



EGIE3
B3 LISTED NM

EGIEY
OTC MARKET

RELEASE DE RESULTADOS 2T26

ENGIE Brasil Energia S.A.



Videoconferência de resultados

06/08/2026 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

ISEB3

IEE B3



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

Florianópolis (SC), 05 de agosto de 2026. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE", ou "Companhia") – B3: EGIE3, ADR: EGIEY – anuncia os resultados financeiros relativos ao Segundo Trimestre e período de 6 meses, encerrado em 30 de junho de 2026 (2T26/6M26). 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.



ENGIE Brasil Energia
conclui **follow-on** de
R\$ 8,4 bilhões e
assume participação
na **Jirau Energia**.



Asa Branca

Destaques



Receita operacional líquida

R\$ 3.511 milhões

(+13,8% ante 2T25).



Ebitda ajustado²

R\$ 2.179 milhões

(+16,8% ante 2T25).



Lucro líquido ajustado

R\$ 694 milhões

(+23,0% ante 2T25).



A Companhia reconheceu a adesão ao mecanismo legal de repactuação do passivo de **Uso de Bem Público (UBP)**, referente às obrigações futuras associadas às usinas hidrelétricas Cana Brava e Ponte de Pedra. O pagamento de R\$ 2,23 bilhões finalizou em 20 de julho de 2026.



Preço médio dos contratos
de venda de energia

R\$ 208,3/MWh

líquido dos tributos sobre a receita
e das operações de *trading*
(-4,0% ante 2T25).



Energia vendida

10.597 GWh

(4.852 MW médios)

sem considerar as operações de
trading (+14,1% ante 2T25).



O Conselho de Administração aprovou a proposta de **incorporação**, pela Companhia, da sua controlada integral **Companhia Energética do Jari - CEJA**. A operação foi posteriormente aprovada pela AGE realizada em **31 de julho**.

Adicionalmente, aprovou a realização de **Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações** e a convocação de AGE para aprovação do **Laudo de Avaliação** e o **valor a ser atribuído** às ações da **Jirau Energia** detidas pela ENGIE Brasil Participações.

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)	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.511	3.086	13,8%	6.920	6.100	13,4%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.761	1.541	14,3%	3.626	3.262	11,2%
Ebitda ¹	2.179	1.871	16,5%	4.427	3.915	13,1%
Ebitda ajustado ²	2.179	1.866	16,8%	4.423	3.906	13,2%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas ³	1.939	1.715	13,1%	4.027	3.523	14,3%
Ebitda / ROL - (%) ¹	62,1	60,6	1,5 p.p.	64,0	64,2	-0,2 p.p.
Ebitda / ROL - (%) ajustada ²	62,1	60,5	1,6 p.p.	63,9	64,0	-0,1 p.p.
Lucro Líquido	1.962	567	246,0%	2.754	1.394	97,6%
Lucro Líquido ajustado	694	564	23,0%	1.483	1.387	6,9%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) ajustado ⁴	18,3	23,1	-4,9 p.p.	18,3	23,1	-4,9 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) ajustado ⁵	13,9	15,4	-1,5 p.p.	13,9	15,4	-1,5 p.p.
Dívida Líquida ⁶	25.210	21.561	16,9%	25.210	21.561	16,9%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) ⁷	4.355	4.088	6,5%	5.093	4.736	7,5%
Energia Vendida (MW médios) ⁸	4.852	4.254	14,1%	4.878	4.346	12,2%
Preço Líquido Médio de Venda (R\$/MWh) ⁹	208,28	217,01	-4,0%	212,38	215,50	-1,4%
Número de Empregados - Total	1.402	1.265	10,8%	1.402	1.265	10,8%
Empregados EBE	1.366	1.240	10,2%	1.366	1.240	10,2%
Empregados em Projetos em Construção	36	25	44,0%	36	25	44,0%

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.

⁵ ROIC: taxa efetiva x EBIT ajustado / capital investido (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 Jaguará e Miranda).

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

Eventos Subsequentes



Na Assembleia Geral Extraordinária de 02 de julho, foi aprovado o **Laudo de Avaliação** e a proposta de valor das ações de emissão da Jirau Energia detidas pela ENGIE Brasil Participações, para fins de sua contribuição na integralização de ações **no âmbito da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações, no valor de R\$ 5,74 bilhões**.



Em 17 de julho, ocorreu a **liquidação das 274.082.684 novas ações**, emitidas no âmbito da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações da Companhia, que totalizou um aumento de **R\$ 8,36 bilhões** no capital social da Companhia.



O Conselho de Administração aprovou a distribuição de **R\$ 770,8 milhões (R\$ 0,5442/ação)** sob forma de **dividendos intercalares equivalente a 55% do lucro líquido distribuível** do primeiro semestre de 2026, desconsiderando o reconhecimento do ganho financeiro com a repactuação do UBP. As ações serão negociadas **ex-dividendos intercalares a partir de 21 de agosto de 2026** e a data de pagamento será definida posteriormente pela Diretoria Executiva.

Mensagem da Administração

O segundo trimestre de 2026 foi marcado por avanços estratégicos relevantes para a ENGIE Brasil Energia, reforçando nossa posição de liderança na transição energética do país. Mesmo diante de um ambiente regulatório e econômico desafiador, avançamos em projetos estruturantes e consolidamos operações que ampliam nossa presença nos segmentos de geração e transmissão de energia.

Em transmissão, avançamos de forma consistente nos projetos em implantação. O sistema de transmissão Asa Branca obteve a Licença de Instalação completa, permitindo o início das obras civis, enquanto o Graúna apresentou progressos importantes nos processos de licenciamento ambiental e liberação fundiária.

Além disso, em 26 de junho, assinamos o contrato de concessão referente aos lotes arrematados no primeiro leilão de transmissão de 2026 – nomeado como Colibri Transmissora de Energia. Os novos projetos reforçarão nossa presença em ativos estratégicos e contribuirão para a geração de receitas de longo prazo.

No Mercado Livre de Energia (MLE), ampliamos em 42,3% o número de consumidores livres em relação ao mesmo período do ano anterior. Esse crescimento demonstra a confiança dos clientes em nossas soluções e acompanha o movimento de expansão do ambiente de contratação livre.

Outro destaque foi a adesão ao mecanismo de repactuação do passivo de Uso de Bem Público (UBP), referente às usinas hidrelétricas Cana Brava (GO) e Ponte de Pedra (MT), com o reconhecimento de um efeito não recorrente de R\$ 1,3 bilhão no lucro líquido, cujo pagamento foi finalizado em 20 de julho de 2026. Essa medida contribui para uma maior previsibilidade financeira e reforça nossa disciplina na gestão de obrigações futuras.

A Companhia liquidou financeiramente a obrigação relacionada a repactuação do UBP das usinas hidrelétricas Cana Brava e Ponte de Pedra, pelo valor de R\$ 2,23 bilhões.



Em termos financeiros, no segundo trimestre de 2026, registramos receita operacional líquida de R\$ 3,5 bilhões (+13,8%), impulsionada pelo desempenho das operações de curto prazo e dos contratos nos mercados livre e regulado. Adicionalmente, o segmento de transmissão contribuiu positivamente para a expansão da receita. O Ebitda ajustado alcançou R\$ 2,2 bilhões, representando um crescimento de 16,8% com relação ao 2T25. Já o lucro líquido ajustado totalizou R\$ 694 milhões, alta de 23,0% na comparação com o mesmo trimestre do ano anterior, refletindo a solidez e a consistência de nosso desempenho operacional e financeiro.

Entre os eventos subsequentes ao trimestre, destaca-se a conclusão da oferta pública primária de ações ordinárias (*follow on*), aprovada em Assembleia Geral Extraordinária. A operação resultou na emissão de mais de 274 milhões de ações e movimentou R\$ 8,36 bilhões, viabilizando a transferência da participação de 40% da ENGIE Brasil Participações na Jirau Energia S.A. para a Companhia. Desse montante, R\$ 2,62 bilhões foram captados junto ao mercado e R\$ 5,74 bilhões corresponderam à contribuição da participação em Jirau. O preço por ação foi fixado em R\$ 30,50, por meio de processo de *bookbuilding*, com direito de prioridade aos acionistas. A liquidação ocorreu em 17 de julho de 2026, elevando o capital social da Companhia para R\$ 15,22 bilhões. O movimento marcou o retorno da ENGIE Brasil Energia ao mercado de capitais, 21 anos após sua última oferta de

ações, e reforçou a confiança dos investidores na estratégia da Companhia, assim como seu compromisso de longo prazo com o desenvolvimento do setor elétrico e com o Brasil.

Na dimensão socioambiental, permanecemos pelo 21º ano consecutivo no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3 e seguimos integrando o Dow Jones Best-in-Class Emerging Markets, reafirmando nosso compromisso com práticas de governança e sustentabilidade reconhecidas internacionalmente. A publicação do Relatório de Sustentabilidade 2025 também reforça nossa transparência e nossa atuação para acelerar a transição para uma matriz energética de baixo carbono.

Seguiremos concentrados na expansão de nosso portfólio renovável, no fortalecimento dos ativos de transmissão e na manutenção de elevados índices de disponibilidade operacional. Acreditamos que a combinação entre solidez financeira, inovação e responsabilidade socioambiental continuará gerando valor para nossos acionistas, clientes e para o Brasil.

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 2T26, a ENGIE Brasil Energia contava com **11.265,9 MW de capacidade instalada**, operando um parque gerador de 12.965,6 MW, composto de 145 usinas, sendo 13 hidrelétricas e 132 de fontes renováveis complementares – central a biomassa, PCHs, eólicas e solares –, das quais 142 pertencem integralmente à Companhia e três (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

Ativos de Geração de Energia em Operação em 30 de Junho 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 Iguaçu (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	dez/35	247,8	
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	jun/48	324,0	
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguaí (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 Araguaí (AP)	219,0	219,0	ago/48	123,3	
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	ago/37	127,6	
Total - Hidrelétricas			8.739,9	7.040,2		3.576,5	
Usina	Tipo	Centrais geradoras ¹	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	ago/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	mai/51	166,5
Conjunto Trairi	Eólica	8	Trairi (CE)	212,6	212,6	set/41	97,2
Conjunto Lar do Sol ²	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)	3,0	3,0	não aplicável ³	0,2
Tubarão	Eólica		Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável ³	0,3
Tubarão 2	Eólica		Tubarão (SC)	4,2	4,2	não aplicável ³	0,0
Total - Complementares			4.225,6	4.225,6		1.780,1	
Total			12.965,6	11.265,9		5.356,6	

¹ Para composição dos conjuntos eólicos e fotovoltaicos.

² A usina Lar do Sol não possui garantia física declarada, portanto sua capacidade comercial é baseada na geração prevista.

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

Ativos de Transmissão de Energia



Ativos de Transmissão em Operação em 30 de Junho 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.

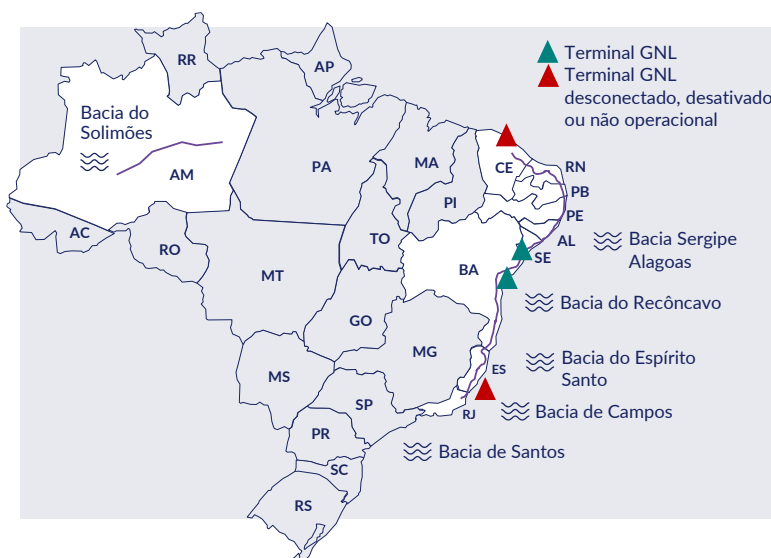
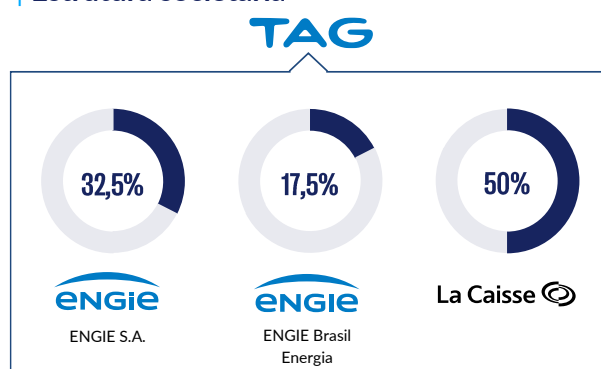
A rede de gasodutos possui diversos pontos de conexão, com 14 pontos de entrada de gás (incluindo 2 terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)), 92 pontos de saída, 2 pontos de entrada e saída bidirecionais e 1 ponto de interconexão, além de conexão com 10 distribuidoras de gás, 2 refinarias, 2 termelétricas 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.

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 segundo trimestre de 2026, foram firmados 1.005 contratos de Transporte, representando 53% do total de contratos do ano anterior e um incremento de 55% frente ao contratado até o fim do segundo trimestre de 2025.

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).

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.

