2030	In R$/MWh			
	Own Resources	5,138	5,171	5,169	5,170	5,135	Auction Gross Price	Reference Date	Adjusted Gross Price	Price Net of PIS/ Cofins/P&D
+	Purchases for Resale	928	676	470	262	272				
=	**Total Resources (A)**	**6,066**	**5,847**	**5,639**	**5,432**	**5,407**				
	Government Auction Sales[1]	2,178	2,347	2,433	2,249	2,163				
	2005-NE-2010-30	200	200	200	200	200	115.1	Dec-05	343.9	309.0
	2006-NE-2009-30	493	493	493	493	493	128.4	Jun-06	377.7	339.4
	2006-NE-2011-30	148	148	148	148	148	135.0	Nov-06	393.9	353.9
	2007-NE-2012-30	256	256	256	256	256	126.6	Oct-07	354.3	318.3
	Proinfa	19	19	19	19	19	147.8	Jun-04	407.4	392.5
	2014-NE-2019-25	10	10	10	10	10	206.2	Nov-14	391.5	377.2
	2014-NE-2019-20	82	82	82	82	82	139.3	Nov-14	256.0	232.3
	2015-NE-2018-20	46	46	46	46	46	188.5	Aug-15	320.9	291.2
	8th Reserve Energy Auction (Assú V/Floresta/ Paracatu/Juazeiro/Sol do Futuro)	119	119	119	119	119	298.2	Nov-15	493.5	447.9
	7th Reserve Energy Auction (São Pedro)	15	15	15	15	15	301.8	Nov-15	538.2	488.4
	2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	136.4	Nov-14	256.5	232.8
	2017-EN-2021-20 (Sertão Solar)	27	27	27	27	27	189.5	Nov-14	218.1	197.9
	2024-EE-2025-2	15	-	-	-	-	162.6	-	162.6	147.6
	2012-EN-2017-30	151	151	151	151	151	95.3	Dec-12	192.5	174.7
	2010-EN-2015-30	190	190	190	190	190	104.0	Dec-10	246.2	223.4
	2025-EE-2027-3	-	184	270	86	-	207.7	Nov-25	207.7	188.5
	Government Auction - Quotas regime									
	2018 - Quotas (UHJA) - 2018-30	227	227	227	227	227	-	Jul-17	232.5	221.8
	2018 - Quotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	-	Jul-17	263.4	251.2
+	Bilateral Sales	3,340	2,730	2,092	1,341	1,214				
=	**Total Sales (B)**	**5,518**	**5,077**	**4,525**	**3,590**	**3,377**				
-	**Commercial hedge**	**548**	**572**	**572**	**572**	**572**				
	Balance (A - B - hedge)	**-**	**198**	**542**	**1,270**	**1,458**				
	Sales average **net** price (R$/MWh) [2, 3]:	241.7	235.0	240.9						
	Purchases average **net** price (R$/MWh) [4]:	214.8	208.5	185.4						

1 XXXX-YY-WWW-ZZ, where:
XXXX ➔ year of auction
YY ➔ EE = existing energy or NE = new energy
WWWW ➔ year of delivery start
ZZ ➔ supply contract duration (in years)

2 Sales price, including trading operations, is net of ICMS and taxes over revenue (PIS/Cofins, R&D), i.e. future inflation is not considered.

3 Disregarding sales for quota regime (Jaguara and Miranda HPPs).

4 Purchase net prices, considering trading operations and benefits from PIS/Cofins credits, i.e. future inflation is not considered.

Notes:

- The balance refers to the settlement point (net of losses of internal consumption of the plant).

- The average prices are considered simply estimates and are based on financial planning revisions, not capturing volume changes, which are updated quarterly.

Economic-Financial Performance

| Results by segment – 3Q26 X 3Q25 | R$ million

	Electric energy				
	Generation[1]	Transmission	Trading	Gas transportation	Consolidated
3Q26					
Net operating revenue	2,754	741	175	-	3,670
Operational costs	(1,545)	(501)	(165)	-	(2,211)
Gross income	**1,209**	**240**	**10**	**-**	**1,459**
Selling, general and administrative expenses	(107)	(6)	(2)	-	(115)
Other operating (expenses) revenues, net	(1)	1	-	-	-
Equity income	35	-	-	144	179
Income (loss) before financial results and taxes	**1,136**	**235**	**8**	**144**	**1,523**
3Q25					
Net operating revenue	2,549	643	151	-	3,343
Operational costs	(1,319)	(378)	(149)	-	(1,846)
Gross income (loss)	**1,230**	**265**	**2**	**-**	**1,497**
Selling, general and administrative expenses	(133)	(5)	(3)	-	(141)
Other operating expenses, net	(6)	-	-	-	(6)
Disposal of subsidiary	11	-	-	-	11
Equity income	-	-	-	166	166
Income (loss) before financial results and taxes	**1,102**	**260**	**(1)**	**166**	**1,527**
Change					
Net operating revenue	205	98	24	-	327
Operational costs	(226)	(123)	(16)	-	(365)
Gross income	**(21)**	**(25)**	**8**	**-**	**(38)**
Selling, general and administrative expenses	26	(1)	1	-	26
Other operating revenues, net	5	1	-	-	6
Disposal of subsidiary	(11)	-	-	-	(11)
Equity income	35	-	-	(22)	13
Income (loss) before financial results and taxes	**34**	**(25)**	**9**	**(22)**	**(4)**

[1] Generation and sale of electric energy from the Company's portfolio ("Generation").

The Company's financial result is not allocated by segment since Management administers the cash flow on a consolidated and corporate basis.

Net Operating Revenue

| Operating revenue by segment – 3Q26 X 3Q25 | R$ million

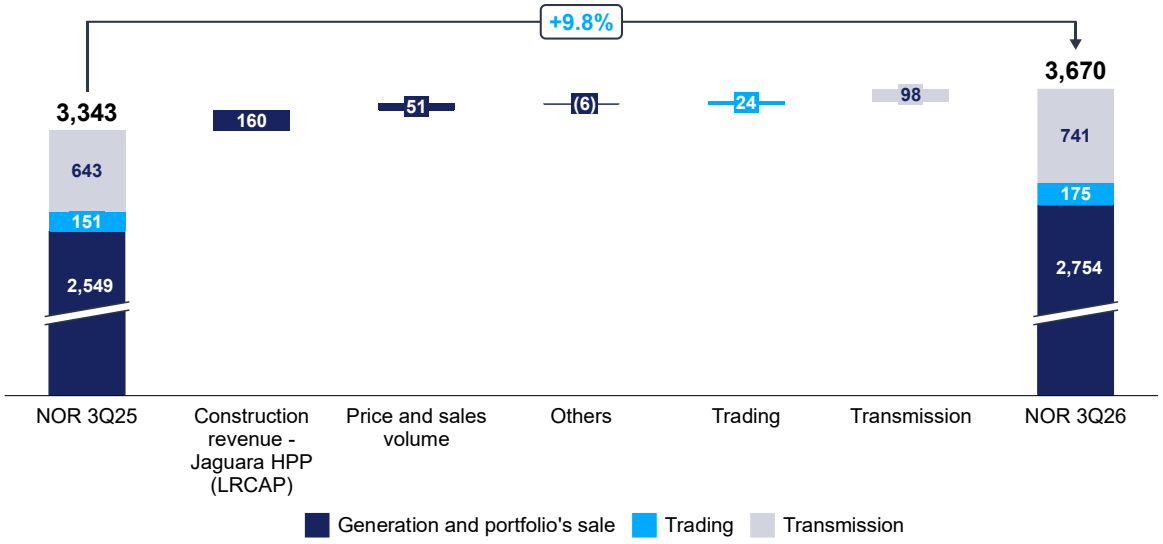
	Electric Energy			
	Generation	Transmission	Trading	Consolidated
3Q26				
Regulated contracting environment[1]	1,120	-	-	1,120
Free contracting environment[2]	1,112	-	-	1,112
Construction revenue	160	501	-	661
Remuneration of concession assets	100	211	-	311
Transactions in the short-term energy market	198	-	-	198
Energy trading operations	-	-	169	169
Service rendered revenue	45	29	-	74
Indemnifications	9	-	-	9
Unrealized gains on trading operations	-	-	6	6
Other revenues	10	-	-	10
Net operating revenue	**2,754**	**741**	**175**	**3,670**
3Q25				
Regulated contracting environment	1,049	-	-	1,049
Free contracting environment	1,132	-	-	1,132
Construction revenue	-	386	-	386
Remuneration of concession assets	114	235	-	349
Transactions in the short-term energy market	203	-	-	203
Energy trading operations	-	-	151	151
Service rendered revenue	42	22	-	64
Indemnifications	3	-	-	3
Other revenues	6	-	-	6
Net operating revenue	**2,549**	**643**	**151**	**3,343**
Change				
Regulated contracting environment	71	-	-	71
Free contracting environment	(20)	-	-	(20)
Construction revenue	160	115	-	275
Remuneration of concession assets	(14)	(24)	-	(38)
Transactions in the short-term energy market	(5)	-	-	(5)
Energy trading operations	-	-	18	18
Service rendered revenue	3	7	-	10
Indemnifications	6	-	-	6
Unrealized gains on trading operations	-	-	6	6
Other revenues	4	-	-	4
Net operating revenue	**205**	**98**	**24**	**327**

[1] Distribution companies.
[2] Free consumers and trading companies.

Net operating revenue in 3Q26 increased by 9.8% (R$ 327 million) compared with 3Q25, rising from R$ 3,343 million to **R$ 3,670 million**.

This increase was largely the result of the following factors: (i) growth of R$ 205 million (8.0%) in net operating revenue from energy generation and sales of the portfolio; (ii) a R$ 98 million (15.2%) increase from the transmission segment; and (iii) an increase of R$ 24 million (15.9%) in the trading segment. More details on the transmission and trading segments are to be found below under the specific headings.

| Net Operating Revenue Change by Segment | R$ million



Comments on Variation in Net Operating Revenue

Generation and Sales of Energy from the Portfolio

Net Average Selling Price and Sales Volume

The average selling price of energy, net of charges on revenue and trading operations, was **R$ 201.77/MWh in 3Q26. This amount was 4.7% below** 3Q25 when average prices were R$ 211.61/MWh.

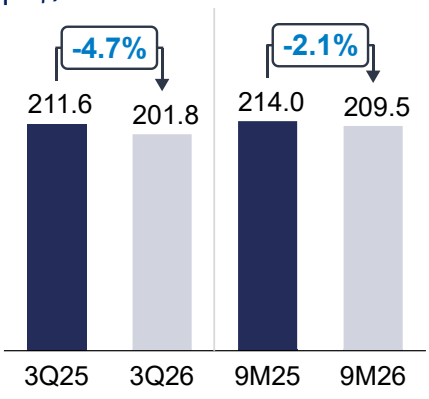
Both 2025 and 2026 were characterized by reimbursements covering shortfalls in the delivery of wind and solar energy required under agreements realized with distributors through the medium of the regulated contractual environment. Discounting the impact of reimbursements in the respective third quarters of successive years, the average selling price declined from R$ 219.73/MWh in 3Q25 to **R$ 204.66/MWh in 3Q26, 6.9% lower.**

The price reduction between the periods under analysis was substantially due to (i) the sale of long-term agreements at a period when prices were lower due to the hydrological scenario and the increased supply of energy from renewable sources; (ii) the inclusion in the portfolio of contracts linked to the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão hydropower plants following their acquisition by the Company; (iii) the maturing of a significant energy distribution agreement at higher than average prices; but partially offset by (iv) monetary restatement applied to existing long-term agreements.

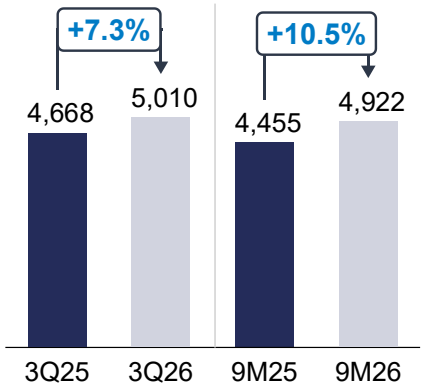
Energy volumes sold under agreements, net of trading operations, rose from 10,308 GWh (4,668 average MW) in 3Q25 to **11,062 GWh (5,010 average MW) in 3Q26**, growth of 754 GWh (342 average MW), or 7.3%, year-on-year.

The increase in energy volume sold during the quarter was largely due to additional sales volume to the distributors, a reflection of the acquisition of the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão hydro plants. There was also an increase in sales through the intermediary of the free market environment, given the growth in proprietary installed capacity between the periods under review, a reflection of the completion of the startup process to reach full commercial operations at the Serra do Assuruá Wind Complex in the second half of 2025 and the Assú Sol Photovoltaic Complex likewise in the first half of 2026.

| Net Average Selling Price[1] | R$/MWh



| Sales Volume[2] | Avg MW



[1] Net of sale taxes and trading operations.
[2] Net of trading operations.