Estrutura societária



Destaques do semestre

- A TAG passou a realizar os Processos de Aquisição de Gás para Uso do Sistema (GUS) diariamente na Plataforma de Balanceamento, além de ofertar simultaneamente, em todos os dias úteis, janelas de contratação dos produtos de curto prazo (Flexível Anual, Trimestral, Mensal e Diário), aumentando a flexibilidade e simplificando a operação dos carregadores.
- Com a realização do 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) manifestaram interesse em conexão, reforçando a integração das térmicas ao sistema e a modicidade tarifária. Ao fim do 2T26, encontravam-se em andamento os processos de formalização dos Termos de Compromisso para contratação do serviço de transporte firme de gás natural, requisito para comprovação junto à ANP e condição necessária à assinatura dos Contratos de Reserva de Capacidade.
- 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.

Projetos:

A TAG possui diversos projetos no pipeline a serem executados nos próximos cinco anos, com previsão de R\$ 4,1 bilhões em investimentos. Deste valor, a expectativa é que 55% sejam alocados em projetos de expansão, em linha com as perspectivas positivas do Grupo ENGIE para a indústria de gás natural no Brasil.

Em desenvolvimento:

- Pontos de saída LRCAP (BA, AL, PE, PB):** 5 novos pontos de saída para atendimento à demanda termelétrica do LRCAP. Os pontos, em conjunto, terão capacidade máxima de transporte de ~9 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 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. O termo de compromisso para projeto conceitual foi aprovado no final de 2022.

Detalhamento dos Contratos

Contrato/Trecho	Extensão (km)	Tipo	Cliente	Vencimento do Contrato	Capacidade ² (MM m ³ /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

Jirau Energia - Rondônia

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 20 de maio de 2025, o Ministério de Minas e Energia (MME) emitiu a Portaria nº 2.946, estabelecendo **os novos montantes de garantia física** para a Usina Hidrelétrica Jirau. Os valores definidos são de 2.222,6 MW médios para operação na cota 90 metros ampliada e de 2.335,1 MW médios para operação na cota 90 metros constante.

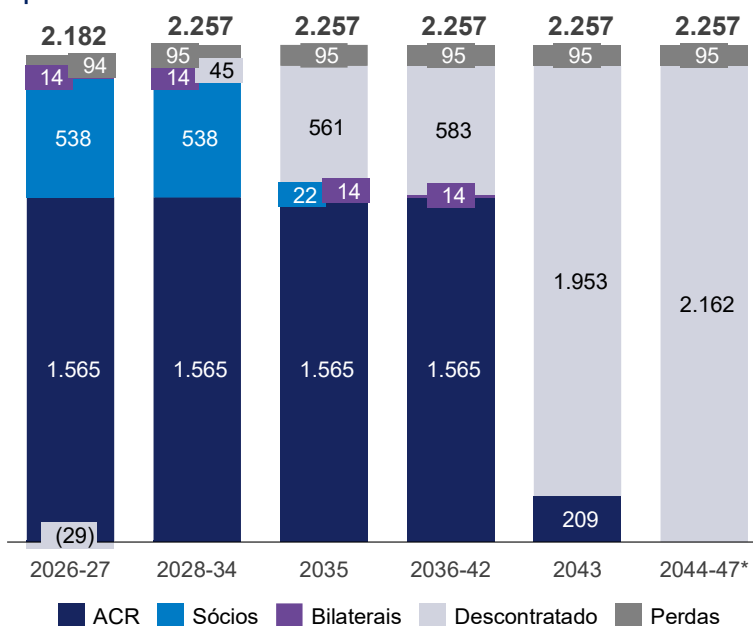
Do total do incremento de garantia física, um terço pertence ao governo da Bolívia. Com isso, a parcela atribuída ao Brasil corresponde a **2.182,2 MW médios na cota 90 metros ampliada e 2.257,2 MW médios na 90 metros constante**.

No 2T26, a Jirau Energia gerou 2.613 MW médios, 4,6% acima dos 2.497 MW médios gerados no 2T25, **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 2T26, 2.565 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.

Portfólio de Contratos da Jirau Energia | MW médios

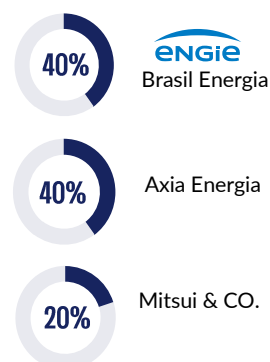


* Extensão de concessão até 16/08/2047 aprovada pela Aneel, conforme Resolução Homologatória nº 3.598 de 14/07/2026.

Estrutura Acionária



A partir de 17/07/2026





Leilão de Energia de Reserva – Usina Hidrelétrica Jaguará

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.

A expansão da capacidade instalada se dará por meio da motorização de dois poços existentes na **Usina Hidrelétrica Jaguará**, 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 Jaguará 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 segundo trimestre de 2026, foram deflagradas ações relacionadas ao início do projeto executivo e ao planejamento integrado da expansão, visando o cumprimento do prazo.

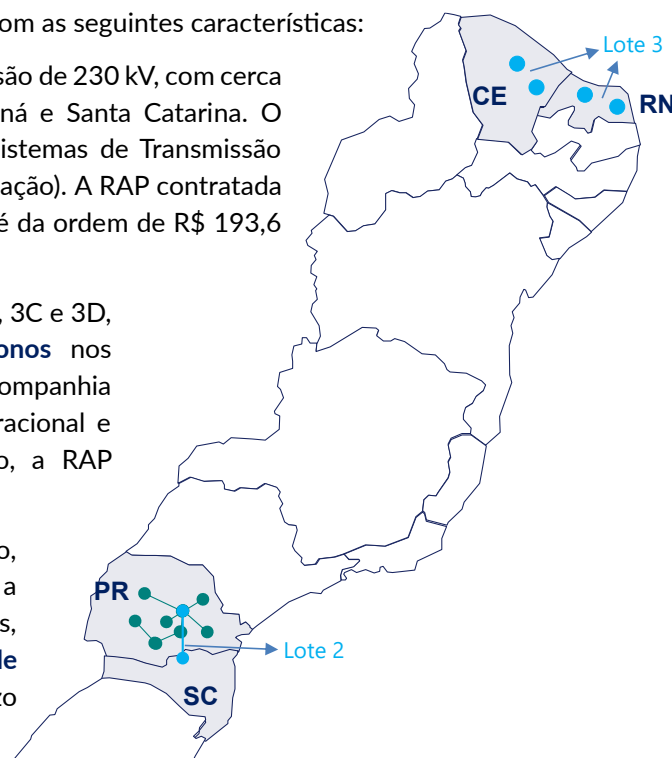


Colibri Transmissora de Energia – Paraná, Santa Catarina, Ceará e Rio Grande do Norte

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, e contarão com as seguintes características:

- **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.
- **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.

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**. 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.

Em 17 de abril de 2026, foi emitida pelo Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais (Ibama), a Licença de Instalação completa do empreendimento, o que possibilitou o início imediato das atividades. No momento, estão em execução atividades de obras civis nas linhas de transmissão e ampliação 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.





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

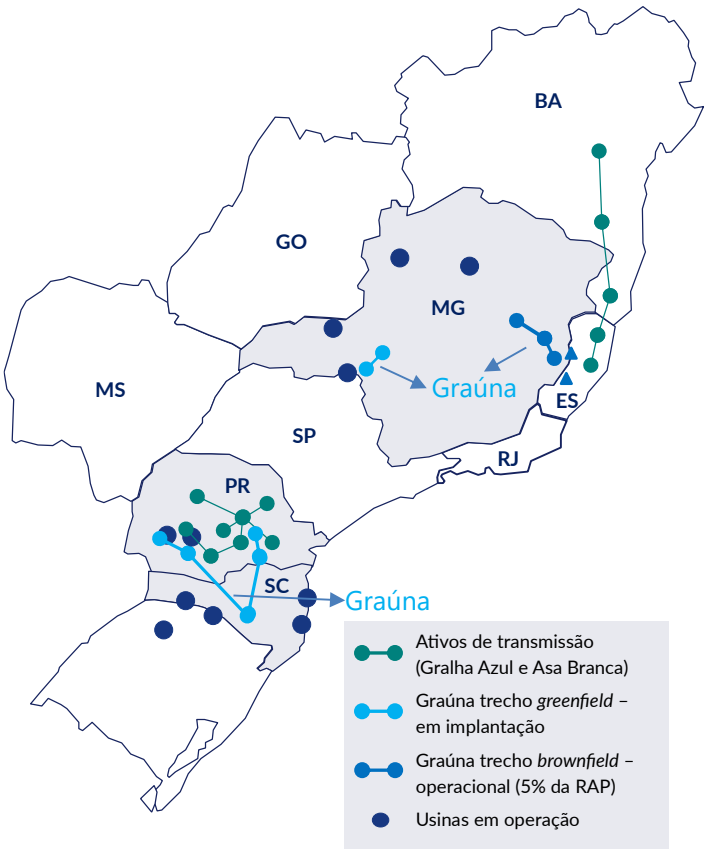
Arrematado no Leilão de Transmissão nº 02/2024, promovido pela Aneel, o Lote 1 foi denominado como Graúna e contempla a implantação de seis novas linhas de transmissão, sendo uma delas um seccionamento, totalizando cerca de **738 quilômetros de extensão**, além de duas novas subestações e cinco ampliações 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 2T26, o projeto avançou de forma consistente nos principais pilares de implantação. Destaca-se a obtenção da Licença Prévia no trecho sob licenciamento do órgão ambiental do Estado de Santa Catarina, além de progressos relevantes nas frentes de licenciamento ambiental e liberação fundiária. Adicionalmente, foram emitidas as ordens de mobilização para início das atividades de ampliação das subestações existentes SE 345kV Jaguará e SE 345kV Araxá III. Também houve continuidade das atividades de engenharia e fornecimento, incluindo a realização de testes e inspeções em fábrica. O cronograma do projeto permanece aderente ao prazo previsto no contrato de concessão.

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

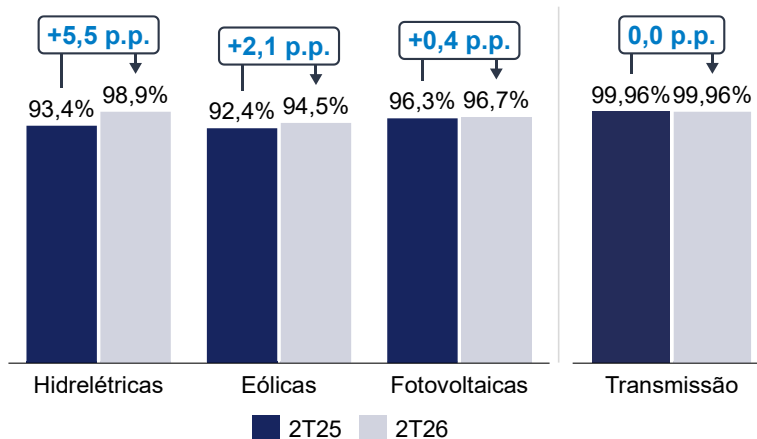
No 2T26, as usinas hidrelétricas operadas pela ENGIE Brasil Energia, atingiram **índice de disponibilidade interna de 98,9%**, (considerando-se as paradas programadas e forçadas), um aumento de 5,5 p.p. na comparação com o mesmo trimestre do ano anterior, quando atingiram 93,4%. Essa variação deve-se, principalmente, às inspeções e ensaios contratuais de pré e pós modernização executados nas usinas hidrelétricas Jaguará, Miranda e Salto Osório ao longo do segundo trimestre de 2025.

Com relação às usinas eólicas, o **índice de disponibilidade energética interna do 2T26 foi de 94,5%**, aumento de 2,1 p.p. frente aos 92,4% registrados no 2T25. A melhora foi impulsionada, principalmente, pela evolução do desempenho no Conjunto Eólico Santo Agostinho e pela estabilização da disponibilidade em patamar positivo no restante das usinas.

Quanto às usinas fotovoltaicas, o **índice de disponibilidade energética foi de 96,7%**, no 2T26, um aumento de 0,4 p.p. em relação aos 96,3% registrados no 2T25. Esse avanço refletiu a execução de ações voltadas à melhoria do desempenho operacional e a inclusão do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol na composição do indicador.

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 99,96% no 2T26 e 99,97% nos 6M26**, indicadores em linha com os registrados nos mesmos períodos de 2025.

Disponibilidade | Considerando as Paradas Programadas e Forçadas



Geração de Energia

No **segundo trimestre de 2026**, a geração de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia, **foi de 9.511 GWh** (4.355 MW médios), resultado 6,5% superior à produção do 2T25.

Do total gerado, as **usinas hidrelétricas** contribuíram com **6.533 GWh** (2.991 MW médios), enquanto as **usinas complementares** geraram **2.978 GWh** (1.364 MW médios). Esses números representam aumento de 10,5% na geração das hidrelétricas e redução de 1,2% nas complementares, em relação ao 2T25.

O aumento da **geração hidrelétrica** no segundo trimestre de 2026, em comparação com o mesmo período do ano anterior, foi impulsionado, principalmente, pela aquisição das usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, que contribuíram conjuntamente com 838 GWh (384 MW médios) no 2T26. Adicionalmente, as bacias dos rios Amazonas e Araguari, onde esses ativos estão localizados, registraram vazões acima da média ao longo do trimestre, em razão da continuidade do período úmido, proporcionando maior disponibilidade hídrica e contribuindo com o desempenho das usinas.

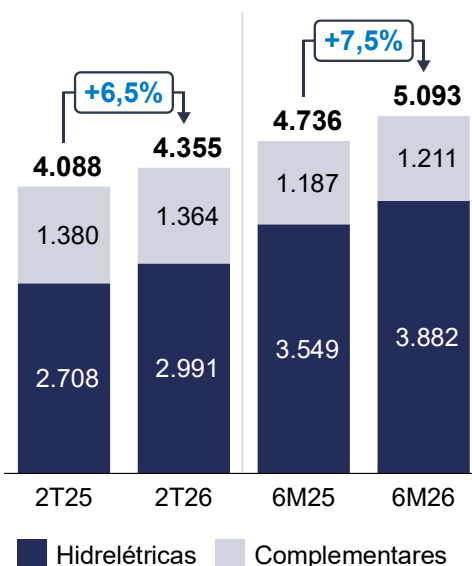
Em contrapartida, a região Sul foi impactada por condições hidrometeorológicas menos favoráveis, com vazões abaixo da média nas usinas hidrelétricas, e consequente redução dos níveis de armazenamento na maior parte dos reservatórios. No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, a transição entre os períodos úmido e seco, característica dessa época do ano, também resultou em menores vazões, limitando a geração hidrelétrica das usinas localizadas na região.

A redução na geração das **usinas complementares** no 2T26, em comparação com o 2T25, foi influenciada pelo aumento do *curtailment*, com maior impacto sobre as **usinas eólicas**. No trimestre, esses ativos produziram 2.224 GWh (1.019 MW médios), volume 6,0% inferior ao registrado no mesmo período do ano anterior.

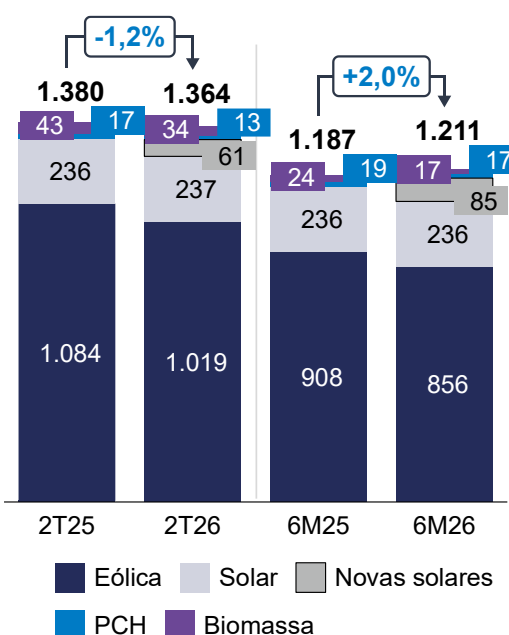
Por outro lado, as **usinas solares** apresentaram desempenho positivo, com geração de 650 GWh (298 MW médios), um aumento de 26,0% em relação ao 2T25. Esse crescimento foi impulsionado pela entrada em operação comercial de todos os parques do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, que contribuiu com 324 GWh (148 MW médios) no trimestre, volume 51,0% superior ao apurado no mesmo período de 2025. Adicionalmente, a reconstrução da Usina Fotovoltaica Paracatu 4 também contribuiu para a expansão da geração solar no período.

Cumprir 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.

| Geração | MW médios



| Geração por Fonte Complementar | MW médios



Curtailment

O *Curtailment*, de acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pode ser classificado em três principais categorias: **Energética** (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.

Segundo análise dos dados divulgados pelo ONS, no **2T26, as usinas eólicas e solares operadas pela ENGIE Brasil Energia registraram frustração de geração de 20%**, levemente acima dos 19% observado para o conjunto de usinas integrantes do Sistema Integrado Nacional (SIN). As usinas eólicas da Companhia apresentaram redução de geração de 17%, ligeiramente superior aos 15% verificados no SIN, enquanto as usinas solares registraram frustração de 27%, um pouco inferior aos 29% apurados para o SIN, conforme pode ser observado na tabela a seguir:

% Curtailment por fonte

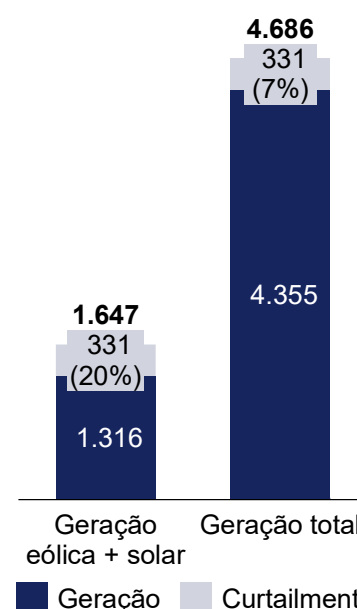
	2T26			2T25		
	Eólico	Solar	Total	Eólico	Solar	Total
Curtailment ENGIE Brasil Energia	17%	27%	20%	12%	26%	16%
Curtailment SIN	15%	29%	19%	11%	26%	15%

% Curtailment por ativo

Ativos eólicos	Capacidade comercial (MWm)	2T26 (%)	2T25 (%)
Trairi (CE)	97,2	25%	27%
Santo Agostinho (RN)	224,2	32%	18%
Serra do Assuruá (BA)	846,0	16%	12%
Campo Largo I e II (BA)	359,0	9%	8%
Umburanas (BA)	213,3	20%	8%

Ativos solares	Capacidade comercial (MWm)	2T26 (%)	2T25 (%)
Sol do Futuro (CE)	16,2	29%	20%
Assú Sol (RN)	229,6	29%	22%
Floresta (RN)	25,1	19%	40%
Assú V (RN)	9,2	29%	25%
Juazeiro (BA)	34,8	24%	16%
Sertão Solar (BA)	26,1	46%	34%
São Pedro (BA)	16,0	46%	39%
Lar do Sol (MG)	53,0	26%	32%
Paracatu (MG)	34,0	22%	21%

% Curtailment sobre Geração 2T26 | MW médios

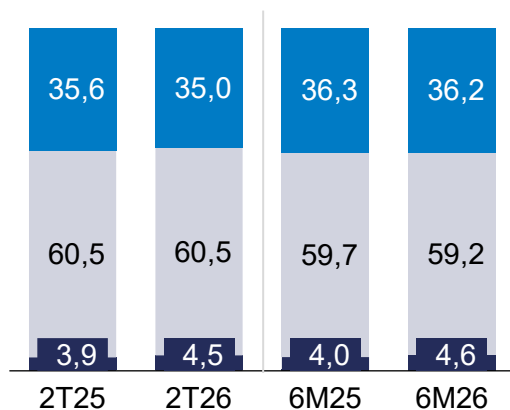


Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia com base em premissas divulgadas pelo ONS e sujeitas a atualizações.

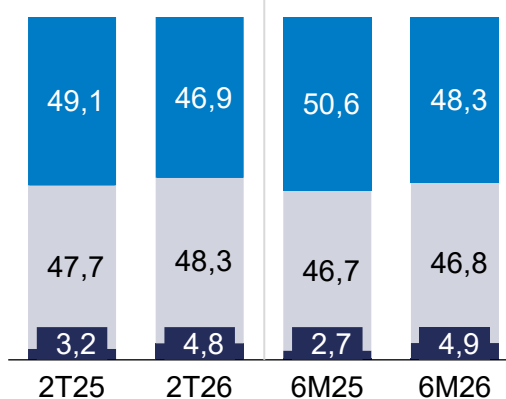
Portfólio de Venda de Energia Elétrica

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.

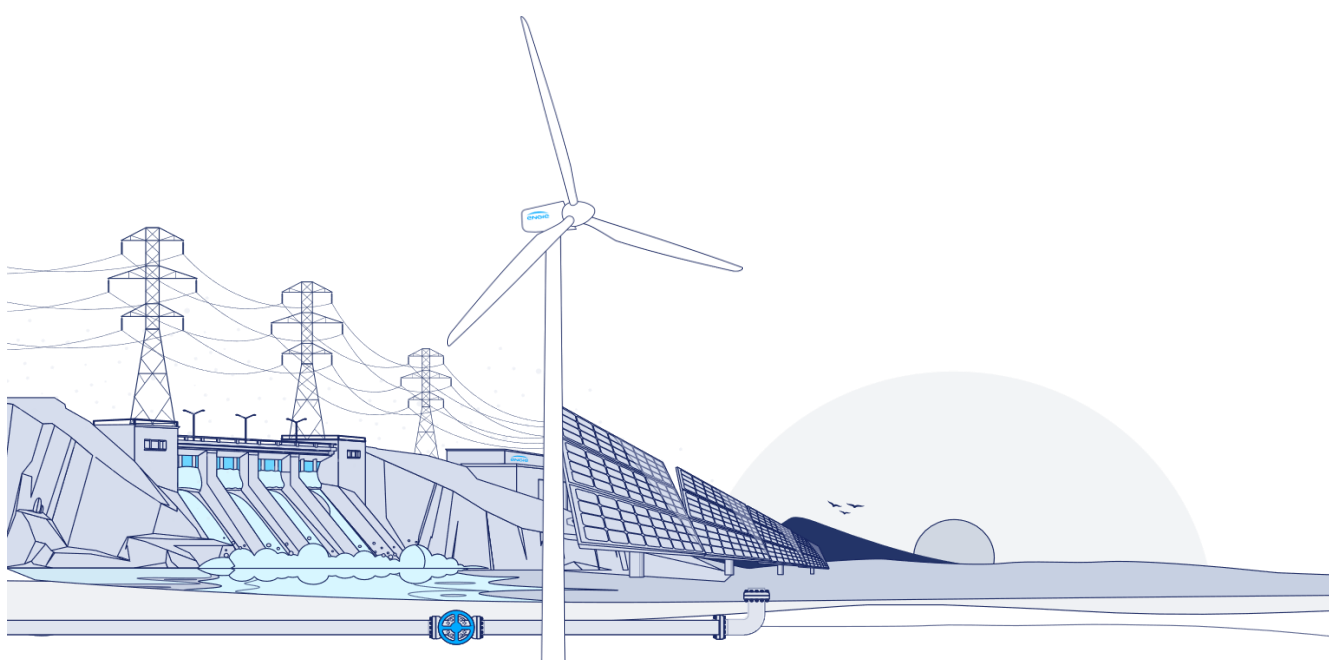
Participação dos Clientes nas Vendas Físicas (%)



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 junho 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	5.169	5.202	5.202	5.202	5.161	Preço Bruto no Leilão	Data de Referência	Preço Bruto Corrigido	Líquido de PIS/ Cofins/P&D
+ Compras para Revenda	800	527	381	232	248				
= Recursos Totais (A)	5.969	5.729	5.583	5.434	5.409				
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	337,4	303,1
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	370,2	332,6
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	386,4	347,2
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	126,6	out-07	348,5	313,1
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	321,0	291,3
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	515,3	467,7
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	243,5	220,9
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	220,0	209,9
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	-	jul-17	253,0	241,3
+ Vendas Bilaterais	3.160	2.539	1.959	1.208	1.050				
= Vendas Totais (B)	5.338	4.886	4.392	3.457	3.213				
- Hedge comercial	572	572	572	572	572				
Saldo (A - B)	59	271	619	1.405	1.624				
Preço médio de venda (R\$/MWh) (líquido) ^{2, 3} :	244,1	232,2	239,8						
Preço médio de compra (R\$/MWh) (líquido) ⁴ :	214,7	195,4	174,1						

1 XXXX-YY-XXXX-YY, onde:

XXXX → ano de realização do leilão

YY → EE = energia existente ou EN = energia nova

XXXX → ano de início de fornecimento

YY → 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 (UHJs Jaguará 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 – 2T26 X 2T25 | R\$ milhões

	Energia elétrica			Transporte de Gás	Consolidado
	Geração¹	Transmissão	Trading		
2T26					
Receita operacional líquida	2.707	689	115	-	3.511
Custos operacionais	(1.348)	(334)	(109)	-	(1.791)
Lucro bruto	1.359	355	6	-	1.720
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(133)	(2)	(6)	-	(141)
Outras despesas operacionais, líquidas	(1)	52	-	-	51
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	130	130
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.225	405	-	130	1.760
2T25					
Receita operacional líquida	2.280	740	66	-	3.086
Custos operacionais	(1.110)	(482)	(66)	-	(1.658)
Lucro (prejuízo) bruto	1.170	258	-	-	1.428
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(131)	(6)	(2)	-	(139)
Outras receitas operacionais, líquidas	8	40	-	-	48
Alienação de subsidiária	5	-	-	-	5
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	199	199
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.052	292	(2)	199	1.541
Variação					
Receita operacional líquida	427	(51)	49	-	425
Custos operacionais	(238)	148	(43)	-	(133)
Lucro bruto	189	97	6	-	292
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(2)	4	(4)	-	(2)
Outras despesas operacionais, líquidas	(9)	12	-	-	3
Alienação de subsidiária	(5)	-	-	-	(5)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	(69)	(69)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	173	113	2	(69)	219

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 – 2T26 X 2T25 | R\$ milhões

	Energia elétrica			Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading	
2T26				
Ambiente de contratação livre ¹	1.120	-	-	1.120
Ambiente de contratação regulado ²	1.087	-	-	1.087
Remuneração dos ativos de concessão	164	399	-	563
Transações no mercado de energia de curto prazo	271	-	-	271
Receita de construção	-	239	-	239
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	110	110
Receita de serviços prestados	42	51	-	93
Indenizações	5	-	-	5
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	-	-	5	5
Outras receitas	18	-	-	18
Receita operacional líquida	2.707	689	115	3.511
2T25				
Ambiente de contratação livre	994	-	-	994
Ambiente de contratação regulado	1.022	-	-	1.022
Remuneração dos ativos de concessão	122	255	-	377
Transações no mercado de energia de curto prazo	89	-	-	89
Receita de construção	-	455	-	455
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	66	66
Receita de serviços prestados	38	30	-	68
Indenizações	1	-	-	1
Outras receitas	14	-	-	14
Receita operacional líquida	2.280	740	66	3.086
Variação				
Ambiente de contratação livre	126	-	-	126
Ambiente de contratação regulado	65	-	-	65
Remuneração dos ativos de concessão	42	144	-	186
Transações no mercado de energia de curto prazo	182	-	-	182
Receita de construção	-	(216)	-	(216)
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	44	44
Receita de serviços prestados	4	21	-	25
Indenizações	4	-	-	4
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	-	-	5	5
Outras receitas	4	-	-	4
Receita operacional líquida	427	(51)	49	425