The variation in sales volumes and average selling prices in combination resulted in an increase of R$ 51 million in the Company's net operating revenue in the quarter.

Energy Transactions

Regulated Contracting Environment:

Revenues from sales to the distribution companies amounted to R$ 1,120 million in 3Q26, R$ 71 million (6.8%) greater than R$ 1,049 million reported in 3Q25. The positive variation was due to a combination of the following effects: (i) R$ 40 million due to an increase of 139 GWh (63 average MW) in sales volume; and (ii) R$ 31 million reflecting the increase of 2.9% in net average selling price.

The year-on-year increase in sales volume was mainly due to energy commercialized by the hydropower plants acquired in August 2025, namely the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão plants, and by the seasonal weighting of sales. The increase in the net average selling price between the quarters under review, was driven principally by (i) the monetary restatement of selling prices in the respective quarters; and attenuated (ii) by the inclusion in the portfolio of agreements linked to the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão plants following their acquisition.

Free Contracting Environment:

Revenues from sales to free consumers and trading companies fell R$ 20 million (1.8%) from R$ 1,132 million in 3Q25 to **R$ 1,112 million in 3Q26**. The variation is the result of a 10.1% decrease in net average selling price (R$ 115 million), partially attenuated by the increase of 615 GWh (279 average MW) in energy sales volume (R$ 95 million).

The reduction in net average selling price was in the main due to the sale of long-term contracts at a point in time when prices were lower due to hydrological conditions as well as increased energy from renewable sources; but ameliorated by monetary restatement of existing long-term contracts. Conversely, the variation in volumes of energy sold is due largely to the entry into operations of the Serra do Assuruá Wind Complex and the Assú Sol Photovoltaic Complex, increasing available energy in the Company's portfolio.

Construction Revenue

The construction revenue booked to the generation segment reflects investments made in the modernization of the generator units and extending the useful life of the Jaguara Hydropower Plant. The investments applied relate to commitments assumed under the Reserve Capacity Auction, the related agreement of which provides for the offtake of power as from August 2030. Costs realized under the project are booked as construction revenue counterbalanced against the contractual asset account. In 3Q26, a total of R$ 160 million was booked as construction revenue and R$ 144 million as construction costs.

Concession Assets Remuneration

The remuneration of concession assets is derived from two sources. The first relates to the remuneration of financial assets associated with the Jaguara and Miranda hydroelectric power plants, which represent the present value of future cash flows from the portion of energy allocated to the Regulated Contracting Environment (ACR)—corresponding to 70% of the physical guarantee of these plants. These assets are remunerated based on an internal rate of return (IRR) and monetary adjustment linked to fluctuations in the Extended National Consumer Price Index (IPCA).

The second source relates to the remuneration of a contract asset associated with the sale of additional capacity from the Jaguara Hydropower Plant; this is recognized based on interest and monetary adjustments applied to the contract asset established during the construction phase. In March 2026, the Company—through its direct subsidiary, Companhia Energética Jaguara—won the Capacity Reserve Auction (in the form of power capacity) No. 02/2026, held by Aneel, for the Hydroelectric Power Capacity 2030 product. Under this agreement, a commitment was made to sell 195.78 MW of capacity for a 15-year term, with supply beginning on August 1, 2030. This secures an annual fixed revenue of R$ 270.4 million—adjusted annually by the IPCA—in exchange for the implementation, operation, and maintenance of the power plant, specifically the contracted generating units.

The remuneration of concession assets totaled R$ 100 million in 3Q26, compared to R$ 114 million in 3Q25, representing **a decrease of R$ 14 million (12.3%).** Of this amount, R$ 96 million relates to the remuneration of financial assets linked to the sale of energy destined for the ACR, while R$ 4 million corresponds to the remuneration of the contract asset related to the sale of additional capacity from the Jaguara Hydroelectric Power Plant—an amount based on interest and monetary adjustments applied to the contract asset established during the construction phase.

The decrease observed during the period is primarily due to a smaller variation in the IPCA index between the quarters being compared. This was partially offset by the recognition of remuneration associated with the contract asset for the sale of additional capacity, as well as the commencement of investments aimed at modernizing the generating units and extending the operational life of the Jaguara Hydroelectric Power Plant.

Transactions in the Short-term Energy Market

In 3Q26, revenues reported from the short-term market were **R$ 198 million**, while in 3Q25 these same revenues were R$ 203 million, representing a **decline of R$ 5 million** year-on-year. Further information regarding these transactions and variation can be found under the heading “Details of short-term operations”.



Trairi Wind Complex

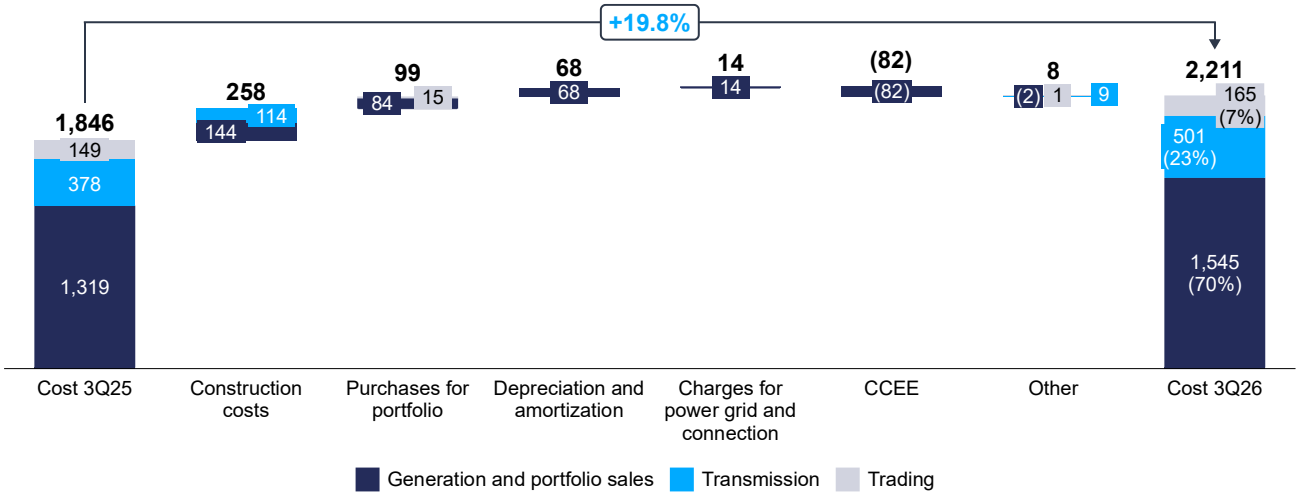
Operational Costs

| Costs by segment – 3Q26 x 3Q25 | R$ million

	Electric Energy			
	Generation	Transmission	Trading	Consolidated
3Q26				
Construction costs	144	458	-	602
Electric power purchases	387	-	165	552
Depreciation and amortization	410	3	-	413
Charges for the use of power grid and connection	222	-	-	222
Materials and third-party services	140	15	-	155
Personnel	79	8	-	87
Transactions in the short-term market	55	-	-	55
Royalties	52	-	-	52
Insurance	42	1	-	43
Other operational costs, net	14	16	-	30
Operational costs	**1,545**	**501**	**165**	**2,211**
3Q25				
Construction costs	-	344	-	344
Electric power purchases	303	-	150	453
Depreciation and amortization	342	3	-	345
Charges for the use of power grid and connection	208	-	-	208
Materials and third-party services	138	12	-	150
Personnel	70	4	-	74
Transactions in the short-term market	137	-	-	137
Royalties	53	-	-	53
Insurance	43	1	-	44
Unrealized losses on trading operations	-	-	(1)	(1)
Hydrological risk renegotiation	(9)	-	-	(9)
Other operational costs, net	34	14	-	48
Operational costs	**1,319**	**378**	**149**	**1,846**
Change				
Construction costs	144	114	-	258
Electric power purchases	84	-	15	99
Depreciation and amortization	68	-	-	68
Charges for the use of power grid and connection	14	-	-	14
Materials and third-party services	2	3	-	5
Personnel	9	4	-	13
Transactions in the short-term market	(82)	-	-	(82)
Royalties	(1)	-	-	(1)
Insurance	(1)	-	-	(1)
Unrealized losses on trading operations	-	-	1	1
Hydrological risk renegotiation	9	-	-	9
Other operational costs, net	(20)	2	-	(18)
Operational costs	**226**	**123**	**16**	**365**

Operational costs reported an increase of R$ 365 million (19.8%) between the compared quarters, rising from R$ 1,846 million in 3Q25 to **R$ 2,211 million in 3Q26**. This variation was a reflection by and large of the following: combination of factors: (i) an increase of R$ 226 million (17.1%) in the costs of the energy generation and sales from the Company's portfolio segment; (ii) an increase of R$ 123 million of costs in the transmission segment (32.5%); and (iii) an increase of R$ 16 million (10.7%) in the costs of energy trading operations.

| Operational Costs Change | R$ million



The change in the energy generation and sales from the portfolio segment is essentially due to the movement of the main components as follows:

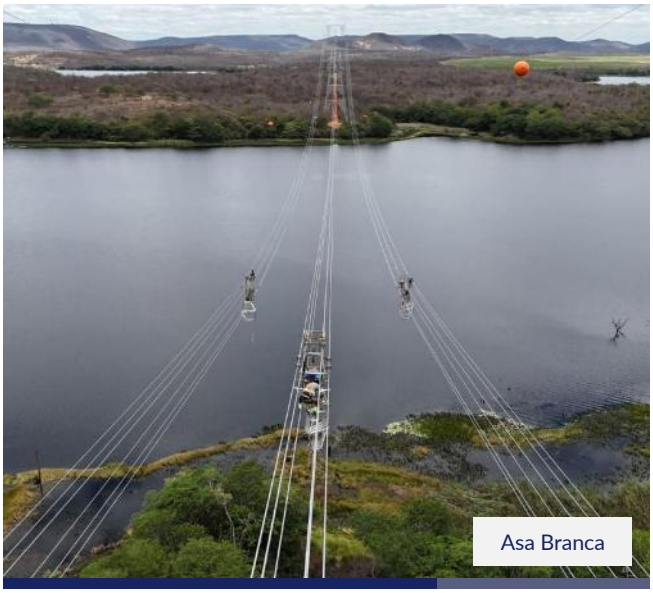
Comments on Variations in Operational Costs

Generation and Energy Sales from the Portfolio Segment

- **Construction costs:** construction costs booked in the generation and trading of energy from the portfolio segment mainly reflect investments dedicated to the modernization of generator units and extending the useful life of the Jaguara Hydropower Plant. Resources applied are related to commitments assumed under the Reserve Capacity Auction, whereby the related agreement provides for delivery of energy generated as of August 2030. Costs incurred with the project are booked as construction costs while the corresponding construction revenue includes these costs plus the construction margin counterbalanced by the contractual asset. In 3Q26, R$ 144 million was booked as construction costs and R$ 160 million as construction revenue.
- **Energy purchases:** between 3Q25 and 3Q26, there was an increase of R$ 84 million (27.7%) in energy purchases, by and large driven by the combination of the 621 GWh (281 average MW) growth in energy purchased (R$ 89 million) but partially offset by the reduction of 1.4% in the net average purchasing price of energy with an impact of R$ 5 million. Volume growth is due to the increase in purchases for the Company's portfolio management. Conversely, the variation in average purchasing price reflects largely the decline in monthly closing prices, in turn, reflecting the fall in average PLD between compared quarters, an effect which is partially offset by the monetary restatement of existing long-term agreements.
- **Depreciation and amortization:** a year-on-year increase of R$ 68 million (19.9%). The variation stems from (i) the startup in commercial operations at the Serra do Assuruá Wind and the Assú Sol Photovoltaic complexes, concluded over the course of 2025 and 2026, respectively; and (ii) additional depreciation of the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão assets recently acquired.
- **Transactions in the short-term energy market:** costs associated with these transactions were down year-on-year by R$ 82 million (59.9%). Further explanations on these operations and with respect to the variation is to be found under the heading "Details of short-term operations".
- **Charges for the use of the electric grid and connections:** an increase of R$ 14 million (6.7%) between compared quarters, the result mainly of (i) the entry into full commercial operations of the Serra do Assuruá and Assú Sol complexes; (ii) the acquisition of the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão subsidiaries; and (iii) the annual readjustment in transmission and distribution tariffs.

Other costs related to this segment revealed no significant variations between the quarters under analysis.