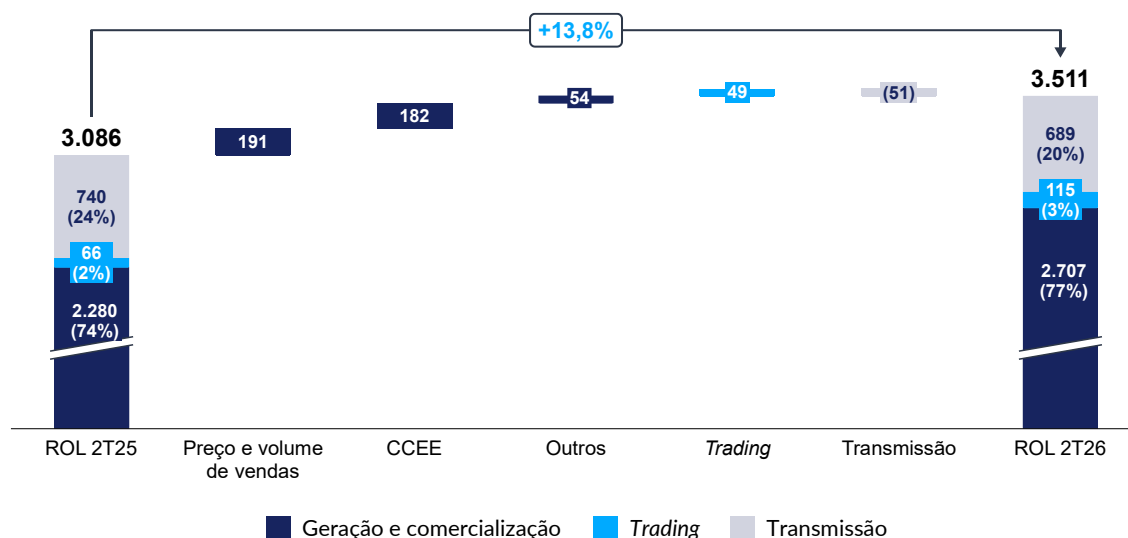
¹ Consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica.

² Distribuidoras de energia elétrica.

No 2T26, a receita operacional líquida aumentou 13,8% (R\$ 425 milhões) quando comparada ao 2T25, passando de R\$ 3.086 milhões para R\$ 3.511 milhões.

Essa variação decorre, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) acréscimo de R\$ 427 milhões (18,7%) na receita operacional líquida de geração e venda de energia do portfólio; (ii) elevação de R\$ 49 milhões (74,2%) no segmento de *trading*; e atenuada pela (iii) redução de R\$ 51 milhões (6,9%), do segmento de transmissão. Mais detalhes dos segmentos de transmissão e *trading* estão descritos a seguir em itens específicos.

Receita Operacional Líquida por Segmento | R\$ milhões



Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

Geração e Venda de Energia do Portfólio

Preço Médio Líquido de Venda e Volume de Vendas

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita e operações de *trading*, foi de **R\$ 208,28/MWh no 2T26**. Esse valor foi 4,0% inferior ao do 2T25, que foi de R\$ 217,01/MWh.

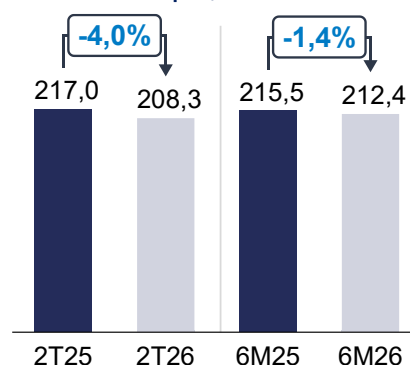
Durante os anos de 2025 e 2026 ocorreram ressarcimentos causados pela entrega de energia eólica e solar em quantidades inferiores às firmadas nos contratos no ambiente regulado com as distribuidoras. Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos nos trimestres, o preço médio líquido de venda de energia passou de R\$ 225,14/MWh no 2T25, para **R\$ 214,19/MWh no 2T26**, inferior em 4,9%.

A redução do preço entre os períodos em análise foi motivada, substancialmente, pelo (i) ingresso dos contratos vinculados à aquisição das usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; (ii) vencimento de contrato relevante de distribuição com valor superior à média do preço de energia; e parcialmente atenuado pela (iii) atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes.

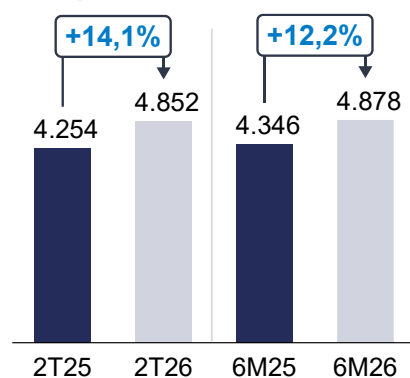
A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 9.290 GWh (4.254 MW médios) no 2T25, para **10.597 GWh (4.852 MW médios) no 2T26**, um acréscimo de 1.307 GWh (598 MW médios), ou 14,1%, entre os períodos comparados.

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 Vendas¹ | R\$/MWh



Volume de Vendas² | 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\$ 191 milhões na receita operacional líquida da Companhia, no trimestre.

Transações de Energia

Ambiente de Contratação Livre:

A receita de venda a consumidores livres e comercializadoras aumentou R\$ 126 milhões (12,7%) entre os trimestres em análise, passando de R\$ 994 milhões no 2T25 para **R\$ 1.120 milhões no 2T26**. A variação resulta do aumento de 866 GWh (396 MW médios) no volume de energia vendida (R\$ 144 milhões) e do decréscimo de 1,9% no preço médio líquido de vendas (R\$ 18 milhões).

A variação na quantidade de energia vendida, deve-se, principalmente, pelas entradas em operação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, ocasionando maior quantidade de energia disponível no portfólio da Companhia. Já 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 (ii) atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes.

Ambiente de Contratação Regulado:

A receita de venda a distribuidoras alcançou **R\$ 1.087 milhões no 2T26, R\$ 65 milhões (6,4%) superior** aos R\$ 1.022 milhões auferidos no 2T25. A variação positiva foi ocasionada pelos seguintes efeitos somados: (i) R\$ 123 milhões em função do acréscimo de 441 GWh (202 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) atenuada em R\$ 58 milhões com o decréscimo de 5,7% no preço médio líquido de vendas.

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

Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos anteriormente citados, o preço médio líquido de vendas das distribuidoras reduziu 7,3% entre os trimestres em análise.

Remuneração dos Ativos de Concessão

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

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R\$ 122 milhões, no 2T25, para **R\$ 164 milhões no 2T26, aumento de R\$ 42 milhões (34,4%)**. A variação foi motivada, substancialmente, pelo aumento do IPCA entre os períodos em comparação.

Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 2T26, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de **R\$ 271 milhões**, enquanto no 2T25 foi de R\$ 89 milhões, o que representa um **acrécimo de R\$ 182 milhões** entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

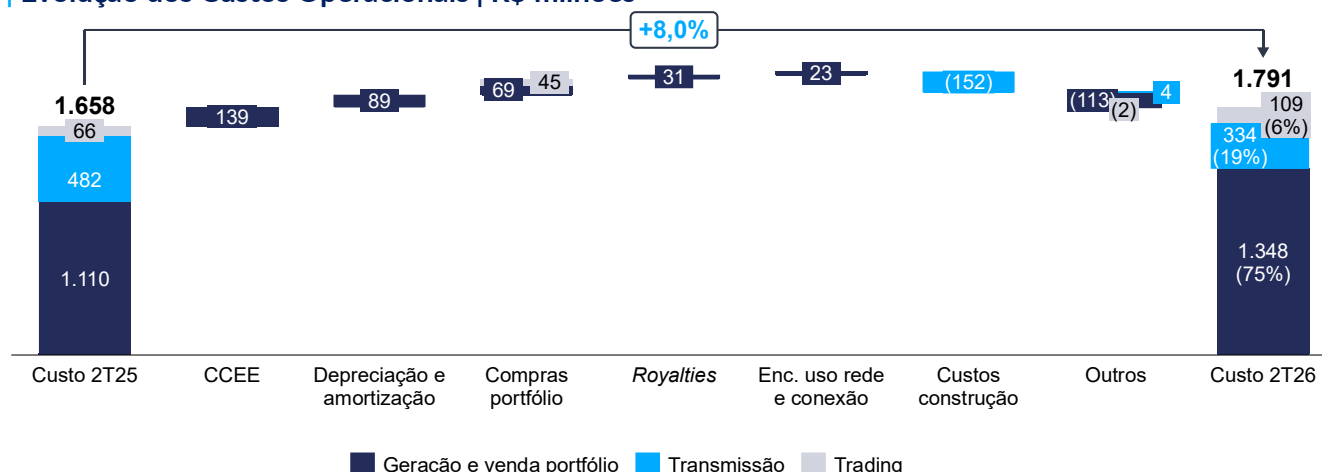
Custos Operacionais

| Custos por segmento – 2T26 x 2T25 | R\$ milhões

	Energia elétrica			Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading	
2T26				
Depreciação e amortização	404	4	-	408
Compras de energia	274	-	109	383
Custos de construção	-	310	-	310
Transações no mercado de energia de curto prazo	256	-	-	256
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	217	-	-	217
Materiais e serviços de terceiros	117	10	-	127
Pessoal	82	8	-	90
Seguros	49	-	-	49
Royalties	48	-	-	48
Outros custos operacionais, líquidos	(99)	2	-	(97)
Custos operacionais	1.348	334	109	1.791
2T25				
Depreciação e amortização	315	4	-	319
Compras de energia	205	-	64	269
Custos de construção	-	462	-	462
Transações no mercado de energia de curto prazo	117	-	-	117
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	194	-	-	194
Materiais e serviços de terceiros	133	11	-	144
Pessoal	66	5	-	71
Seguros	36	1	-	37
Royalties	17	-	-	17
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	2	2
Outros custos operacionais, líquidos	27	(1)	-	26
Custos operacionais	1.110	482	66	1.658
Variação				
Depreciação e amortização	89	-	-	89
Compras de energia	69	-	45	114
Custos de construção	-	(152)	-	(152)
Transações no mercado de energia de curto prazo	139	-	-	139
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	23	-	-	23
Materiais e serviços de terceiros	(16)	(1)	-	(17)
Pessoal	16	3	-	19
Seguros	13	(1)	-	12
Royalties	31	-	-	31
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	(2)	(2)
Outros custos operacionais, líquidos	(126)	3	-	(123)
Custos operacionais	238	(148)	43	133

Os custos operacionais aumentaram em R\$ 133 milhões (8,0%) entre os trimestres comparados, passando de R\$ 1.658 milhões no 2T25 para R\$ 1.791 milhões no 2T26. Esta variação foi reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) elevação de R\$ 238 milhões (21,4%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (ii) aumento de R\$ 43 milhões (65,2%) nos custos de operações de trading de energia; e (iii) decréscimo de R\$ 148 milhões (30,7%) nos custos do segmento de transmissão.

| Evolução dos Custos Operacionais | R\$ milhões



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

Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

Segmento de Geração e Venda de Energia do Portfólio

- **Depreciação e amortização:** aumento de R\$ 89 milhões (28,3%), 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.
- **Compras de energia:** entre o 2T25 e o 2T26 houve aumento de R\$ 69 milhões (33,7%) nas compras de energia, substancialmente motivada pela combinação do aumento de 3,4% no preço médio líquido de compras de energia (R\$ 62 milhões) e do acréscimo de 50 GWh (23 MW médios) na quantidade de energia comprada (R\$ 7 milhões). O acréscimo do volume deve-se ao aumento das compras para gestão de portfólio da Companhia. Já a variação do preço médio de compras reflete a elevação dos preços de fechamento de mês devido ao aumento do PLD médio, entre os trimestres comparados; e a atualização monetária de contratos de longo prazo.
- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram superiores em R\$ 139 milhões (118,8%) 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\$ 23 milhões (11,9%) 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.
- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (Royalties):** elevação de R\$ 31 milhões (182,4%) em decorrência (i) da maior geração das usinas hidrelétricas durante o 2T26, quando comparado com o 2T25; (ii) da aquisição das subsidiárias Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; e (iii) pelo reajuste anual.
- **Outros custos operacionais, líquidos:** redução de R\$ 126 milhões entre os trimestres analisados, devido, principalmente, ao reconhecimento de R\$ 125 milhões no 2T26 de créditos tributários de PIS e Cofins decorrentes do aproveitamento de créditos sobre encargos de depreciação de bens do ativo imobilizado, cujo direito foi assegurado por decisão judicial transitada em julgado. O total registrado foi de R\$ 218 milhões, sendo R\$ 125 milhões de principal e R\$ 93 milhões de atualização monetária pela taxa Selic.

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

Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia

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



Asa Branca

O resultado bruto do segmento de transmissão de energia atingiu R\$ 355 milhões positivos no 2T26, aumento de R\$ 97 milhões (37,6%), em relação ao mesmo trimestre de 2025, cujo valor foi de R\$ 258 milhões. As variações decorrem, substancialmente, (i) do acréscimo de R\$ 144 milhões (56,5%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pelo maior saldo nominal e pelo aumento dos índices inflacionários entre os trimestres comparados; (ii) pelo aumento de R\$ 22 milhões na receita de O&M; e atenuado (ii) pelo efeito negativo de R\$ 64 milhões (25,1%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção (redução de R\$ 216 milhões e R\$ 152 milhões, respectivamente), oriundo, principalmente, do cronograma das obras do Sistema de Transmissão Asa Branca.

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida no 2T26 foi de R\$ 255 milhões, (R\$ 190 milhões no 2T25), sendo R\$ 204 milhões (R\$ 160 milhões no 2T25) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R\$ 51 milhões (R\$ 30 milhões no 2T25) relativos à receita de serviços prestados de O&M.

Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão:

(em R\$ milhões)	2T26	2T25	Variação
RAP, líquida de PIS e Cofins	255	190	65
Custos operacionais	(20)	(16)	(4)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(2)	(6)	4
Outras receitas operacionais, líquidas	1	1	-
Ebitda regulatório de transmissão	234	169	65

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\$ 6 milhões, motivado pelo aumento de R\$ 7 milhões oriundo da marcação a mercado das transações de fornecimento futuro, na comparação entre os períodos — diferença entre os preços contratados e os de mercado, atenuado pelo impacto negativo de R\$ 1 milhão 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
2T26	
Receita operacional líquida	271
Custos operacionais	(256)
Resultado líquido	15
2T25	
Receita operacional líquida	89
Custos operacionais	(117)
Resultado líquido	(28)
Variação	
Receita operacional líquida	182
Custos operacionais	(139)
Resultado líquido	43

No 2T26 e no 2T25, **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\$ 15 milhões** e negativos R\$ 28 milhões, respectivamente. O montante representa **aumento de R\$ 43 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) pelo 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 (a média do GSF passou de 95,5% no 2T25 para 99,0% no 2T26); (ii) aumento da energia livre devido à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos; atenuado (iii) pelos efeitos da variação negativa nas operações de fechamento de mês, recontabilizações e modulações entre os trimestres analisados; e (iv) apesar do aumento da geração hidrelétrica das usinas participantes do MRE, a Companhia gerou abaixo da energia sazonalizada, ocasionando uma participação menor no MRE e consequente efeito negativo, por meio de incremento de pagamento de TEO (Tarifas de Energia de Otimização).

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	2T26	2T25	Variação
Sul	230,67	224,16	2,9%
Sudeste/Centro-Oeste	206,42	216,49	(4,7%)
Nordeste	163,46	154,39	5,9%

Alienação de subsidiária

A Companhia registrou no 2T25, R\$ 5 milhões, referente a recebimentos previstos no acordo de venda da subsidiária Pampa Sul concluído em 2023.

Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

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

Demonstração dos resultados (em R\$ milhões)	2T26		2T25	
	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
Receita operacional líquida	2.080	364	2.365	414
Custos dos serviços prestados	(610)	(107)	(593)	(104)
Lucro bruto	1.470	257	1.772	310
Despesas gerais e administrativas	(34)	(6)	(42)	(7)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	1.436	251	1.730	303
Resultado financeiro	(504)	(88)	(328)	(58)
Lucro antes dos impostos	932	163	1.402	245
Imposto de renda e contribuição social	(189)	(33)	(265)	(46)
Lucro líquido da TAG	743	130	1.137	199

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

Ebitda (em R\$ milhões)	2T26		2T25	
	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	1.436	251	1.730	303
Depreciação e amortização	180	32	187	33
Amortização da mais valia	150	26	150	26
Ebitda¹	1.766	309	2.067	362
Margem Ebitda	84,9%		87,4%	

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 2T25 e o 2T26, o resultado de equivalência patrimonial reduziu R\$ 69 milhões (34,7%), passando de R\$ 199 milhões para R\$ 130 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); (ii) do efeito negativo no resultado financeiro líquido: (ii.i) pelo ganho da renegociação da dívida ocorrido em 2T25; e atenuado (ii.ii) pela retração de juros sobre dívida; e (iii) pela diminuição de IR e CSLL devido ao menor lucro antes dos impostos.

Balanco Patrimonial

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

Balanco Patrimonial	30/06/2026	31/12/2025
ATIVO		
Ativo circulante	2.447	2.530
Caixa e equivalentes de caixa	973	655
Contas a receber de clientes	1.323	1.706
Outros ativos circulantes	151	169
Ativo não circulante	27.779	28.269
Depósitos vinculados	459	460
Outros ativos não circulantes	157	162
Imobilizado	24.409	24.892
Intangível	2.754	2.755
Total	30.226	30.799
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	2.518	2.888
Instrumentos de dívida	1.447	2.004
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>	24	73
Outros passivos circulantes	1.047	811
Passivo não circulante	20.454	21.844
Instrumentos de dívida	13.423	14.936
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>	76	210
Imposto de renda e contribuição social diferidos	6.228	5.933
Outros passivos não circulantes	727	765
Patrimônio líquido	7.254	6.067
Total	30.226	30.799



Transportadora Associada de Gás - TAG

Ebitda e Margem Ebitda

| Ebitda por segmento – 2T26 x 2T25 | R\$ milhões

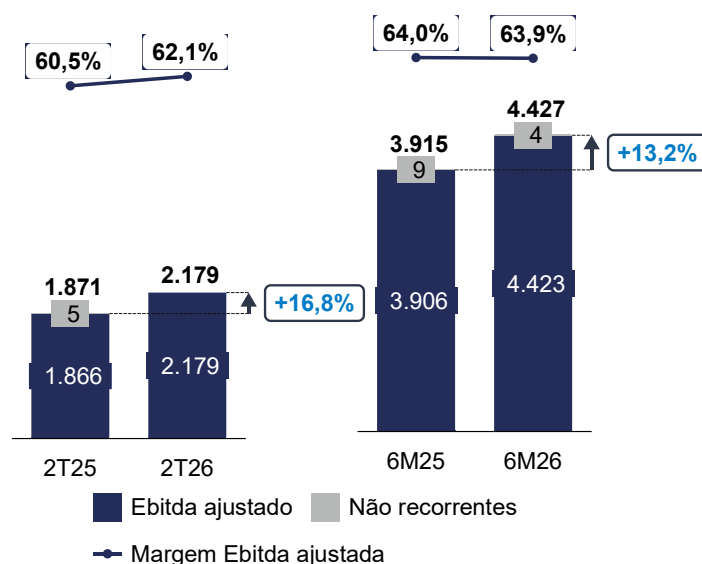
	Energia Elétrica				
	Geração	Transmissão	Trading	Transporte de gás	Consolidado
2T26					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.225	405	-	130	1.760
Depreciação e amortização	415	4	-	-	419
Ebitda¹	1.640	409	-	130	2.179
Ebitda ajustado	1.640	409	-	130	2.179
Margem Ebitda ajustada	60,6%	59,4%	-	-	62,1%
2T25					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.052	292	(2)	199	1.541
Depreciação e amortização	326	4	-	-	330
Ebitda	1.378	296	(2)	199	1.871
Alienação de subsidiária	(5)	-	-	-	(5)
Ebitda ajustado	1.373	296	(2)	199	1.866
Margem Ebitda ajustada	60,2%	40,0%	3,0%	-	60,5%
Variação					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	173	113	2	(69)	219
Depreciação e amortização	89	-	-	-	89
Ebitda	262	113	2	(69)	308
Alienação de subsidiária	5	-	-	-	5
Ebitda ajustado	267	113	2	(69)	313
Margem Ebitda ajustada	0,4 p.p.	19,4 p.p.	(3,0 p.p.)	-	1,6 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 2T26 e o 2T25, o **Ebitda ajustado aumentou** R\$ 313 milhões (16,8%), passando de R\$ 1.866 milhões no 2T25 para **R\$ 2.179 milhões no 2T26**. A variação foi consequência dos **efeitos positivos** de (i) R\$ 267 milhões (19,4%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; (ii) R\$ 113 milhões (38,2%) de aumento no resultado do segmento de transmissão de energia; e (iii) R\$ 2 milhões de variação positiva no segmento de *trading*. Esses efeitos foram atenuados pelo **efeito negativo** de R\$ 69 milhões (34,7%) 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, indicada no item (i) acima, cujos **efeitos positivos**, foram: (i) R\$ 191 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e preço médio líquido de venda; (ii) R\$ 125 milhões de créditos tributários de PIS e Cofins decorrentes do aproveitamento de créditos sobre encargos de depreciação de bens do ativo imobilizado; (iii) R\$ 43 milhões de impacto positivo nas transações realizadas no mercado de curto prazo; e (iv) aumento de R\$ 42 milhões na remuneração dos ativos financeiros de concessões. Esses efeitos foram atenuados pelas seguintes variações com **efeitos negativos**: (v) aumento de R\$ 69 milhões nas compras de energia; (vi) aumento de R\$ 31 milhões com *royalties*; (vii) aumento de R\$ 23 milhões com

| Ebitda Ajustado¹ | R\$ milhões



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

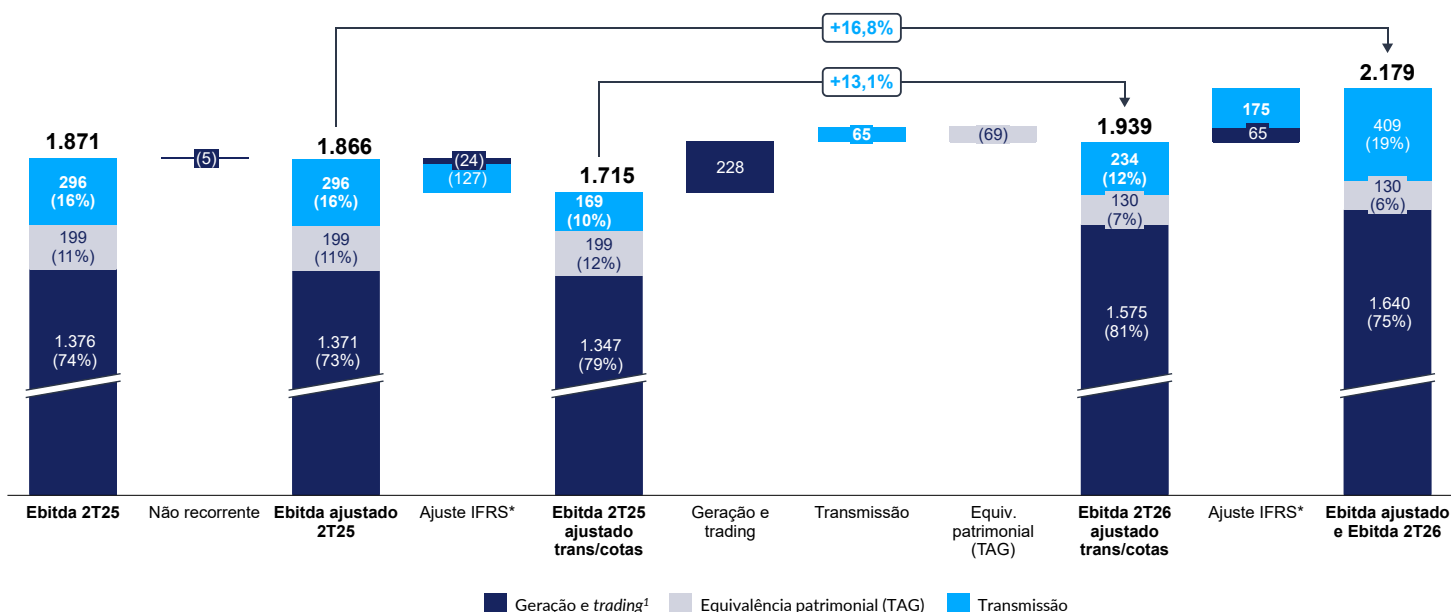
encargos de uso da rede elétrica e conexão; (viii) efeito negativo de R\$ 10 milhões decorrente de receitas registradas no ano anterior, sendo R\$ 5 milhões referentes ao acordo entre acionistas da Ibitiúva Bioenergética e R\$ 5 milhões referentes aos recebimentos previstos no acordo de venda da subsidiária Pampa Sul; e (ix) R\$ 1 milhão relativo aos demais custos operacionais e despesas administrativas.

Adicionalmente, no 2T26, o Ebitda ajustado foi impactado positivamente pelo segmento de transmissão, cujos efeitos foram a combinação dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R\$ 144 milhões pelo aumento na remuneração dos ativos de concessão; (ii) elevação de R\$ 17 milhões na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos); (iii) aumento de 12 milhões com o registro da expectativa de revisão da estrutura de investimentos realizados e a taxa de remuneração de capital; (iv) decréscimo de R\$ 4 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas e outras receitas e despesas operacionais; e atenuado pela (v) redução de R\$ 64 milhões 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)	2T26	2T25	Var. (%)	6M26	6M25	Var. (%)
Lucro líquido recorrente	1.962	567	246,0	2.754	1.394	97,6
Efeito não recorrente líquido de IR e CSLL:						
(-) Ganho financeiro com repactuação do UBP	(1.268)	-	100,0	(1.268)	-	100,0
(+) Alienação de subsidiária	-	(3)	(100,0)	(3)	(7)	(57,1)
Lucro líquido ajustado	694	564	23,0	1.483	1.387	6,9
(+) Imposto de renda e contribuição social ajustado	191	166	15,1	436	436	-
(+) Resultado financeiro ajustado	875	806	8,6	1.702	1.430	19,1
(+) Depreciação e amortização	419	330	27,0	802	653	22,8
Ebitda ajustado	2.179	1.866	16,8	4.423	3.906	13,2
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(409)	(296)	38,2	(731)	(644)	13,5
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	234	169	38,5	434	340	27,6
Ebitda societário cotistas (IFRS)	(246)	(190)	29,5	(470)	(420)	11,9
Ebitda regulatório cotistas	181	166	9,0	371	341	8,8
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotas	1.939	1.715	13,1	4.027	3.523	14,3

| 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)	2T26	2T25	Var. (R\$)	6M26	6M25	Var. (R\$)
Ganho financeiro com repactuação do UBP ¹	1.921	-	1.921	1.921	-	1.921
Renda de aplicações financeiras	205	182	23	352	297	55
Outras receitas financeiras	114	31	83	152	59	93
Total receitas financeiras	2.240	213	2.027	2.425	356	2.069
Dívida:						
Juros	(587)	(383)	(204)	(1.135)	(671)	(464)
Atualização monetária	(460)	(284)	(176)	(726)	(575)	(151)
Outras receitas (despesas) financeiras, líquidas	(60)	(214)	154	(101)	(190)	89
Total despesas financeiras	(1.107)	(881)	(226)	(1.962)	(1.436)	(526)
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):						
Atualização monetária	(170)	(16)	(154)	(211)	(107)	(104)
Atualização a valor presente	83	(122)	205	(33)	(243)	210
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(87)	(138)	51	(244)	(350)	106
Resultado financeiro	1.046	(806)	1.852	219	(1.430)	1.649
Efeito não recorrente						
(-) Ganho financeiro com repactuação do UBP	(1.921)	-	(1.921)	(1.921)	-	(1.921)
Resultado financeiro ajustado	(875)	(806)	(69)	(1.702)	(1.430)	(272)