Operational Result from the Energy Transmission Segment


Asa Branca

The Company has primary responsibility for the construction and installation of infrastructure pertaining to the Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real, Asa Branca and Graúna transmission systems and is exposed to the risks and benefits of these constructions. Consequently, based on prevailing accounting practices, the Company books revenue over the course of the implementation of the transmission infrastructure for an amount corresponding to the construction costs plus a gross margin on the construction services provided. Expenditures incurred in the construction are recognized in the cost of the transmission infrastructure. The Annual Allowed Revenue (RAP) is received once the transmission system goes into commercial operations. Thus, only resources generated from operational activities are received from then onwards. The Gralha Azul and Novo Estado transmission systems went into full commercial operations on February 19 and 27, 2023, respectively. On July 8, 2024, the Company finalized the implementation of the Gavião Real Transmissora de Energia project with its complete energization as incorporated in the Delivery and Acceptance Certificate (TLD) issued by the National System Operator (ONS) on July 12, 2024. On July 18, 2025, the Company took over the operation of the brownfield stretch of the Graúna Transmission System, corresponding to approximately 5% of the project's total RAP. Additionally, on November 26, 2025, the Company received authorization from the ONS to begin commercial operations on the Morro do Chapéu II – Poções III stretch pertaining to the Asa Branca Transmission System and representing 33% of the project's RAP.

The Company's energy transmission segment recorded a positive gross result of R$ 240 million in 3Q26, a reduction of R$ 25 million (9.4%) compared to the same quarter in 2025 when this item posted R$ 265 million. Variation stems largely from (i) the decrease of R$ 24 million (10.2%) in remuneration of the concession assets, in turn reflecting a reduction in inflation indices year-on-year; (ii) a R$ 2 million decrease in the net O&M result; and offset (iii) by the positive effect of R$ 1 million (0.9%) in the variation of the net result between construction revenues and costs (an increase of R$ 115 million and R$ 114 million, respectively).

RAP value, net of PIS and Cofins taxes, received in 3Q26, was R$ 244 million, (R$ 203 million in 3Q25), being R$ 215 million (R$ 181 million in 3Q25) corresponding to the amortization of the contractual asset, booked as a contra entry to the contractual asset, and R$ 29 million (R$ 22 million in 3Q25) relative to revenue from O&M services rendered.

Below is the composition of the regulatory transmission Ebitda:

(in R$ million)	3Q26	3Q25	Change
RAP, net of PIS and Cofins	244	203	41
Operational costs	(40)	(31)	(9)
Selling, general and administrative expenses	(6)	(5)	(1)
Other operational revenues, net	1	-	1
Regulatory transmission Ebitda	**199**	**167**	**32**

Operational Result of the Energy Trading Segment

The Company operates in the physical energy trading market to leverage results from energy price variations within pre-set limits of risk. Energy trading operations are transacted in an active market and for accounting purposes are defined as financial instruments according to their fair value. This is principally due to the absence of any commitment to match purchase and sale operations, flexibility being permitted to manage the contracts and obtain results through price variations in the market.

The gross result between quarters under review posted a positive variation of R$ 8 million, driven by (i) the increase of R$ 5 million from mark-to-market of transactions for future supply between the comparable periods — namely the difference between contracted prices and those of the market; and (ii) by the positive impact of R$ 3 million from energy trading operations.

Details of Short-Term Operations

Short-term operations are classified as energy purchase or sale operations, the principal objective being the management of the Company's exposure on the CCEE. Consequently, the price of these operations is characterized by the linkage with the Price for Settlement of Differences (PLD). This item also includes the transactions conducted through the CCEE, given their volatile and seasonal nature, therefore, short-term, of the results originating from accounting movement in the CCEE. Additionally, the long and short positions are settled at the PLD, thus, similar to the short-term operations described above.

In relation to the transactions conducted through the CCEE, the various monthly credit or debit entries to the account of a Board agent are summarized in a single billing as a receivable or a payable. This therefore requires an entry to either an income or an expense item. In this context, it is worth pointing out that due to adjustments in the Company's portfolio management strategy, changes have been taking place in the profile of the mentioned billings. Such fluctuations complicate the direct comparison of the elements comprising each billing for the periods being analyzed - the reason for including this specific topic. The strategy allows us to analyze the fluctuations of the principal elements involved in spite of allocation being either to an income or expenses account according to the credit or debit nature of the billing to which they relate.

Generically, these elements are revenues or expenses arising, for example, (i) from the application of the Energy Reallocation Mechanism (MRE); (ii) from the Generation Scaling Factor (GSF), triggered when generation of plants, part of the MRE, is smaller or greater (Secondary Energy) than the allocated energy; (iii) from the so-called "submarket risk"; (iv) dispatch driven by the Risk Aversion Curve (CAR); (v) the application of System Service Charges (ESS), resulting in dispatch which diverges from the thermal plants order of merit; and (vi) naturally, exposure (a short or long position in the monthly accounting) and settled at the PLD.

| Net Result of Short-term Operations | R$ million

	Generation
3Q26	
Net operating revenue	198
Operational costs	(55)
Net result	**143**
3Q25	
Net operating revenue	203
Operational costs	(137)
Net result	**66**
Change	
Net operating revenue	(5)
Operational costs	82
Net result	**77**

In 3Q26 and 3Q25, **net results** (the difference between revenues and costs — less taxes) from short-term transactions — in particular those conducted through the intermediary of the CCEE — **were positive at R$ 143 million** and R$ 66 million, respectively. The amount represents an **increase of R$ 77 million between compared periods,** originating from the result of the transactions in the energy generation and sales from the portfolio segment.

These variations were primarily a consequence of the combination of the following factors: (i) the positive impact of an increase in the MRE (Energy Reallocation Mechanism) Adjustment Factor (GSF) in view of the allocation of a physical guarantee and generation from participating plants (the average of the GSF increased from 64.9% in 3Q25 to 77.1% in 3Q26); (ii) the effects of the positive variation in month-end closing operations, rebookings and adjustments between the quarters under analysis; (iii) the positive effect on the MRE by virtue of greater hydropower generation relative to the preceding year; partially offset by (iv) decrease in revenue from free energy, primarily due to a reduction in the average PLD (spot price) between the periods.

In December 2025, Aneel established maximum and minimum PLD limits for 2026 at R$ 785.27/MWh and R$ 57.31/MWh, respectively. The following table shows average PLD values for the submarkets in which the Company operates, in MWh.

Average PLD in R$/MWh	3Q26	3Q25	Change
South	129.05	253.06	(49.0%)
Southeast/Center-West	129.76	252.51	(48.6%)
Northeast	128.48	240.03	(46.5%)
North	129.17	251.07	(48.6%)

Selling, general and administrative expenses

The Company recorded a reduction in selling, general and administrative expenses of R$ 26 million (18.4%) between 3Q26 and 3Q25. The changes in the respective quarters under analysis were mainly due to the reduction in expenses with consultancies, principally advisory services for the Company with respect to self-production projects and overheads with technology services in different quarters of the compared periods.

Other operational (expenses) revenues, net

The Company reported a positive variation of R$ 6 million between the periods due to the booking in 3Q25 to the generation segment of an expense of R$ 6 million with respect to the writing down of assets pertaining to the Paracatu Photovoltaic Complex due to the technological upgrade in the solar trackers.

Disposal of subsidiary

The Company registered a negative variation of R$ 11 million related to the divestment of a subsidiary, due to the booking in 3Q25 of R$ 11 million in receivables further to the sale agreement for the Pampa Sul Thermoelectric Plant subsidiary, which was finalized in 2023.

Equity Income – Jirau Energia

As from July 17, 2026, the Company booked the first results from Jirau Energia S.A. (Jirau), the concessionaire for the Jirau Hydropower Plant, through the equity income method, following settlement of the transfer by Engie Brasil Energia's parent company, ENGIE Brasil Participações S.A. (EBP) of its 40% stake in the concessionaire in the context of the initial public offering completed on that date. As the Company does not have sole control of Jirau, the results booked reflect its 40% stake in the net income of the investee, the latter thus now contributing to the Company's equity income.

	3Q26		3Q25
Income statement (in R$ million)	**100%**	**Company's share[1]**	**100%**
Net operational revenue	1,014	187	978
Costs of services provides	(235)	(76)	(625)
Gross income	**779**	**111**	**353**
General and administrative expenses	(32)	(10)	(33)
Income before financial results and income taxes	**747**	**101**	**320**
Financial result	(196)	(64)	(196)
Income before taxes	**551**	**37**	**124**
Income tax and social contribution	(153)	(2)	18
Jirau's net income	**398**	**35**	**142**

The reconciliation of Jirau's Ebitda is shown in the following table:

	3Q26		3Q25
Ebitda (in R$ million)	**100%**	**Company's share[1]**	**100%**
Income before financial result and taxes	**747**	**101**	**320**
Depreciation and amortization	213	69	202
Ebitda[2]	**960**	**170**	**522**
Ebitda margin	**94.7%**		**53.4%**

[1] Company's share: a 40% interest applied to the results recorded during the period from July 17 to September 30, 2026.
[2] In accordance with the guidelines established in CVM Resolution No. 156 (RCVM 156) and Circular Letter CVM/SNC/SEP No. 01/2023, of June 23, 2022 and February 13, 2022, respectively.

In the 3Q26, Jirau recognized R$ 438 million resulting from the extension of the plant's concession term—a measure approved by Aneel as compensation for distortions in the allocation of energy to the Regulated Contracting Environment (ACR). This amount pertains to reimbursements for periods prior to the Company's entry into the investment and, therefore, is attributable to the previous shareholders. Consequently, this effect was not included in the equity-accounted earnings recognized by the Company. Furthermore, Jirau's equity income was recognized in proportion to the period during which the stake was held in the quarter.

In 3Q26, the equity income result, attributed to the Company, was R$ 35 million, a consequence of the following factors: (i) R$ 170 million with respect to the Ebitda; attenuated by (ii) R$ 69 million of depreciation and amortization; (iii) R$ 64 million of net financial expenses; and (iv) R$ 2 million with respect to Income Tax and Social Contribution.

| Balance Sheet

Jirau's principal asset and liability groups as of September 30, 2026 and December 31, 2025 were as follows:

Balance Sheet	09/30/2026	12/31/2025
ASSETS		
Currente assets	**2,298**	**1,717**
Cash and cash equivalents	1,623	1,100
Accounts receivable from clients	447	448
Other current assets	228	169
Non-current assets	**17,223**	**16,954**
Restricted deposits	531	502
Other non-current assets	1,086	1,261
Property, plant and equipment	13,932	14,421
Intangible	1,674	770
Total	**19,521**	**18,671**
LIABILITIES AND SHAREHOLDER'S EQUITY		
Current liabilities	**1,393**	**1,237**
Debt instruments	857	792
Other current liabilities	536	445
Non-current liabilities	**8,680**	**8,624**
Debt instruments	7,732	8,174
Other non-current liabilities	948	450
Shareholder's equity	**9,448**	**8,810**
Total	**19,521**	**18,671**

Equity Income – Gas Transportation - TAG

The Company holds a 17.5% direct corporate stake in TAG. TAG's equity income result for the quarters under analysis is composed of the following items:

	3Q26		3Q25	
Income statement (in R$ million)	**100%**	**Company's share**	**100%**	**Company's share**
Net operational revenue	2,115	370	2,305	403
Costs of services provided	(658)	(115)	(590)	(103)
Gross income	**1,457**	**255**	**1,715**	**300**
General and administrative expenses	(62)	(11)	(41)	(7)
Income before financial result and taxes	**1,395**	**244**	**1,674**	**293**
Financial result	(397)	(69)	(532)	(93)
Income before taxes	**998**	**175**	**1,142**	**200**
Income tax and social contribution	(177)	(31)	(194)	(34)
TAG's net income	**821**	**144**	**948**	**166**

The reconciliation of TAG's Ebitda is shown in the following table:

	3Q26		3Q25	
Ebitda (in R$ million)	**100%**	**Company's share**	**100%**	**Company's share**
Income before financial result and taxes	**1,395**	**244**	**1,674**	**293**
Depreciation and amortization	182	32	180	32
Amortization of *mais valia*	150	26	150	26
Ebitda[1]	**1,727**	**302**	**2,004**	**351**
Ebitda Margin	**81.7%**		**86.9%**	

[1] In accordance with the guidelines established in CVM Resolution No. 156 (RCVM 156) and Circular Letter CVM/SNC/SEP No. 01/2023, of June 23, 2022 and February 13, 2022, respectively.

Between 3Q25 and 3Q26, the equity income result fell by R$ 22 million (13.3%) from R$ 166 million to R$ 144 million, respectively, due to the lower net income reported by TAG.