¹Líquido de PIS e Cofins

Receitas financeiras: no 2T26, as receitas financeiras atingiram R\$ 2.240 milhões, R\$ 2.027 milhões ou 951,6% acima dos R\$ 213 milhões auferidos no 2T25, substancialmente, pelo reconhecimento do efeito não recorrente do ganho financeiro com a repactuação do UBP de R\$ 1.921 milhões e pelo aumento de R\$ 23 milhões na receita com aplicações financeiras. O acréscimo foi motivado, principalmente, pelo aumento da média dos saldos de aplicações financeiras nos períodos em questão e pelo crescimento do CDI. Já a variação de outras receitas financeiras foi motivada, principalmente, pelo reconhecimento da atualização monetária de créditos fiscais a recuperar decorrentes de decisão judicial.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 2T26 foram de R\$ 1.107 milhões, isto é, R\$ 226 milhões ou 25,7% acima das registradas no 2T25, que foram de R\$ 881 milhões. As principais variações observadas foram decorrentes do aumento de R\$ 380 milhões sobre a dívida, entre os trimestres analisados, em virtude do (i) acréscimo de R\$ 204 milhões de juros sobre a dívida, em virtude das 15ª e 16ª emissões de debêntures da Companhia, ocorridas em julho de 2025 e fevereiro de 2026 respectivamente; e (ii) aumento de R\$ 176 milhões relativos à atualização monetária pelo aumento do IPCA entre os períodos.

Ressalta-se que, além do aumento de juros sobre a dívida registrados no resultado, houve uma redução de R\$ 134 milhões na capitalização no ativo imobilizado, quando comparado ao 2T25, decorrente da entrada em operação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, não havendo capitalização de juros no 2T26.

Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público): as despesas de concessões a pagar reduziram em R\$ 51 milhões (37,0%), atingindo R\$ 87 milhões no 2T26 em contrapartida aos R\$ 138 milhões no 2T25, em virtude, principalmente, (i) da redução de R\$ 205 milhões do cálculo do valor presente do UBP motivado pela repactuação do saldo; atenuado pelo (ii) acréscimo de R\$ 154 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, do aumento do IPCA e do IGPM.

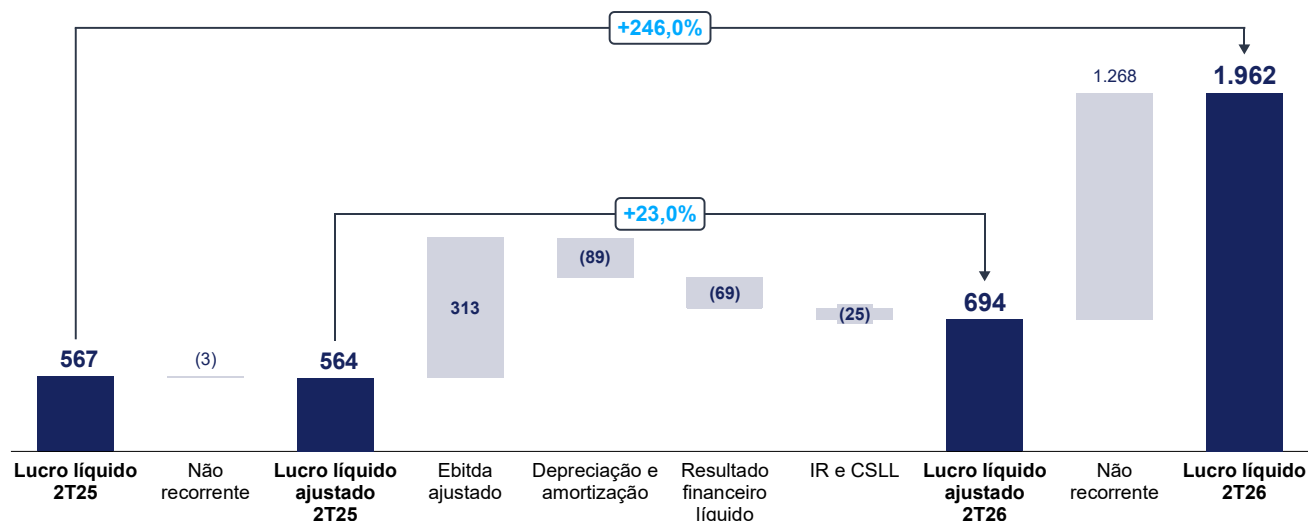
Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

O valor apurado de **IR e CSLL no 2T26 foi R\$ 844 milhões**, variação negativa de R\$ 676 milhões (15,1%) quando comparado ao mesmo trimestre de 2025, o qual foi R\$ 168 milhões. A variação foi motivada, principalmente, pelo efeito não recorrente do reconhecimento do ganho financeiro com a repactuação do UBP de R\$ 1.921 milhões e pelo aumento do resultado antes dos tributos sobre o lucro líquido ajustado. Desconsiderando os efeitos não recorrentes, decorrentes do reconhecimento do ganho financeiro com a repactuação do UBP e da alienação de subsidiária, as despesas com IR e CSLL, aumentaram R\$ 25 milhões (15,1%), entre os trimestres analisados.

Lucro Líquido

O **lucro líquido ajustado do 2T26 foi de R\$ 694 milhões, R\$ 130 milhões ou 23,0% acima** dos R\$ 564 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. A variação é consequência dos seguintes fatores: (i) aumento de R\$ 313 milhões no Ebitda ajustado; atenuado pelo (ii) efeito negativo de R\$ 69 milhões do resultado financeiro líquido ajustado; (iii) o aumento de R\$ 89 milhões da depreciação e amortização; e pelo (iv) aumento de R\$ 25 milhões do imposto de renda e da contribuição social. Considerando os efeitos não recorrentes da repactuação do UBP, o lucro líquido aumentou R\$ 1.395 milhões, comparado aos R\$ 567 milhões do 2T25.

| Evolução do Lucro Líquido | R\$ milhões

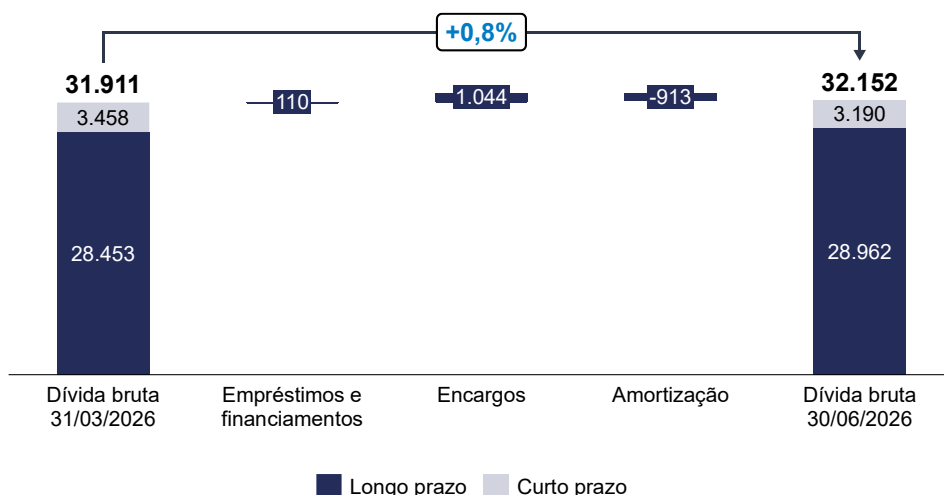


Endividamento

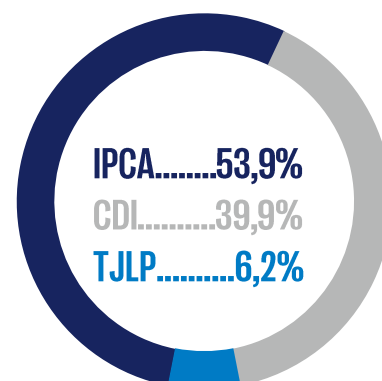
Em 30 de junho de 2026, a **dívida bruta total consolidada**, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R\$ 32.152 milhões – aumento de 0,8%** (R\$ 241 milhões) comparativamente à posição de 31 de março de 2026. O **prazo médio de vencimento da dívida** no fim do 2T26 era de **7,1 anos**.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no 2T26: (i) R\$ 110 milhões de ingresso de empréstimos e financiamentos; (ii) geração de R\$ 1.044 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iii) R\$ 913 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais.

Evolução da Dívida Bruta | R\$ milhões



Composição da Dívida



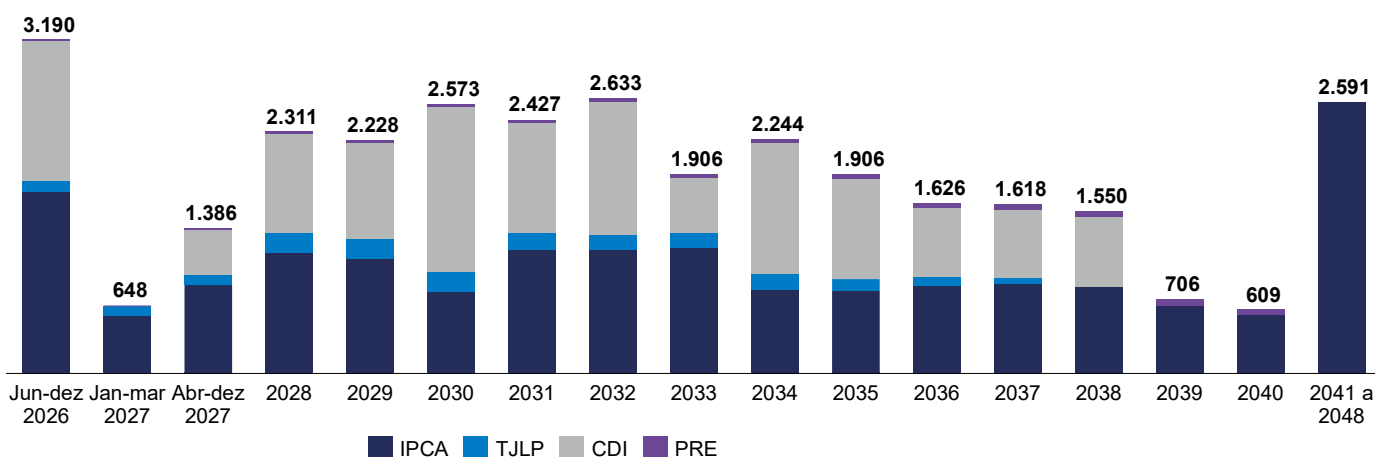
O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 2T26 foi 11,3% — equivalente a IPCA + 6,4% — 0,5 p.p. abaixo do registrado no fim do 2T25 (11,8% — equivalente a IPCA + 6,1%).

Em 30 de junho 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\$ 25.210 milhões, aumento de 0,9%** em relação ao registrado no 1T26.

Dívida Líquida

(em R\$ milhões)	30/06/2026	31/03/2026	Var. %
Dívida bruta	31.777	31.690	0,3
Resultado de operações de <i>hedge</i>	374	221	69,2
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(492)	(461)	6,7
Caixa e equivalentes de caixa	(6.449)	(6.465)	(0,3)
Dívida líquida total	25.210	24.984	0,9
Dívida líquida/Ebitda ajustado últimos 12 meses	3,1X	3,2X	

Cronograma de Vencimento da Dívida | R\$ milhões



Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 2T26 alcançaram R\$ 329 milhões, dos quais: (i) R\$ 261 milhões na construção de novos projetos, sendo: R\$ 111 milhões na Asa Branca Transmissora de Energia, R\$ 104 milhões na Graúna Transmissora de Energia, R\$ 24 milhões na implantação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, R\$ 13 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, R\$ 6 milhões na execução do reforço da Subestação de Ponta Grossa, parte da Gralha Azul Transmissora de Energia, e R\$ 3 milhões na expansão da Usina Fotovoltaica Paracatu IV; (ii) R\$ 54 milhões foram destinados à manutenção e revitalização do parque gerador, principalmente em usinas hidrelétricas e solares; e (iii) R\$ 14 milhões em projetos de modernização: R\$ 12 milhões na Usina Hidrelétrica Jaguará, R\$ 3 milhão na Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra e -R\$ 1 milhão na Usina Hidrelétrica Salto Osório.

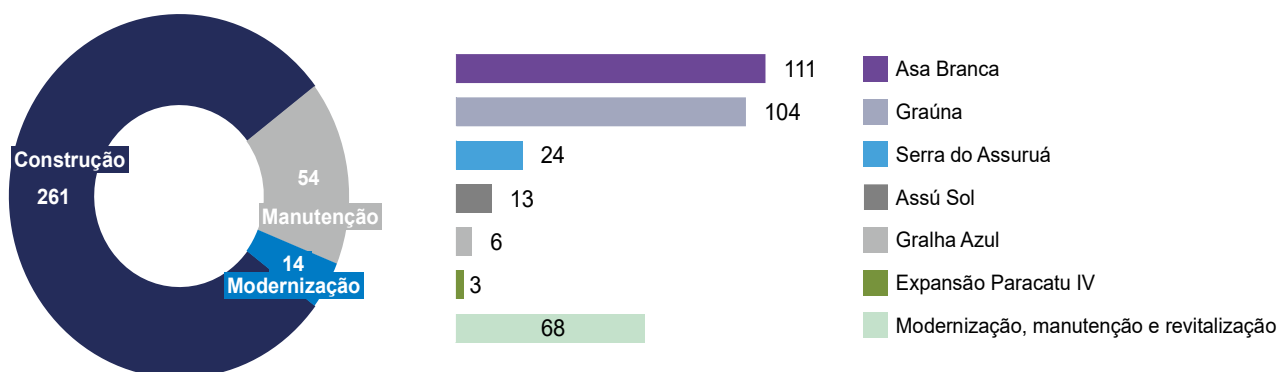


Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 2T26 alcançaram **R\$ 329 milhões**.



Modernização da UHE Jaguará

Investimentos 2T26 | R\$ milhões



Dividendos Intercalares

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 5 de agosto de 2026, o **crédito de dividendos intercalares** com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30 de junho de 2026, no valor de **R\$ 770,8 milhões (R\$ 0,54420747574 por ação)**, representando um *payout* de 55% do lucro líquido distribuível, desconsiderando o reconhecimento do ganho financeiro com a repactuação do UBP.

As ações da Companhia serão negociadas **ex-dividendos intercalares a partir de 21 de agosto de 2026**. Esses proventos serão pagos em data a ser posteriormente definida pela Diretoria-Executiva e a comunicação se dará por meio de Aviso aos Acionistas.

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 junho de 2026, das 145 usinas instaladas em 14 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 62,7% da capacidade total operada pela Companhia.

Jornada pelo Clima

O Grupo ENGIE estabeleceu, globalmente, compromisso de i) redução das emissões de CO₂ 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 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

- Em um momento em que o planeta exige ação, e não apenas intenção, a ENGIE Brasil Energia dá mais um passo concreto em sua jornada de transformação ao anunciar Tamara Klink como sua nova embaixadora ESG. Com o mote “**ENGIE e Tamara Klink: a mesma energia**”, a iniciativa conecta duas trajetórias guiadas por pioneirismo, coragem, inovação e impacto positivo, valores que marcam tanto a história da navegadora quanto a da ENGIE.
- 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 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 Companhia realizou, em Florianópolis, o **1º Supplier Day**, um encontro presencial dedicado ao fortalecimento do relacionamento com seus principais fornecedores. O evento reuniu parceiros estratégicos em um momento de troca, alinhamento cultural e conexão com os valores e direcionadores da Companhia, como segurança, ética e meio ambiente, com ênfase no tema descarbonização. A agenda foi encerrada com a cerimônia de premiação de fornecedores, reconhecendo desempenhos e parcerias.

- A Companhia também promoveu o evento anual **“Encontro de Gestão Sustentável”**, reunindo, presencialmente em Florianópolis, profissionais de ativos de todo o Brasil, e virtualmente, aberto a todos os colaboradores. O evento foi pautado por discussões e apresentações sobre a operação de ativos, inovação e transparência, onde foram compartilhados conhecimento, experiência e a promoção da cultura de sustentabilidade e da melhoria contínua.
- A ENGIE Brasil Energia está entre as três empresas de destaque na categoria “Transição Energética” no ranking **“Melhores do ESG 2026”**, divulgado pela EXAME, em parceria com o IBMEC. O reconhecimento reforça a atuação consistente da Companhia nas agendas ambiental, social e de governança. Criado há mais de duas décadas, o ranking é uma das principais referências em sustentabilidade corporativa no país, e a ENGIE já vem construindo uma trajetória sólida, com destaque também na edição de 2024, quando liderou a categoria.
- A ENGIE Brasil foi um dos grandes destaques do **Energy Summit Awards**, realizado no Rio de Janeiro, em parceria com o MIT. A Companhia conquistou quatro reconhecimentos: ouro em *Deal* (Negócio), prata em *Investor* (Investidor) e *Impact Corporation*, e bronze em *Corporate Research* (Pesquisa Corporativa).
- A Companhia lançou a **6ª edição do Edital de Educação**, iniciativa que apoia projetos educacionais em todo o país. Neste ano, serão contempladas pelo menos 50 iniciativas, com incentivo de R\$ 10 mil cada, totalizando **R\$ 500 mil em investimentos** voltados ao fortalecimento da educação básica. Criado em 2021, o edital incentiva projetos para estudantes do Ensino Fundamental e Médio, das redes pública e privada, com prioridade para temas como saúde mental, inteligência emocional, educação ambiental, educação antissexista e reforço em língua portuguesa e matemática.
- Em Gentio do Ouro (BA), no entorno do recém-inaugurado Conjunto Eólico Serra do Assuruá, **26 jovens concluíram o curso técnico em Eletrotécnica** oferecido pelo SENAI, em uma iniciativa da ENGIE Brasil Energia e da Vestas Brasil. Com carga horária de 1.200 horas ao longo de dois anos, a formação capacitou os participantes para atuar em atividades de projeto, instalação e manutenção de sistemas elétricos, com foco em automação e eficiência energética para parques eólicos. A turma contou com **12 mulheres** entre os formandos, ampliando a participação feminina em uma área tradicionalmente masculina. O programa busca contribuir para o desenvolvimento socioeconômico local por meio da qualificação profissional, preparando mão de obra para atender às demandas do setor elétrico e do mercado de energias renováveis.



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 2T26 e 2T25.

Indicadores de Sustentabilidade

Aspecto	Tema	Unid. de medida	Desempenho 2T26	Desempenho 2T25	Variação	Desempenho 6M26	Desempenho 6M25	Variação
E	Intensidade de emissões por geração de energia (Escopos 1, 2 e 3)	tonCO ₂ e/MWh	0,0022	0,0027	-17,6%	0,0015	0,0022	-33,5%
	Intensidade de emissões por Receita Líquida	tCO ₂ e/milhões R\$	6,0	7,5	-20,0%	4,7	7,3	-35,6%
	Emissões totais (Escopo 1, 2 e 3)	Toneladas	20.913,3	23.231,5	-10,0%	32.506,7	44.596,8	-27,1%
	Intensidade de consumo de água	m ³ /MWh	0,030	0,058	-47,9%	0,019	0,034	-43,0%
	Pessoas engajadas - Programa de Relacionamento com a Comunidade "Conexão" ¹	Pessoas	25.171	29.622	-15,0%	42.846	43.311	-1,1%
S	Taxa de Frequência - Empregados próprios + prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,976	0,212	0,76 p.p.	1,041	0,324	0,72 p.p.
	Taxa de Frequência - Empregados próprios	nº acid/milhão horas	0,000	0,000	0,00 p.p.	0,787	0,000	0,79 p.p.
	Taxa de Frequência - Prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	1,412	0,243	1,17 p.p.	1,167	0,369	0,80 p.p.
	% de colaboradores treinados formalmente	%	70,6%	19,2%	51,4 p.p.	85,4%	99,4%	-14,0 p.p.
	Taxa de rotatividade de colaboradores (turnover)	%	2,0%	2,1%	-0,2 p.p.	4,4%	3,2%	1,2 p.p.
	Taxa de desligamento voluntário (turnover voluntário)	%	0,9%	1,3%	-0,4 p.p.	2,0%	1,7%	0,3 p.p.
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Incentivados	R\$	713.000	3.976.751	-82,1%	3.063.290	5.000.751	-38,7%
G	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Próprios	R\$	878.694	1.183.310	-25,7%	2.152.798	2.687.139	-19,9%
	Investimento em Inovação ²	R\$	14.601.018	16.106.338	-9,3%	27.875.979	29.790.316	-6,4%
	Total de colaboradores	Colaboradores	1.366	1.215	12,4%	1.366	1.215	12,4%
	% de colaboradores em operações certificadas (ISO 9.001, 14.001, 45.001)	%	78,8%	84,4%	-5,7 p.p.	78,8%	84,4%	-5,7 p.p.
	% de mulheres na Companhia	%	31,8%	32,0%	-0,2 p.p.	31,8%	32,0%	-0,2 p.p.
	% de homens na Companhia	%	68,2%	68,0%	0,2 p.p.	68,2%	68,0%	0,2 p.p.
	% de mulheres em posições de liderança	%	31,6%	30,6%	1,0 p.p.	31,6%	30,6%	1,0 p.p.
	% de homens em posições de liderança	%	68,4%	69,4%	-1,0 p.p.	68,4%	69,4%	-1,0 p.p.
	% colaboradores com deficiência	%	4,3%	5,1%	-0,8 p.p.	4,3%	5,1%	-0,8 p.p.

¹ O Programa Conexão engloba visita às operações da Companhia em todo o país, diálogos com a comunidade e educação ambiental.

² 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.

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

No segundo trimestre de 2026, o mercado financeiro brasileiro apresentou desempenho mais fraco após o forte avanço observado no início do ano. O Ibovespa, principal índice da B3, atingiu recordes históricos em abril, impulsionado pela entrada de capital estrangeiro, valorização do real e maior interesse por mercados emergentes, mas perdeu força ao longo de maio e junho devido à migração de recursos para ações de tecnologia nos mercados desenvolvidos, especialmente nos Estados Unidos. Como resultado, o Ibovespa encerrou junho aos 172 mil pontos, acumulando queda de 8,2% no trimestre, pressionado também por preocupações fiscais, incertezas sobre a trajetória da dívida pública e desempenho mais fraco de empresas de grande peso. Apesar da correção no trimestre, o Ibovespa manteve valorização de cerca de 6,8% no acumulado do primeiro semestre de 2026.

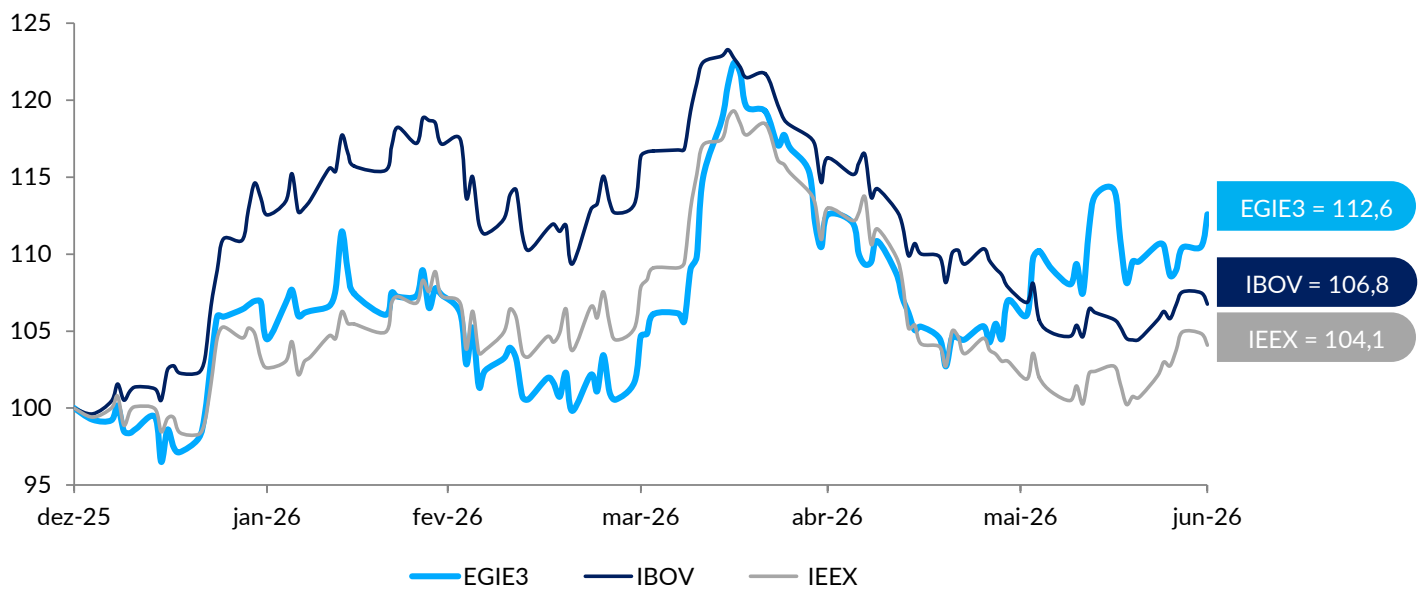
As principais bolsas globais registraram forte valorização, lideradas pelos mercados dos Estados Unidos, impulsionados pelo desempenho das empresas de tecnologia e inteligência artificial. As bolsas europeias também avançaram, apoiadas pela melhora do ambiente econômico, enquanto o Japão, atingiu novos recordes históricos com suporte dos setores de tecnologia e semicondutores. Apesar das tensões geopolíticas e das incertezas sobre inflação e juros, o apetite dos investidores por ativos de risco permaneceu elevado ao longo do período.

No 2T26, as ações da ENGIE Brasil Energia valorizaram 7,6%, elevando o ganho acumulado do ano para 12,6%. No mesmo período, o Índice de Energia Elétrica (IEEX) recuou 3,5%, embora registre alta de 4,1% nos 6M26. Já o Ibovespa apresentou queda de 8,2% no trimestre, mantendo a valorização de 6,8% no acumulado do ano, encerrando junho de 2026 com 172.024 pontos.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R\$ 83,4 milhões no 2T26, 31,3% acima do registrado no 2T25, quando atingiu R\$ 63,5 milhões.