In relation to the reduced results at TAG, the variation was in large part the consequence of (i) the decline in revenue from the Malha Nordeste (Northeast Network) due to a pending decision as to maximum permitted revenue (to be recalculated once the ratification of the tariff review is complete); attenuated by (ii) the positive effect of the net financial result: (ii.i) due to a reduction in interest on debt resulting from a lower outstanding balance; and (ii.ii) by the higher returns on financial investments; and (iii) by a lower outlay of Income Tax and Social Contribution, the result of reduced pre-tax profit.

| Balance Sheet

TAG's principal asset and liability groups as of September 30, 2026 and December 31, 2025 were as follows:

Balance Sheet	09/30/2026	12/31/2025
ASSETS		
Current assets	**3,742**	**2,530**
Cash and cash equivalents	2,300	655
Accounts receivable from clients	1,288	1,706
Derivative financial instruments - hedge	2	-
Other current assets	152	169
Non-current assets	**28,066**	**28,269**
Restricted deposits	885	460
Derivative financial instruments - hedge	131	-
Other non-current assets	134	162
Property, plant and equipment	24,165	24,892
Intangible	2,751	2,755
Total	**31,808**	**30,799**
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		
Current liabilities	**3,292**	**2,888**
Debt instruments	1,846	2,004
Derivative financial instruments - hedge	9	73
Other current liabilities	1,437	811
Non-current liabilities	**20,306**	**21,844**
Debt instruments	13,463	14,936
Derivative financial instruments - hedge	-	210
Deferred income taxes and social contribution	6,314	5,933
Other non-current liabilities	529	765
Shareholders' equity	**8,210**	**6,067**
Total	**31,808**	**30,799**



Transportadora Associada de Gás - TAG

Ebitda and Ebitda Margin

| Ebitda by segment – 3Q26 x 3Q25 | R$ million

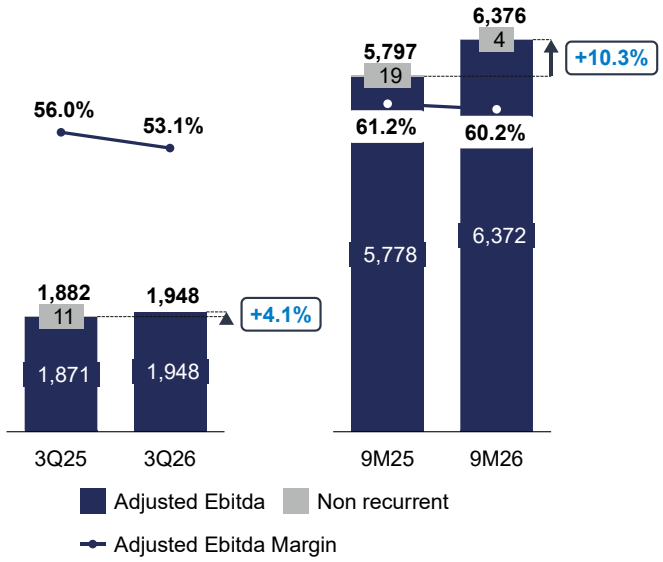
	Electric Energy				
	Generation	Transmission	Trading	Gas Transportation	Consolidated
3Q26					
Income (loss) before financial results and taxes	1,136	235	8	144	1,523
Depreciation and amortization	422	3	-	-	425
Ebitda[1]	**1,558**	**238**	**8**	**144**	**1,948**
Adjusted Ebitda	**1,558**	**238**	**8**	**144**	**1,948**
Adjusted Ebitda margin	**56.6%**	**32.1%**	**4.6%**	**-**	**53.1%**
3Q25					
Income (loss) before financial results and taxes	1,102	260	(1)	166	1,527
Depreciation and amortization	352	3	-	-	355
Ebitda	**1,454**	**263**	**(1)**	**166**	**1,882**
Disposal of subsidiary	(11)	-	-	-	(11)
Adjusted Ebitda	**1,443**	**263**	**(1)**	**166**	**1,871**
Adjusted Ebitda margin	**56.6%**	**40.9%**	**(0.7%)**	**-**	**56.0%**
Change					
Income (loss) before financial results and taxes	34	(25)	9	(22)	(4)
Depreciation and amortization	70	-	-	-	70
Ebitda	**104**	**(25)**	**9**	**(22)**	**66**
Disposal of subsidiary	11	-	-	-	11
Adjusted Ebitda	**115**	**(25)**	**9**	**(22)**	**77**
Adjusted Ebitda margin	**-**	**(8.8 p.p.)**	**5.3 p.p.**	**-**	**(2.9 p.p.)**

[1] In accordance with the guidelines established in CVM Resolution No. 156 (RCVM 156) and Circular Letter CVM/SNC/SEP No. 01/2023, of June 23, 2022 and February 13, 2022, respectively.

Between 3Q26 and 3Q25, **adjusted Ebitda increased** R$ 77 million (4.1%) from R$ 1,871 million in 3Q25 to **R$ 1,948 million in 3Q26**. This variation reflects the **positive effects** of (i) R$ 115 million (8.0%) in the energy generation and sales from the Company's portfolio segment; and (ii) a R$ 9 million positive variation in the trading segment. These effects were offset by the **negative effects** of (iii) a R$ 25 million (9.5%) reduction in the result from the energy transmission segment; and (iv) R$ 22 million decline (13.3%) due to the reduced corporate stake in the jointly controlled subsidiary – TAG.

The key variations in adjusted Ebitda were in the energy generation and sales segment, as shown above in item (i) above, the **positive effects**, being: (i) R$ 77 million from the positive impact of transactions conducted across the short-term market; (ii) R$ 51 million from the combination of variations in energy volume sold and net average selling price; (iii) R$ 35 million with the initial contribution to results from the corporate stake in the jointly held subsidiary Jirau; (iv) a reduction of R$ 26 million with selling, general and administrative expenses; (v) R$ 16 million with respect to the net result of construction revenue and costs in the case of the Jaguara plant; and (vi) R$ 8 million with respect to other operational costs and administrative expenses. These effects were attenuated by the following variations with a **negative effect**: (vii) an increase of R$ 84 million in energy purchases; and (viii) a reduction of R$ 14 million in the remuneration of the financial assets at the concessions.

| Adjusted[1] Ebitda and Adjusted Ebitda Margin | R$ million



[1] Adjusted Ebitda: net income + income tax and social contribution + financial results + depreciation and amortization + impairment + non recurrent effects.

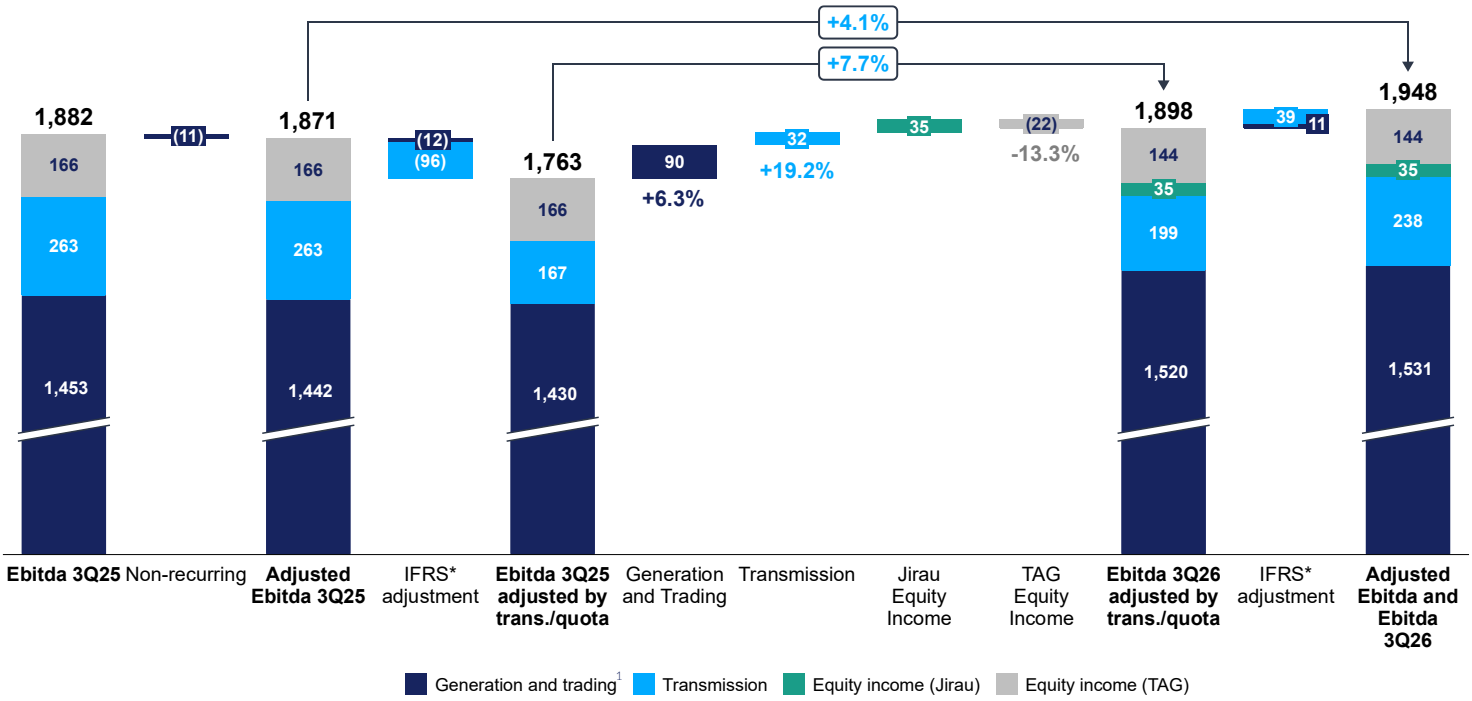
In addition, in 3Q26, the adjusted Ebitda was negatively impacted by the transmission segment, the effects of which were due to a combination of the following factors: (i) a decrease of R$ 24 million reflecting decreased remuneration from concession assets; (ii) a decline of R$ 2 million in the O&M margin (O&M RAP, net of costs); and attenuated by (iii) the increase of R$ 1 million in the variation in net result of construction revenue and costs.

To enable the reconciliation of net income with Ebitda as well as the impacts of regulatory adjustments in transmission quota holders, we present the following table:

(in R$ million)	3Q26	3Q25	Chg. (%)	9M26	9M25	Var. (%)
Recurrent net income	711	738	(3.7)	3,465	2,132	62.5
Non-recurring effect, net of income tax and social contribution:						
(-) Financial gain from the UBP[1] renegotiation	5	-	(100.0)	(1,264)	-	100.0
(+) Disposal of subsidiary	-	(7)	(100.0)	(3)	(13)	(80.7)
Adjusted net income	**716**	**731**	**(2.1)**	**2,198**	**2,119**	**3.8**
(+) Adjusted income tax and social contribution	199	219	(9.1)	636	656	3.0
(+) Adjusted net financial result	608	566	7.4	2,311	1,995	15.8
(+) Depreciation and amortization	425	355	19.7	1,227	1,008	21.7
Adjusted Ebitda	**1,948**	**1,871**	**4.1**	**6,372**	**5,778**	**10.3**
Statutory transmission Ebitda (IFRS)	(238)	(263)	(9.5)	(968)	(907)	6.7
Regulatory transmission Ebitda (RAP)	199	167	19.2	634	506	25.3
Statutory quota holders Ebitda (IFRS)	(200)	(192)	4.2	(670)	(613)	9.3
Regulatory quota holders Ebitda	189	180	5.0	560	520	7.7
Ebitda adjusted by transmission and quota effects	**1,898**	**1,763**	**7.7**	**5,928**	**5,284**	**12.2**

[1] Net of PIS and Cofins.

| Ebitda Change | R$ million



* IFRS: International Financial Reporting Standards.

[1] Considering the result from generation and trading segments.

Financial Result

(in R$ million)	3Q26	3Q25	Chg. (R$)	9M26	9M25	Var. (R$)
Financial gain from the UBP[1] renegotiation	(7)	-	(7)	1,915	-	1,915
Income from financial investments	177	196	(19)	530	493	37
Other financial income	41	25	16	192	83	109
Total financial income	**211**	**221**	**(10)**	**2,637**	**576**	**2,061**
Debt:						
Interest	(671)	(500)	(171)	(1,807)	(1,171)	(636)
Monetary restatement	(75)	(119)	44	(801)	(694)	(107)
Other financial expenses, net	(62)	(38)	(24)	(161)	(226)	65
Total financial expenses	**(808)**	**(657)**	**(151)**	**(2,769)**	**(2,091)**	**(678)**
Concessions payable (Use of Public Asset):						
Monetary restatement	-	(8)	8	(213)	(115)	(98)
Present value restatement	(18)	(122)	104	(51)	(365)	314
Total concession payable expenses (Use of Public Asset)	**(18)**	**(130)**	**112**	**(264)**	**(480)**	**216**
Financial result	**(615)**	**(566)**	**(49)**	**(396)**	**(1,995)**	**1,599**
Non-recurring effect						
(-) Financial gain from the UBP renegotiation	7	-	7	(1,915)	-	(1,915)
Adjusted financial result	**(608)**	**(566)**	**(42)**	**(2,311)**	**(1,995)**	**(316)**

[1]Net of PIS and Cofins

Financial income: in 3Q26, financial revenue was R$ 211 million, R$ 10 million or 4.5% lower than the R$ 221 million reported in 3Q25, largely due to the reduction of R$ 19 million from financial investments, driven mainly by the year-on-year reduction in average balances of financial investments. These effects were attenuated by the increase in other financial revenues, mainly the booking of monetary restatement of tax credits to be recovered following legal rulings.

Financial expenses: financial expenses in 3Q26 were R$ 808 million, that is, R$ 151 million or 23.0% more than the R$ 657 million reported in 3Q25. The main variations verified were due to the increase of R$ 127 million on debts between the quarters analyzed with (i) the growth of R$ 171 million in interest on debt, in turn mainly a reflection of the Company's 16th debentures issuance in February 2026 and by the reduction in capitalized interest; (ii) an increase due to the payment of a premium for the early redemption of debt instruments; and (iii) a decrease of R$ 44 million related to the updating of monetary restatement due to the decline in the IPCA between the periods.

In addition, it should be noted that besides the increase of interest on debt registered in the result, there was also a reduction of R$ 123 million in the capitalization of fixed assets when compared to 3Q25 due to the startup of commercial operations at the Serra do Assuruá Wind Complex and the Assú Sol Photovoltaic Complex, there being no capitalization of interest in 3Q26.

Concession expenses payable (Use of Public Assets): concession expenses payable fell by R$ 112 million (86.2%), to R$ 18 million in 3Q26 in contrast to R$ 130 million in 3Q25, largely due to (i) the reduction of R$ 104 million in the calculation of present value of the UBP as a function of the renegotiation of the balance; and by (ii) a decrease of R$ 8 million in monetary restatement, mainly reflecting a reduction in the outstanding UBP balance payable.

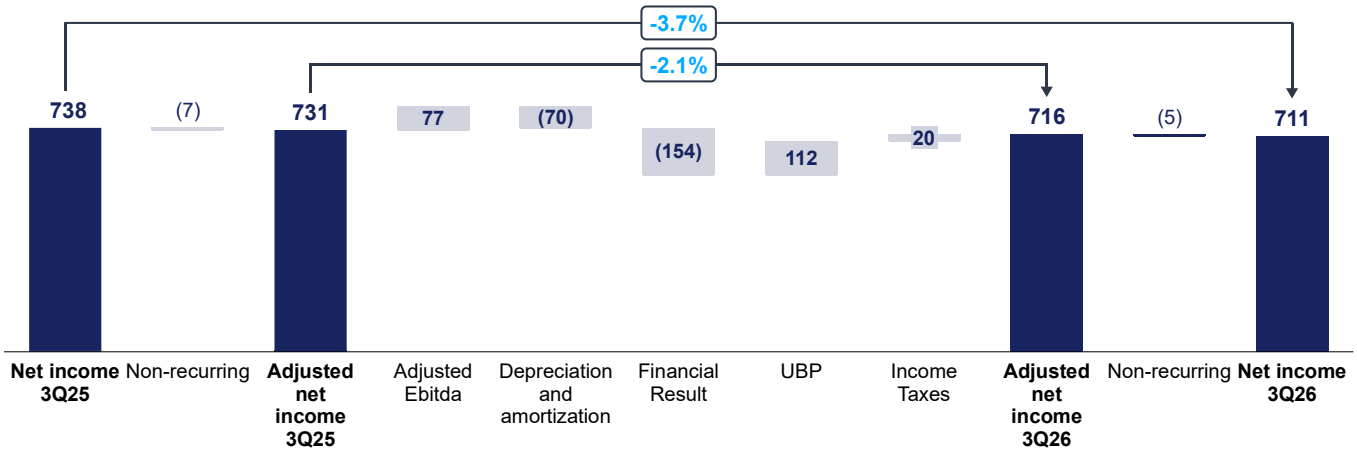
Income Tax and Social Contribution

The adjusted value of **Income Tax and Social Contribution in 3Q26 was R$ 199 million**, a decrease of R$ 20 million (9.1%) when compared to the same quarter of 2025 at R$ 219 million. The variation was largely driven by the non-recurring effect of the decrease in pre-tax profits. Considering the non-recurring effects of the costs involved with the UBP renegotiation and the disposal of a subsidiary, expenses with IR and CSLL fell year-on-year by R$ 26 million (11.7%).

Net Income

The adjusted net income for 3Q26 was R$ 716 million, R$ 15 million, or 2.1% lower than the R$ 731 million recorded in the same quarter 2025. The variation is a consequence of the following factors: (i) an increase of R$ 77 million in adjusted Ebitda; (ii) a reduction of R$ 20 million in adjusted Income Tax and Social Contribution; attenuated by (iii) an increase of R$ 70 million in depreciation and amortization; and (iv) the negative effect of R$ 42 million of the net adjusted financial result. Considering the non-recurring effects of the UBP renegotiation and the sale of a subsidiary, net income fell R$ 27 million.

| Net Income Change | R$ million

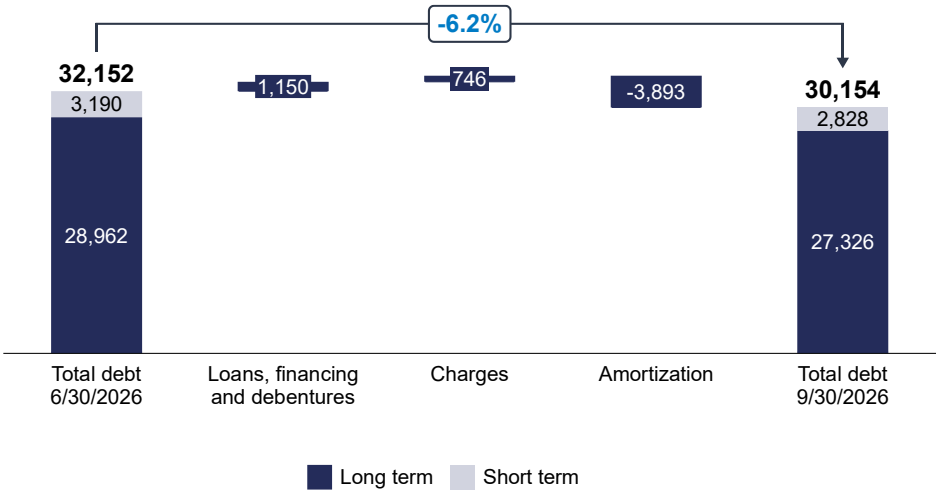


Debt

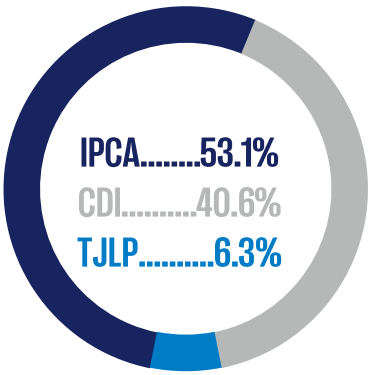
As of September 30, 2026, **total consolidated gross debt**, representing principally loans, financing, debentures and preferred shares redeemable, net of hedging operations, **totaled R$ 30,154 million — decrease of 6.2%** (R$ 1,997 million) compared to the position as of June 30, 2026. The **average debt maturity** at the end of 3Q26 was **7.2 years.**

The variation in Company's debt is mainly related to the combination of the following factors during the 3Q26: (i) R$ 950 million of drawdowns in loans and financing; (ii) R$ 200 million in proceeds from the 17th debenture issuance; (iii) generation of R$ 746 million in charges incurred to be paid and monetary restatement; and (iv) R$ 3,893 million in principal and interest payments of loans, financing, debentures and preferred shares.

| Total Debt Change | R$ million



| Debt Breakdown



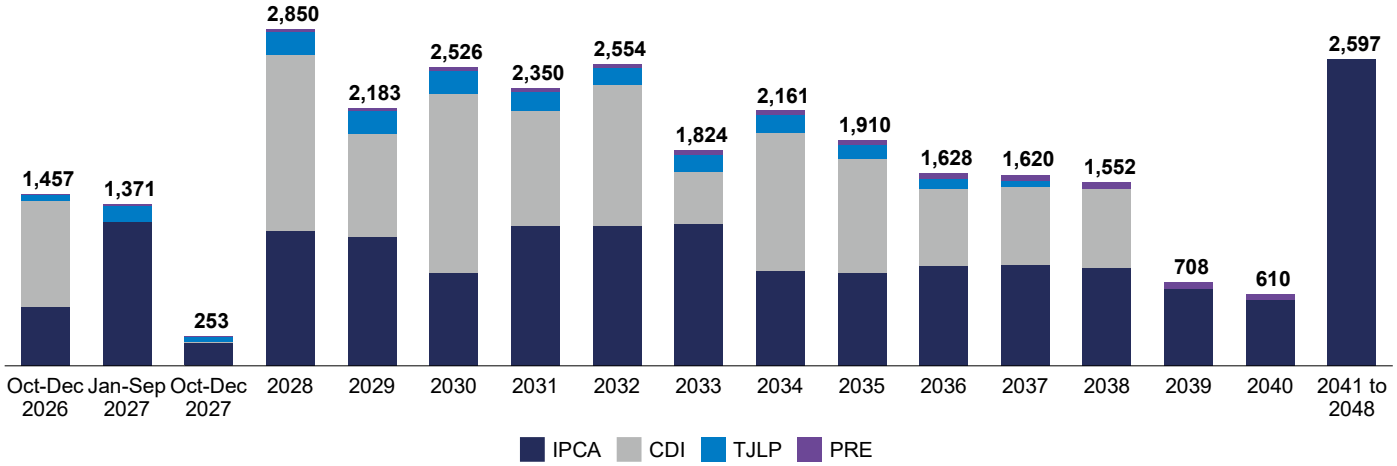
The average weighted nominal cost of debt at the end of 3Q26 was 11.1% — equivalent to IPCA + 6.2% — 0.9 p.p. lower than recorded at the end of the 3Q25 (12.0% — equivalent to IPCA + 6.4%).

On September 30, 2026, the Company's **net debt** (total debt less result of derivatives operations, deposits earmarked to the guarantee of debt servicing and cash and cash equivalents) was **R$ 25,286 million, an increase of 0.3%** compared to the end of 2Q26.

| Net Debt

(in R$ million)	09/30/2026	06/30/2026	Chg. %
Gross debt	29,844	31,777	(6.1)
Result of hedge operations	310	374	(17.1)
Deposits earmarked for the payment of debt	(521)	(492)	5.9
Cash and cash equivalents	(4,347)	(6,449)	(32.6)
Total net debt	**25,286**	**25,210**	**0.3**
Net debt/Adjusted Ebitda last 12 months	**3.1X**	**3.1X**	

| Maturity Term Loans | R$ million



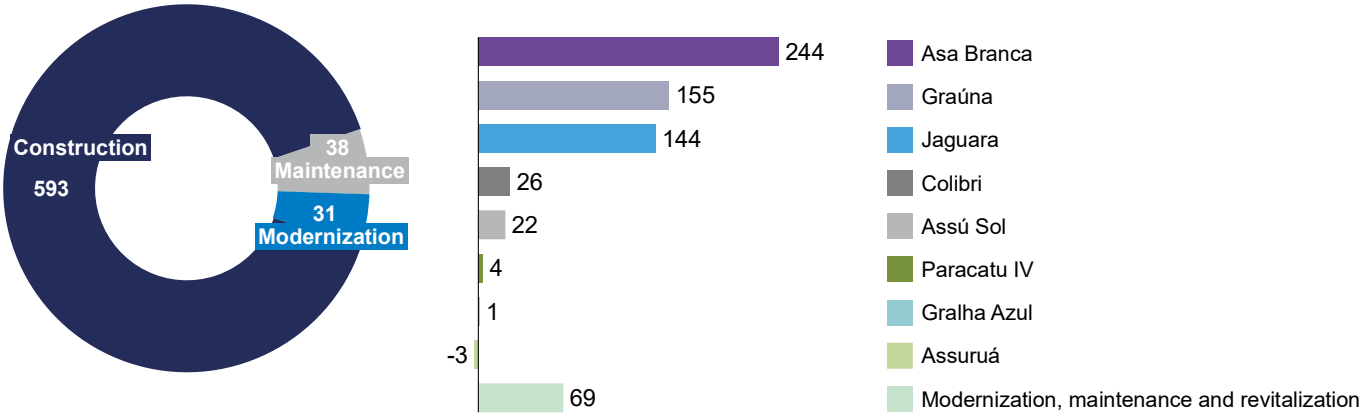
Capital Expenditures

Total investments at ENGIE Brasil Energia in 3Q26 reached R$ 662 million, of which: (i) R$ 593 million were invested in the construction of new projects, including: R$ 244 million in the Asa Branca Transmission System, R$ 155 million in the Graúna Transmission System, R$ 144 million in the Jaguara Hydro Power Plant expansion, R$ 24 million in Colibri Sul Transmission System, R$ 2 million in Colibri ABCD Transmission System, R$ 22 million in the Assú Sol Photovoltaic Complex, R$ 2 million in the expansion of the Paracatu IV Photovoltaic Plant; R$ 2 million in the recovering of Paracatu Photovoltaic Plant, R$ 1 million related to the execution of reinforcement works at the Ponta Grossa Substation, part of the Gralha Azul Transmission System, and R$ -3 million in the implementation of the Serra do Assuruá Wind Complex; (ii) R$ 38 million were allocated to the maintenance and revitalization of the generating complex, mainly in hydroelectric and solar plants; and (iii) R$ 31 million were invested in modernization projects: R$ 26 million in the Jaguara Hydroelectric Plant and R$ 5 million in the Ponte de Pedra Hydroelectric Plant.

ENGIE Brasil Energia's Investments in 3Q26 reached R$ 662 million.


Modernization of Jaguara HPP

| 3Q26 Capital Expenditure | R$ million



Commitment to Sustainable Development

Sustainable Management

ENGIE's ambition is to spearhead the carbon-neutral transition process worldwide, supporting our clients in their journey of reducing emissions and associated to differentiated socio-environmental offers, thereby encouraging sustainable development with positive impacts both locally and globally. Through our medium term Strategic Sustainability Goals, we endeavor to address the trinomial of "People, Planet and Performance".

All plants under the Company's responsibility adhere to Sustainable Management Policy, which covers the areas of Governance, Quality, Environment, Climate Change, Occupational Health and Safety, Social Responsibility and Engagement of Related Parties. On September 30, 2026, out of the 146 plants installed in 15 states of Brazil's five regions, 11 are certified in accordance with NBR ISO 9001 (for Quality), NBR ISO 14001 (for the Environment) and NBR ISO 45001 (for Occupational Health and Safety) standards, with an aggregate capacity of 71.1% of the total operated by the Company.

Journey for Climate

The ENGIE Group has a global commitment to i) reduce CO_2 emissions by 59% between 2017 and 2030, which is a Science Based Target; and ii) attain emissions neutrality by 2045.

In line with these commitments, ENGIE Brasil Energia has enshrined a specific program to contribute to the corresponding objectives. Called "Jornada pelo Clima" (Journey for Climate), it is based on scientific targets in pursuit of the de-carbonization of all the Company's activities, which also includes the value chain. Based on three pillars – Management, Mitigation and Adaptation –, it lies at the root of **the Company's goals and commitments in Brazil**, particular emphasis due on:

- **Reducing emissions intensity (Scopes 1, 2 and 3) by 30% by 2025, and 56% by 2030;**
- **Expanding renewable energy capacity;**
- **Having 100% of assets covered by climate adaptation plans by 2030;**
- **Engaging 100% of the top Scope 3 -offending suppliers to set science-based targets by 2030.**

Highlights of the Quarter

- The new **Gotas de Esperança Cultural Center** was opened in Estreito (MA) in the vicinity of the Estreito Hydropower Plant, representing an investment by the Company of more than R$ 800 thousand for the expansion and modernization of the space destined for the local community's children, adolescents, and the elderly. This project reinforces the Company's commitment to the social development of the areas where it operates and expanding **access to culture, education, and inclusion**. Managed by the Instituto Gotas de Esperança, a not-for-profits organization, the space offers free workshops for music, theater, ballet and arts together with extracurricular activities for children and adolescents as well as activities focusing on the elderly such as art, crochet, embroidery, choir and psycho-social consultations. Currently, 315 children and approximately 50 senior citizens participate in the Center's activities.
- As per CITSB Resolution 13 of June 2, 2026, **ENGIE Brasil Energia has joined the Brazilian Sustainable Taxonomy (TSB) testing group**—the only company in the electricity sector to do so. TSB is an official classification system for economic activities, assets, and projects that contribute to environmental and climate goals. Created by the Ministry of



Inauguration of the Gotas de Esperança (Drops of Hope) Culture Center in Estreito, Maranhão (MA). Supporting culture, education, and the inclusion of children and the elderly.

Finance, it serves as a standardized catalog for attracting green investments and combating greenwashing in the market.

- For the fourth consecutive year, ENGIE Brasil is among the companies which are components of B3's **Diversity Index portfolio (IDIVERSA)**—having been part of the group since the Index's inception in August 2023. IDIVERSA monitors listed companies which are outstanding in the criteria of diversity of gender and race/color. This year, the portfolio consists of 85 companies.
- In September, ENGIE Brasil held one more **ENGIE Day**, an annual meeting focusing on the Company's strategy, an update on the situation of the businesses and discussion on the outlook for the sector. Held on site in São Paulo, the event had an audience of investors, market analysts, institutional partners, members of the Executive Board, inhouse guests and Investor Relations team's professionals. The 2026 edition also marked a new format, consolidating in a single agenda the traditional investors meeting together with the Company's institutional event. This year's ENGIE Day can be viewed in its entirety in the ENGIE Brasil channel on Youtube - https://www.youtube.com/watch?v=29UJfpLPRUc.
- ENGIE Brasil launched its **second Journey for Nature: Water and Biodiversity Conservation Initiatives,** which will allocate R$ 410 thousand to projects for the protection of water resources and the biodiversity in the Amazon, Caatinga, Cerrado and Pantanal biomes. Up to 15 projects will be selected, 10 of which relating to the Water theme and five, the Biodiversity. The value applied to each initiative may vary in accordance with the proposal presented. Results will be announced in October.
- In partnership with PrevFogo/Ibama and the Kalunga Community Association of Engenho II (AKCE), ENGIE Brasil has begun a **headwater springs recovery project in the Quilombo Kalunga** in Cavalcante (GO), recognized as the largest quilombo by land area in the country. The initiative covers actions through to 2028 for protecting and restoring headwater springs in the João Rodrigues River micro-basin, contributing to the conservation of the Cerrado, the fortifying of hydric security and the maintenance of activities essential to the community such as ecotourism.
- **Lilac August**, promoted by ENGIE Brasil and partner companies, has reinforced the awareness of violence against women, highlighting the importance of prevention, provision of support for the victims and collective responsibility in handling the problem. The initiative combines a joint taskforce of specialists and employees directed towards encouraging dialog and incentivizing more assured and respectful attitudes when using the online medium. In its sixth edition, the campaign has already impacted about 30 thousand people and continues to mobilize employees and partners around the message. Internally, ENGIE's employees can also count on the **Canal Bem Querer (Goodwill Channel),** a confidential medium for support and guidance, run by specialized professionals, total anonymity assured.

Sustainability Indices

Since 2012, it has been a practice of the Company to publish the principal sustainability indicators for each period in its quarterly and annual results presentations. The following table shows the indicators for 3Q26 and 3Q25.

| Sustainability Indices

Aspect	Theme	Unit of measurement	Performance 3Q26	Performance 3Q25	Change	Performance 9M26	Performance 9M25	Change
E	Emissions intensity by energy generation (Scope 1, 2 and 3) [1]	$tonCO_2e$/MWh	0.0024	0.0018	31.4%	0.0021	0.0022	-5.2%
	Emissions intensity by revenue [1]	tCO_2e/million R$	9.6	7.4	29.7%	6.4	7.9	-19.0%
	Total emissions (Scope 1, 2 and 3) [1]	Tons	35,053.7	24,863.1	41.0%	67,560.4	74,788.8	-9.7%
	Water consumption intensity	m^3/MWh	0.021	0.024	-9.6%	0.020	0.028	-28.5%
	Engaged people - "Conexão" Community Relationship Program [2]	People	30,905	31,141	-0.8%	73,751	63,828	15.5%
S	Frequency rate - Direct employees + service providers	nº accid/million hours	1.615	0.460	1.16 p.p.	1.281	0.520	0.76 p.p.
	Frequency rate - Direct employees	nº accid/million hours	0.000	0.950	-0.95 p.p.	0.508	0.000	0.51 p.p.
	Frequency rate - Service providers	nº accid/million hours	2.072	1.060	1.01 p.p.	1.584	0.600	0.98 p.p.
	% of employees formally trained	%	63.9%	16.4%	47.5 p.p.	96.7%	98.6%	-1.9 p.p.
	Turnover rate	%	1.6%	1.4%	0.2 p.p.	6.9%	4.6%	2.3 p.p.
	Voluntary turnover rate	%	0.9%	0.9%	0.0 p.p.	3.5%	2.6%	0.9 p.p.
	Investments in Social Responsibility - Incentivized Resources	R$	4,576,087	3,910,849	17.0%	7,693,377	8,911,600	-13.7%
	Investments in Social Responsibility - Own Resources	R$	970,859	1,625,402	-40.3%	3,123,657	4,312,722	-27.6%
G	Investment in Innovation[3]	R$	18,833,526	13,614,115	38.3%	46,700,991	43,399,370	7.6%
	Headcount	Employees	1,407	1,288	9.2%	1,407	1,288	9.2%
	% of employees in certified operations (ISO 9.001, 14.001, 45.001)	%	77.7%	81.5%	-3.8 p.p.	77.7%	81.5%	-3.8 p.p.
	% of women in the Company	%	31.6%	31.5%	0.1 p.p.	31.6%	31.5%	0.1 p.p.
	% of men in the Company	%	68.4%	68.5%	-0.1 p.p.	68.4%	68.5%	-0.1 p.p.
	% of women in leadership positions	%	32.1%	30.9%	1.2 p.p.	32.1%	30.9%	1.2 p.p.
	% of men in leadership positions	%	67.9%	69.1%	-1.2 p.p.	67.9%	69.1%	-1.2 p.p.
	% employees with disabilities	%	4.5%	4.9%	-0.4 p.p.	4.5%	4.9%	-0.4 p.p.

[1] Emissions data are subject to revision following the annual consolidation of the emissions inventory.
[2] The Connection Program encompasses visits to the Company's operations across the country, dialogues with the community and environmental education.
[3] Investments in 2026 are now disclosed based on realized value, as opposed to the previously adopted provisioned amount.

Capital Markets

ENGIE Brasil Energia is part of more than ten indexes in the Brazilian market. Since its listing on B3's Novo Mercado has become a component of the Special Corporate Governance Stock Index (IGC) and the Special Tag Along Stock Index (ITAG), incorporating those companies offering greater protection to minority shareholders in the event of the sale of a controlling stake. The Company's shares are also included in the Corporate Sustainability Stock Index (ISE), comprising companies with a recognized commitment to social and corporate responsibility, as well as the Electric Energy Stock Index (IEE), which is a sector index made up of the more significant listed companies in the industry. The Company' shares are also traded on B3's leading stock index – the Ibovespa – and are traded under the **EGIE3 ticker**. On the United States Over-The-Counter (OTC) market, the Company's Level 1 American Depositary Receipts (ADR) are traded under the **EGIEY Code**, one ADR being equivalent to one common share.

Capital Increase with Share Issuance

On December 12, 2025, ENGIE Brasil Energia's Board of Directors authorized the adoption of the necessary steps for the analysis and viability studies as an opening phase of discussions leading to the eventual transfer of ENGIE Brasil Participações' stake of 40% in Jirau Energia to the Company. The **Special Independent Committee for Transactions with Related Parties** has since been installed to advise on the analysis and to issue recommendations on possible structures for implementing the operation.

On June 10, 2026, the Company's Board of Directors approved the holding of a **Primary Public Offering of common shares,** convening an Extraordinary General Meeting for July 2, 2026, in which minority shareholders approved the Valuation Report and the proposed value of the shares, the issuance of Jirau Energia, held by ENGIE Brasil Participações, and set at R$ 5.74 billion.

In addition to the transfer of the 40% stake in Jirau Energia, the transaction aimed to strengthen and optimize the Company's capital structure. The result of the public offering was the **issuance of 274,082,684 common shares**, all registered, book entry with no par value. The price per share was set at R$ 30.50 through the bookbuilding procedure with professional investors, **the offering mobilizing R$ 8.36 billion**, considering the issuance of the additional shares, of which R$ 2.62 billion raised through the market and R$ 5.74 billion corresponding to the contribution of the stake in Jirau.

The Company assured Priority Rights to all existing shareholders, allowing them to participate in the offering proportionally to their shareholding stake. Shareholders holding shares on July 2, 2026, were able to exercise their preemptive rights between July 06 and 10, 2026, through the intermediary of a qualified custody agent. Those shares not subscribed by shareholders in the Priority Offering were allocated to professional investors. **Settlement of the offering took place on July 17, 2026**, together with the transfer of the stake in Jirau Energia to ENGIE Brasil Energia.

Net resources raised by the Offering were allocated in full to the Company's capital stock. In the light of the increase in capital stock in the context of the Offering, the Company's capital now stand at R$ 15.22 billion, divided into 1,416,381,520 common shares, all registered, book entry, with no par value, free and clear of any liens or encumbrances.

Share Performance – EGIE3

The third quarter saw a marked recovery in risk assets in Brazil despite a global environment characterized by volatility, geopolitical tension, high rates of interest in the developed economies and uncertainties surrounding domestic electoral outcomes. The leading highlight was a strong performance on the part of the Brazilian stock market, driven by an improved outlook for local interest rates in a scenario of favored by two reductions of 0.25 p.p. each in the Selic rate over the course of the quarter and by the publication of moderating economic indicators, more particularly with respect to inflation. Inflows from overseas investors combined with the release of more benign inflation data in the United States, also contributed to the appreciation of the Brazilian stock market. Following a spell of selling in August, international investors reverted the flow, increasing their exposure to the domestic market in September, supported by the prospects of lower American interest rates and by the proximity of Brazilian presidential elections.

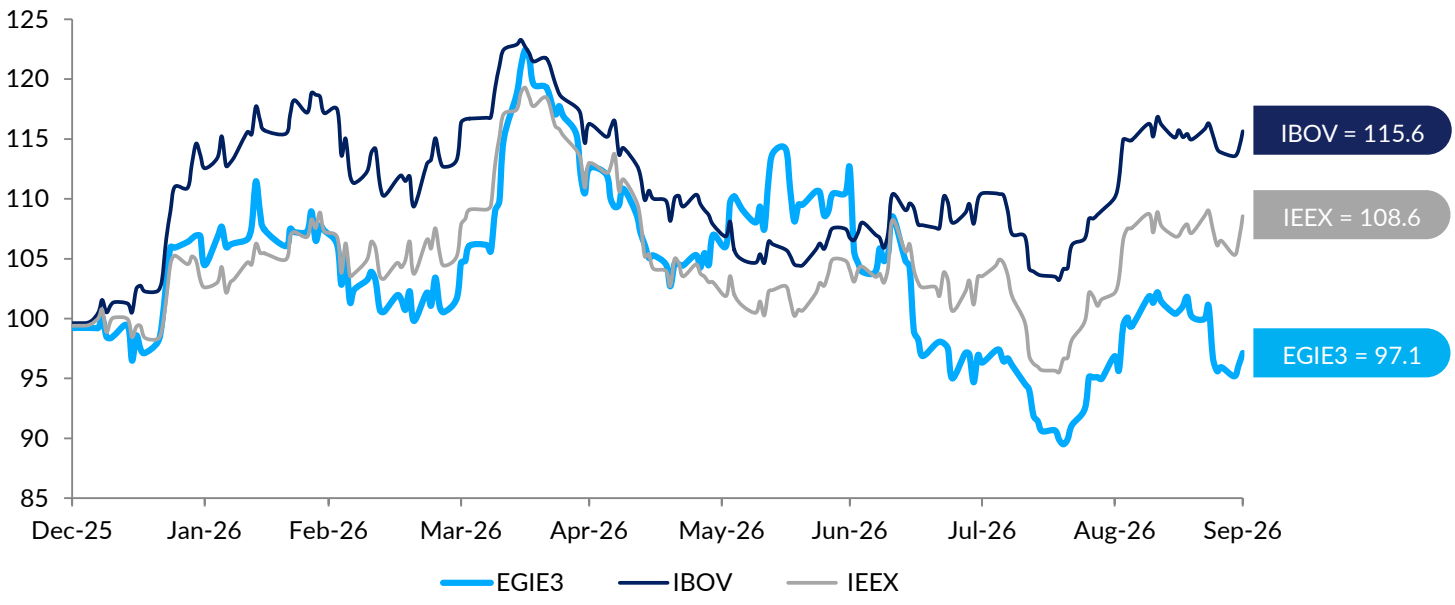
Global markets in the quarter were impacted by volatility on the back of higher energy prices due to geopolitical tension in the Middle East, higher long-term interest rates and uncertainty as to monetary policy in the United States. Notwithstanding, the resilience of economic activity together with corporate results permitted the main equities markets to rally at the end of the period despite rising interest rates and energy costs limiting an even more significant gain, but maintaining global markets close to their historical maximum at quarter end.

ENGIE Brasil Energia's shares ended the 3Q26 with a 13.7% decline, primarily reflecting the sharp drop observed in July. During the same period, the Electricity Energy Index (IEEX) rose by 4.3%, and the Ibovespa posted an 8.3% gain, closing September 2026 at the 186,000-point level.

EGIE3 recorded an average daily trading volume of R$ 116.1 million in 3Q26, representing an increase of 157.8% compared to R$ 45.0 million in 3Q25.

On the last trading day in September 2026, the closing price of the Company's shares was **R$ 29.46/share,** translating into **a market capitalization of R$ 41.7 billion.**

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



ATTACHMENT 1

CONSOLIDATED BALANCE SHEET – ASSETS - ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

(In thousands of R$)	09/30/2026	12/31/2025
Current Assets	**7,996,487**	**6,911,102**
Cash and cash equivalents	4,346,827	3,358,552
Securities and financial instruments	149,786	-
Accounts receivables from clients	1,320,286	1,322,661
Credit of income tax and social contribution	256,106	517,755
Dividends receivable	12	12
Derivative financial instruments - trading	147,966	87,914
Restricted deposits	48,498	46,723
Concession financial assets	431,278	414,211
Contractual assets	833,013	783,178
Other current assets	456,242	375,519
Non current asset held for sale	4,577	4,577
Non Current Assets	**53,527,820**	**48,401,807**
Long Term Assets	**15,043,455**	**13,309,044**
Derivative financial instruments - hedge	61,283	44,323
Derivative financial instruments - trading	113,417	28,497
Restricted deposits	518,882	486,458
Deposits in court	100,313	92,677
Risk premium to appropriate - Hydrological risk renegotiation	26,557	36,899
Concession financial assets	3,238,239	3,160,294
Contractual assets	10,025,389	8,710,991
Other non current assets	959,375	748,905
Investments	**5,374,295**	**1,155,320**
Property, Plant and Equipment	**27,436,846**	**28,182,030**
Intangible	**5,165,038**	**5,369,554**
Right of use of leases	**508,186**	**385,859**
Total	**61,524,307**	**55,312,909**

ATTACHMENT 2

CONSOLIDATED BALANCE SHEET – LIABILITIES - ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

(In thousands of R$)	09/30/2026	12/31/2025
Current Liabilities	**6,142,918**	**6,158,138**
Suppliers	929,514	916,391
Dividends and interest on shareholder´s equity	779,279	121,521
Loans and financing	926,160	1,419,136
Debentures	1,660,813	1,522,823
Redeemable preferred shares	-	22,873
Lease liabilities	66,328	49,492
Concessions payable (Use of Public Asset)	103,542	835,932
Tax and social contribution obligations payable	228,596	204,438
Other fiscal and regulatory obligations	164,214	165,011
Labor obligations	160,792	161,375
Derivative financial instruments - trading	140,338	87,336
Provision	5,859	5,838
Obligations related to retirement benefits	45,741	39,746
Other current liabilities	931,742	606,226
Non Current Liabilities	**32,926,467**	**35,240,278**
Loans and financing	14,823,648	13,753,916
Debentures	12,433,515	11,963,481
Redeemable preferred shares	-	466,375
Lease liabilities	496,805	380,960
Concessions payable (Use of Public Asset)	645,630	4,356,835
Derivative financial instruments - trading	105,966	26,674
Provision	756,580	702,793
Obligations related to retirement benefits	194,661	215,828
Deferred income taxes and social contribution	2,924,315	2,762,822
Other non current liabilities	545,347	610,594
Shareholders' Equity	**22,454,922**	**13,914,493**
Share capital	15,184,757	6,863,707
Capital reserve	-	(176,543)
Transactions between entities under common control	(2,091,392)	-
Net income reserves	5,687,311	5,682,218
Additional dividends	-	525,890
Adjustment on fixed asset	(38,698)	(137,544)
Retained earnings	2,575,630	-
Non controlling interests	1,137,314	1,156,765
Total	**61,524,307**	**55,312,909**

ATTACHMENT 3

CONSOLIDATED INCOME STATEMENTS - ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

(In thousands of R$)	3Q26	3Q25	Chg. %	9M26	9M25	Chg. %
Net Operational Revenue	**3,669,764**	**3,343,256**	**9.8**	**10,589,854**	**9,442,446**	**12.2**
Operational Costs	**(2,211,081)**	**(1,846,243)**	**19.8**	**(5,577,586)**	**(4,876,510)**	**14.4**
Electric power purchases	(552,126)	(452,344)	22.1	(1,283,454)	(909,414)	41.1
Transactions in the short term energy market	(55,112)	(137,119)	-59.8	(418,260)	(303,080)	38.0
Charges for the use of and connection to the electricity grid	(221,623)	(207,791)	6.7	(655,207)	(591,554)	10.8
Financial compensation for use of hydro resources (royalties)	(51,985)	(53,133)	-2.2	(158,203)	(123,046)	28.6
Personnel	(86,695)	(74,014)	17.1	(259,730)	(208,089)	24.8
Materials and third-party services	(154,789)	(149,637)	3.4	(413,577)	(412,398)	0.3
Depreciation and amortization	(413,145)	(345,124)	19.7	(1,195,632)	(975,794)	22.5
Insurance	(43,047)	(44,374)	-3.0	(142,209)	(115,708)	22.9
Constitution of operating provisions, net	1,399	(22,799)	-106.1	(13,205)	(22,057)	-40.1
Cost of implementing transmission infrastructure	(458,747)	(343,975)	33.4	(962,366)	(1,131,334)	-14.9
Cost of implementing generation infrastructure	(143,869)	-	100.0	(143,869)	-	100.0
Others	(31,342)	(15,933)	96.7	68,126	(84,036)	-181.1
Gross Income	**1,458,683**	**1,497,013**	**-2.6**	**5,012,268**	**4,565,936**	**9.8**
Operating Income (Expenses)	**(114,694)**	**(135,714)**	**-15.5**	**(305,434)**	**(307,703)**	**-0.7**
Selling, general and administrative expenses	(114,650)	(140,374)	-18.3	(358,640)	(379,584)	-5.5
Disposal of subsidiary and equity interest in a jointly controlled company	-	10,740	-100.0	3,919	20,309	-80.7
Other operating revenues (expenses), net	(44)	(6,080)	-99.3	49,287	51,572	-4.4
Result of corporate participations	**178,311**	**166,073**	**7.4**	**441,747**	**531,884**	**-16.9**
Equity income	178,311	166,073	7.4	441,747	531,884	-16.9
Income Before Financial Result and Taxes	**1,522,300**	**1,527,372**	**-0.3**	**5,148,581**	**4,790,117**	**7.5**
Net Financial Result	**(614,311)**	**(566,490)**	**8.4**	**(395,879)**	**(1,996,360)**	**-80.2**
Financial income	211,284	220,350	-4.1	2,636,500	576,337	357.5
Financial expenses	(807,450)	(657,672)	22.8	(2,951,782)	(2,092,684)	41.1
Concession payable expenses (Use of Public Asset)	(18,145)	(129,168)	-86.0	(80,597)	(480,013)	-83.2
Income Before Taxes	**907,989**	**960,882**	**-5.5**	**4,752,702**	**2,793,757**	**70.1**
Income tax	(138,157)	(157,369)	-12.2	(926,066)	(468,879)	97.5
Social contribution	(58,696)	(65,408)	-10.3	(361,535)	(192,968)	87.4
Net Income for the Period	**711,136**	**738,105**	**-3.7**	**3,465,101**	**2,131,910**	**62.5**
Income allocated to:						
ENGIE Brasil Energia's shareholders	656,848	680,406	-3.5	3,318,336	1,965,390	68.8
Non-controlling shareholder of Ibitiúva Bioenergética, Maracanã and Lar do Sol	54,288	57,699	-5.9	146,765	166,520	-11.9
Number of Ordinary Shares	**1,368,714,966**	**1,142,298,836**		**1,218,600,243**	**1,142,298,836**	
Net Income per Share	**0.4799**	**0.5956**	**-19.4**	**2.7231**	**1.7206**	**58.3**

ATTACHMENT 4

CONSOLIDATED STATEMENT OF CASH FLOW - ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

(In thousands of R$)	9M26	9M25
Cash Flow from Operating Activities		
Income before taxes on income	4,752,702	2,793,757
Reconciliation of net income with operating cash flow:		
Equity loss	(441,747)	(531,884)
Depreciation and amortization	1,227,757	1,008,331
Interests and monetary variation	2,593,442	1,866,949
Monetary restatement of recoverable tax credits	(92,563)	-
Concessions payable expenses	262,633	480,013
Subsidiary sale	-	(20,309)
Fair value adjustment of debt instruments	112	105,168
Adjustments to market value of securities	-	(9,288)
Extension of the concession	(2,010,972)	-
Remuneration of financial concession asset	(393,487)	(383,276)
Contract asset remuneration	(926,020)	(799,418)
Unrealized losses on trading operations, net	(1,105,735)	(1,196,147)
Transmission infrastructure construction revenue	95,284	35,899
Result in the disposal of investments	(12,678)	2,445
Others	(45,635)	42,073
Adjusted Net Income	**3,903,093**	**3,394,313**
(Increase) reduction in assets		
Accounts receivables from clients	2,986	(112,203)
Tax credits recoverable	258,077	1,810
Deposits in court and restricted deposits	27,275	(18,251)
Financial concession asset	298,475	283,324
Contract assets	622,969	501,835
Other assets	(174,374)	(22,610)
(Reduction) increase in liabilities		
Suppliers	(99,941)	(28,560)
Fiscal and regulatory obligations	(42,506)	14,648
Labor obligations	(583)	2,083
Obligations related to retirement benefits	(36,367)	(37,060)
Other liabilities	134,077	22,541
Cash Generated from Operating Activities	**4,893,181**	**4,001,870**
Payment of interests on debt, net of hedge	(1,406,002)	(1,172,140)
Payment of income tax and social contribution	(939,381)	(529,587)
Cash from Operating Activities	**2,547,798**	**2,300,143**
Investments Activities	**(2,842,637)**	**(3,451,066)**
Dividends and interest on equity received, net of income tax	155,750	360,687
Acquisitions of subsidiaries	-	(2,286,053)
Cash and cash equivalents from acquired subsidiaries	-	242,397
Used in fixed assets and intangibles	(155,791)	(1,411,372)
Securities and financial instruments - fundraising and returns	(148,663)	-
Capital reduction in subsidiaries	-	234,313
Purchase price adjustment in the acquisition of subsidiaries		16,320
Payment of liabilities linked to acquisition of assets	(1,810)	(1,003)
Receipt for sale of subsidiary, net of selling costs	-	20,309
Payments of concessions payable (Use of Public Asset)	(2,695,256)	(625,723)
Others	3,133	(941)
Financing Activities	**1,283,114**	**1,817,827**
Inflow of debt instruments	3,546,208	4,895,264
Payment of debt instruments, net of hedge	(3,944,221)	(1,872,732)
Payment of dividends and interest on equity, gross of income tax	(858,445)	(1,204,842)
Debt servicing deposits	(17,662)	137
Capital contribution from minority shareholders, net of issuance costs	2,557,234	-
Increase in Cash and Cash Equivalents	**988,275**	**666,904**
Reconciliation of Cash and Cash Equivalents		
Opening balance	3,358,552	3,958,758
Closing balance	4,346,827	4,625,662
Increase in Cash and Cash Equivalents	**988,275**	**666,904**
Transactions that do Not Affect Cash and Cash Equivalents		
Dividends intended by subsidiaries and joint venture	155,750	360,687
Interim, intermediate, additional credited, mandatory dividends, and interest on equity	1,465,293	1,085,394
Prescribed dividends and interest on equity	9,631	7,701
Acquisition of an equity stake through capital contribution	3,809,351	-
ICMS on energy sales	(1,283)	(114,065)
Credit of income tax and social contribution	(79,720)	(23,524)
Supplier's of fixed assets and intangibles	77,578	(278,208)
Dividend waiver from acquired subsidiaries	-	(48,971)
Net assets of acquired subsidiaries	-	1,406,837
Contingent liabilities on the acquisition of a subsidiary	-	30,086

ATTACHMENT 5

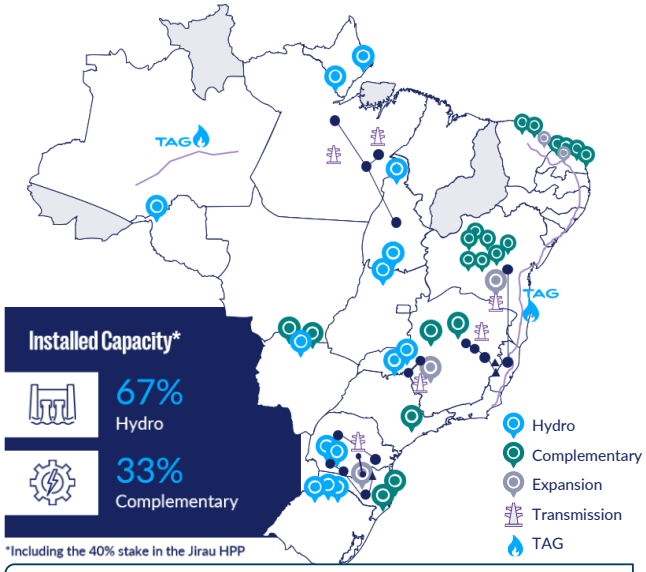
FACT SHEET 3Q26 - ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

Corporate Overview

ENGIE Brasil Energia is an energy infrastructure investment platform, operating in the generation, commercialization, trading and transmission segments, as well as natural gas transportation, through it stake in Transportadora Associada de Gás – TAG. As a 100% renewable private energy producer, the Company develops, builds, and operates clean energy assets, including hydroelectric, wind, solar photovoltaic, biomass and small hydroelectric plants. Its strategy combines financial discipline, operational excellence, transparency, environmental and social responsibility, and close engagement with local communities, forming the foundation for long-term value creation and sustainable growth.

The market cap, as of September 30, 2026, was R$ 41.7 billion, and the own installed capacity totaled **12,767 MW**, which comprises a generating complex of **146 plants**, of which 14 are hydroelectric power plants and 132 fired from complementary sources: 88 wind power plants, 41 solar plants, 2 small hydroelectric plants and 1 biomass-fired plant. In the transmission segment, the Gralha Azul, Novo Estado and Gavião Real Transmission Systems are in full operation and Graúna and Asa Branca in partial operation.

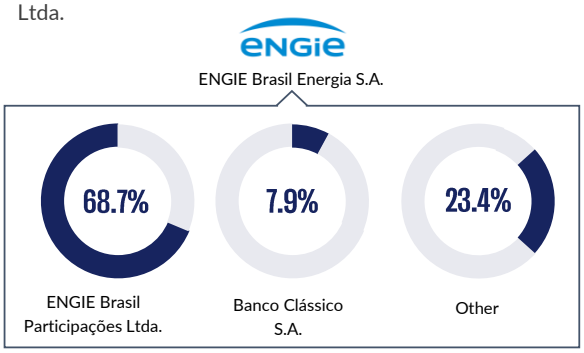
Balanced portfolio of business in energy infrastructure



Own installed capacity of **12,767 MW (6,230 aMW), 3,205 Km** of transmission lines under operation and a stake of **17.5% in TAG.**

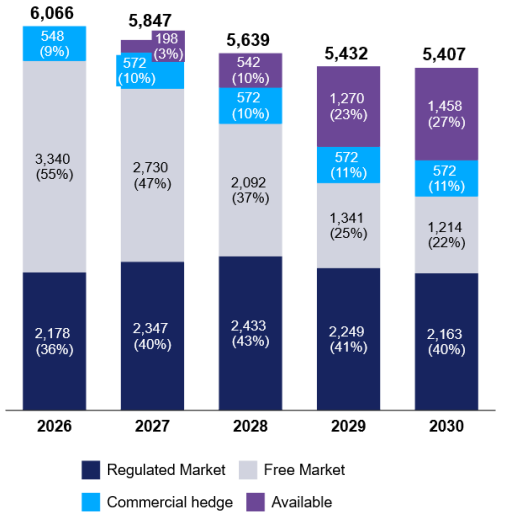
Ownership Structure

ENGIE Brasil Energia is controlled by French group ENGIE, a global leader in the independent production of energy with its activities in around 30 countries. With a strong presence in electricity, natural gas and energy services businesses with a worldwide electric energy capacity of about **100 GW, ENGIE holds 68.7%** of the Brazilian company through ENGIE Brasil Participações Ltda.



Energy Balance

Energy Balance (% of total; in aMW) | *as of September 30, 2026*



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

ATTACHMENT 5

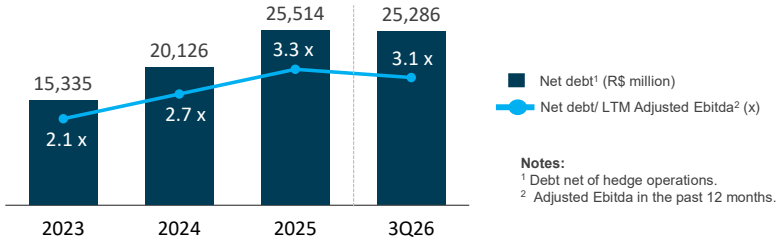
FACT SHEET 3Q26 - ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

Consolidated (in R$ million)	3Q26	3Q25	Chg.	9M26	9M25	Chg.
Net Operating Revenue (NOR)	3,670	3,343	9.8%	10,590	9,442	12.2%
Results from Operations (EBIT)	1,523	1,527	-0.3%	5,149	4,790	7.5%
Adjusted Ebitda [1]	1,948	1,871	4.1%	6,372	5,778	10.3%
Adjusted Ebitda by transmission and quota effects [2]	1,898	1,763	7.7%	5,928	5,284	12.2%
Adjusted Ebitda / NOR - (%) [1]	53.1	56.0	-2.9 p.p.	60.2	61.2	-1.0 p.p.
Adjusted Net Income	716	731	-2.1%	2,199	2,119	3.8%
Adjusted Return on Equity (ROE) [3]	18.1	24.8	-6.7 p.p.	18.1	24.8	-6.7 p.p.
Adjusted Return on Invested Capital (ROIC) [4]	12.9	15.1	-2.1 p.p.	12.9	15.1	-2.1 p.p.
Gross Power Production (avg MW) [5]	6,598	6,167	7.0%	5,600	5,218	7.3%
Energy Sold (avg MW) [6]	5,010	4,668	7.3%	4,922	4,455	10.5%
Average Net Sales Price (R$/MWh) [7]	201.77	211.61	-4.7%	209.48	213.98	-2.1%
Number of Employees - Total	1,443	1,340	7.7%	1,443	1,340	7.7%

Notes:

[1] *Adjusted Ebitda: net income + income tax and social contribution + financial result + depreciation and amortization + impairment + non-recurrent.*
[2] *Adjusted Ebitda, net of IFRS effects from the transmission segment and quota plants.*
[3] *ROE: adjusted net income of the past 4 quarters / shareholders' equity of last 12 months (LTM).*
[4] *ROIC: effective rate x adjusted EBIT / invested capital LTM (invested capital: debt – cash and cash equivalents – deposits earmarked for debt servicing + SE).*
[5] *Total gross electricity output from the plants operated by ENGIE Brasil Energia.*
[6] *Disregarding sales for quotas regime (Jaguara and Miranda HPPs).*
[7] *Net of taxes and trading operations.*

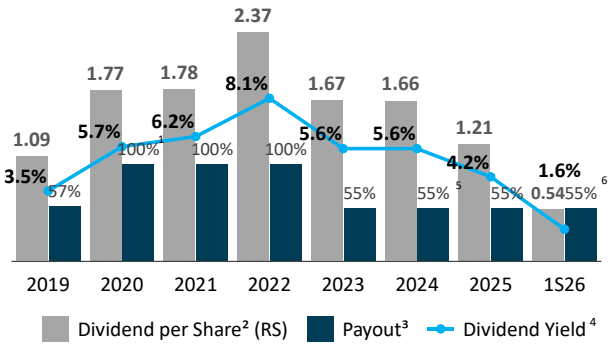
Indebtedness (R$ million)



Notes:
[1] Debt net of hedge operations.
[2] Adjusted Ebitda in the past 12 months.

Dividend Policy

- By-law minimum payout: **30%** of distributable net income.
- Management commitment: minimum payout of **55%** of distributable net income.
- At least 2 dividends per year.



Notes:

1 Payout equivalent to 100% of the distributable adjusted net income (ex-hydrological risk negotiation).

2 For the purposes of comparability between fiscal years, an adjustment in dividend per share was made in the light of the share bonus approved on 12/07/2018 and 11/05/2025.

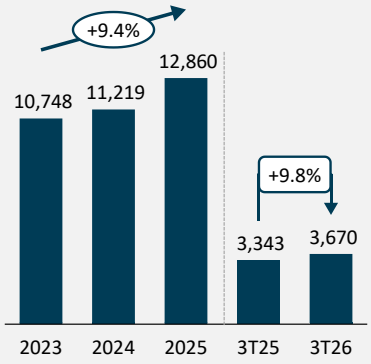
3 Considers the annual adjusted net income.

4 Based on volume-weighted closing price of ON shares in the period.

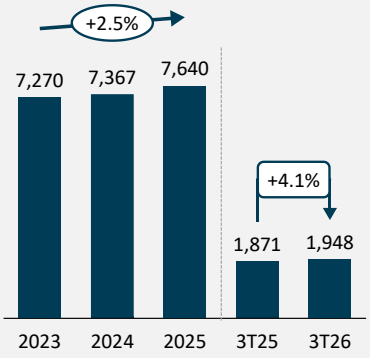
5 Payout equivalent to 55% of the distributable net income (excluding gains on partial disposal of investments in TAG).

6 *Payout* ratio equivalent to 55% of distributable net income (excluding the financial gain from the UBP renegotiation).

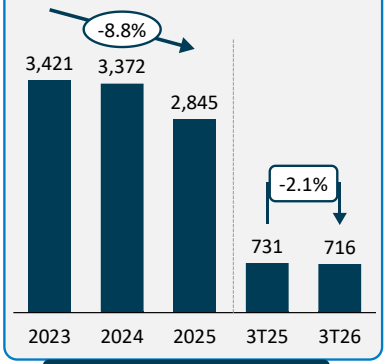
Net revenue (R$ million)



Adjusted Ebitda (R$ million)



Adjusted net income (R$ million)



ISEB3 ICO2 B3 IDIVERSA B3

Investors Relations
Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5064 – Zip Code 88025-255 Florianópolis – SC
Phone: +55 (48) 3221-7904
www.engie.com.br/investidores / ri.BREnergia@engie.com



www.engie.com.br