No último pregão de junho de 2026, as ações da Companhia encerraram cotadas a R\$ 34,83/ação, **o que confere à Companhia valor de mercado de R\$ 39,8 bilhões.**

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



ANEXO 1

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO - ATIVO

(Valores em R\$ mil)	30/06/2026	31/12/2025
Ativo Circulante	9.857.758	6.911.102
Caixa e equivalentes de caixa	6.448.868	3.358.552
Contas a receber de clientes	1.309.777	1.322.661
Crédito de imposto de renda e contribuição social	409.812	517.755
Dividendos a receber	12	12
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	81.814	87.914
Depósitos vinculados	36.769	46.723
Ativo financeiro de concessão	429.415	414.211
Ativo de contrato	787.180	783.178
Outros ativos circulantes	349.534	375.519
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	4.577
Ativo Não Circulante	49.148.133	48.401.807
Realizável a Longo Prazo	14.334.356	13.309.044
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>	15.868	44.323
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	62.274	28.497
Depósitos vinculados	507.239	486.458
Depósitos judiciais	98.542	92.677
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	30.005	36.899
Ativo financeiro de concessão	3.245.878	3.160.294
Ativo de contrato	9.411.131	8.710.991
Outros ativos não circulantes	963.419	748.905
Investimentos	1.362.912	1.155.320
Imobilizado	27.719.058	28.182.030
Intangível	5.231.730	5.369.554
Direito de uso de arrendamentos	500.077	385.859
Total	59.005.891	55.312.909

ANEXO 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO - PASSIVO

(Valores em R\$ mil)	30/06/2026	31/12/2025
Passivo Circulante	9.039.518	6.158.138
Fornecedores	995.137	916.391
Dividendos e juros sobre o capital próprio	8.474	121.521
Empréstimos e financiamentos	1.456.668	1.419.136
Debêntures	2.130.807	1.522.823
Ações preferenciais resgatáveis	21.621	22.873
Arrendamentos a pagar	67.777	49.492
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	2.333.615	835.932
Imposto de renda e contribuição social a pagar	673.246	204.438
Outras obrigações fiscais e regulatórias	224.963	165.011
Obrigações trabalhistas	131.900	161.375
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	77.577	87.336
Provisões	5.839	5.838
Obrigações com benefícios de aposentadoria	41.128	39.746
Outros passivos circulantes	870.766	606.226
Passivo Não Circulante	33.872.056	35.240.278
Empréstimos e financiamentos	14.157.674	13.753.916
Debêntures	13.543.299	11.963.481
Ações preferenciais resgatáveis	467.246	466.375
Arrendamentos a pagar	486.194	380.960
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	654.626	4.356.835
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	56.960	26.674
Provisões	808.534	702.793
Obrigações com benefícios de aposentadoria	204.197	215.828
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.945.213	2.762.822
Outros passivos não circulantes	548.113	610.594
Patrimônio Líquido	16.094.317	13.914.493
Capital social	6.863.707	6.863.707
Reserva de capital	(156.743)	(176.543)
Reservas de lucros	5.689.792	5.682.218
Dividendos adicionais propostos	-	525.890
Ajustes de avaliação patrimonial	(53.597)	(137.544)
Lucros acumulados	2.669.651	-
Participação de acionista não controlador	1.081.507	1.156.765
Total	59.005.891	55.312.909

ANEXO 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

(Valores em R\$ mil)	2T26	2T25	Var. %	6M26	6M25	Var. %
Receita Operacional Líquida	3.511.433	3.086.121	13,8	6.920.090	6.099.190	13,5
Custos Operacionais	(1.791.352)	(1.657.946)	8,0	(3.366.505)	(3.030.267)	11,1
Compras de energia	(383.072)	(272.212)	40,7	(731.328)	(457.070)	60,0
Transações no mercado de energia de curto prazo	(255.812)	(116.547)	119,5	(363.148)	(165.961)	118,8
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(217.082)	(193.476)	12,2	(433.584)	(383.763)	13,0
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (<i>royalties</i>)	(48.328)	(17.137)	182,0	(106.218)	(69.913)	51,9
Pessoal	(90.041)	(70.701)	27,4	(173.035)	(134.075)	29,1
Materiais e serviços de terceiros	(126.769)	(144.058)	-12,0	(258.788)	(262.761)	-1,5
Depreciação e amortização	(407.914)	(319.019)	27,9	(782.487)	(630.670)	24,1
Seguros	(49.481)	(36.965)	33,9	(99.162)	(71.334)	39,0
Constituição de provisões operacionais, líquida	(142)	(1.672)	-91,5	(14.604)	(3.405)	328,9
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(309.759)	(461.941)	-32,9	(503.619)	(787.359)	-36,0
Outros	97.048	(24.218)	-500,7	99.468	(63.956)	-255,5
Lucro Bruto	1.720.081	1.428.175	20,4	3.553.585	3.068.923	15,8
Receitas (Despesas) Operacionais	(89.265)	(86.738)	2,9	(190.740)	(171.989)	10,9
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(140.118)	(139.514)	0,4	(243.990)	(239.210)	2,0
Alienação de subsidiária e de participação societária em controlada em conjunto	-	5.256	-100,0	3.919	9.569	-59,0
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	50.853	47.520	7,0	49.331	57.652	-14,4
Resultado de Participações Societárias	130.018	199.032	-34,7	263.436	365.811	-28,0
Equivalência patrimonial	130.018	199.032	-34,7	263.436	365.811	-28,0
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	1.760.834	1.540.469	14,3	3.626.281	3.262.745	11,1
Resultado Financeiro	1.045.696	(806.475)	-229,7	218.432	(1.429.870)	-115,3
Receitas financeiras	2.240.000	212.703	953,1	2.425.216	355.987	581,3
Despesas financeiras	(1.107.116)	(881.072)	25,7	(1.962.296)	(1.435.012)	36,7
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(87.188)	(138.106)	-36,9	(244.488)	(350.845)	-30,3
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	2.806.530	733.994	282,4	3.844.713	1.832.875	109,8
Imposto de renda	(614.313)	(115.612)	431,4	(787.909)	(311.510)	152,9
Contribuição social	(230.310)	(50.926)	352,2	(302.839)	(127.560)	137,4
Lucro Líquido do Exercício	1.961.907	567.456	245,7	2.753.965	1.393.805	97,6
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	1.910.006	516.281	270,0	2.661.488	1.284.984	107,1
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética, Maracanã e Lar do Sol	51.901	51.175	1,4	92.477	108.821	-15,0
Número de Ações Ordinárias	1.142.298.836	1.142.298.836		1.142.298.836	1.142.298.836	
Lucro Líquido por Ação	1,6721	0,4520	270,0	2,3299	1,1249	107,1

ANEXO 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADOS

(Valores em R\$ mil)	6M26	6M25
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	3.844.713	1.832.875
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(263.436)	(365.811)
Depreciação e amortização	802.284	652.294
Juros e variação monetária	1.866.154	1.256.330
Atualização monetária de créditos fiscais a recuperar	(92.563)	-
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	244.488	350.845
Alienação de subsidiária	-	(9.569)
Ajuste a valor justo de instrumentos de dívida	96	104.736
Ganho financeiro com repactuação do UBP	(2.010.973)	-
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(297.774)	(271.201)
Remuneração de ativo de contrato	(711.206)	(564.293)
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	(445.586)	(810.477)
Perdas por ineficiência na construção	95.284	44.554
Perdas não realizadas em operações de trading, líquidos	(7.150)	2.709
Outros	(35.398)	18.087
Lucro Ajustado	2.988.933	2.241.079
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	14.414	134.632
Crédito de imposto de renda e contribuição social	115.298	(17.313)
Depósitos vinculados e judiciais	21.804	(15.663)
Ativo financeiro de concessão	196.986	186.636
Ativo de contrato	408.097	320.509
Outros ativos	(108.269)	92.503
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	6.851	(94.654)
Obrigações fiscais e regulatórias	55.642	(38.352)
Obrigações trabalhistas	(29.477)	(27.571)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(24.379)	(23.403)
Outros passivos	70.947	888
Caixa Gerado pelas Operações	3.716.847	2.759.291
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de hedge	(855.036)	(705.462)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(333.756)	(423.641)
Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais	2.528.055	1.630.188
Atividades de Investimento	(369.569)	(964.590)
Dividendos e JCP recebidos, líquidos de imposto de renda	155.750	360.687
Aquisição de subsidiárias	-	16.320
Aplicação no imobilizado e no intangível	(88.866)	(1.167.741)
Redução de capital em controladas	-	234.313
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	(1.810)	(489)
Recebimento pela alienação de subsidiária, líquido dos custos de venda	-	4.313
Pagamento de parcelas de concessões (Uso de Bem Público)	(438.041)	(416.848)
Outros	3.398	4.855
Atividades de Financiamento	931.830	1.036.057
Ingresso de instrumentos de dívida	2.396.705	2.765.119
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de hedge	(602.362)	(468.489)
Pagamento de dividendos e imposto de renda de juros sobre o capital próprio	(858.444)	(1.203.092)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(4.932)	(57.481)
Aporte de capital de acionistas minoritários, líquidos dos custos de emissão	863	-
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	3.090.316	1.701.655
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	3.358.552	3.958.758
Saldo final	6.448.868	5.660.413
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	3.090.316	1.701.655
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	694.488	365.071
Dividendos e juros sobre capital próprio prescritos	-	4.290
ICMS sobre venda de energia elétrica	(97)	2.319
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(61.229)	12.577
Fornecedores de imobilizado e intangível	29.852	(260.771)
Renúncia de dividendos de subsidiárias adquiridas	-	(48.971)

ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 2T26



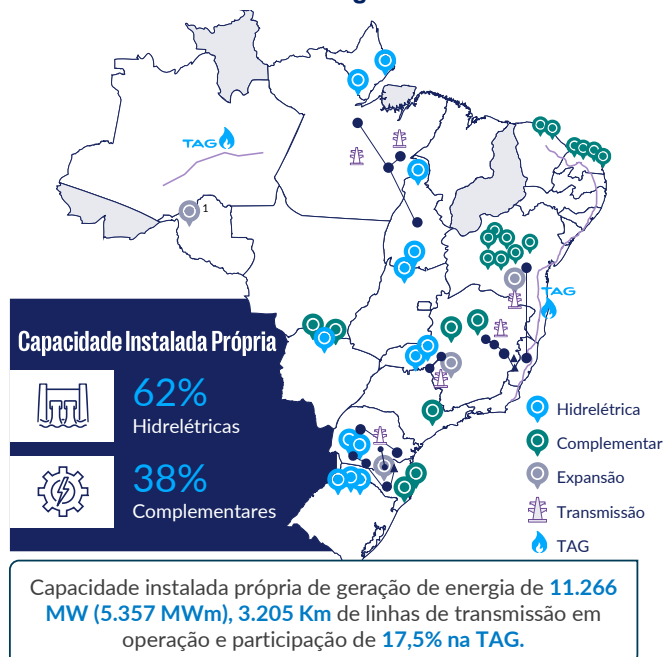
Visão Geral

A ENGIE Brasil Energia é uma plataforma de investimentos em infraestrutura em energia, atuante nas atividades de geração, comercialização, *trading* e transmissão, além de transporte de gás natural, por meio da Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG, em conjunto com outros sócios. Como produtora privada de energia 100% renovável, implanta e opera empreendimentos de fontes renováveis, como hidrelétricas, usinas eólicas, fotovoltaicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Trabalha com transparência, disciplina financeira, respeito ao meio ambiente, apoio às comunidades e foco na eficiência operacional como possibilitadores do crescimento em longo prazo.

Em 30.06.2026, seu valor de mercado era de R\$ 39,8 bilhões e sua capacidade instalada própria totalizava **11.266 MW**, composta por **145 usinas**, das quais 13 são hidrelétricas e 132 complementares: uma a biomassa, 88 eólicas, 2 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e 41 solares. 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.

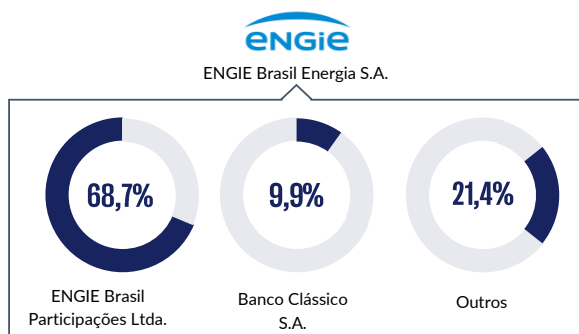


Portfólio equilibrado de negócios em infraestrutura em energia



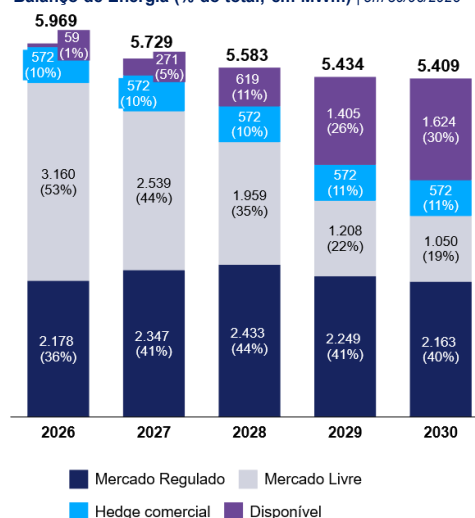
Composição Acionária

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.



Balanco de Energia

Balanco de Energia (% do total; em MWm) | em 30/06/2026



EGIE
B3 LISTED NM

IBOVESPA B3

IEE B3

ITAG B3



ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 2T26

Consolidado (em R\$ milhões)	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.511	3.086	13,8%	6.920	6.100	13,4%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.761	1.541	14,3%	3.626	3.262	11,2%
Ebitda ajustado ¹	2.179	1.866	16,8%	4.423	3.906	13,2%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas ²	1.939	1.715	13,1%	4.027	3.523	14,3%
Ebitda / ROL - (%) ajustada ¹	62,1	60,5	1,6 p.p.	63,9	64,0	-0,1 p.p.
Lucro Líquido ajustado	694	564	23,0%	1.483	1.387	6,9%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado ³	18,3	23,1	-4,9 p.p.	18,3	23,1	-4,9 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado ⁴	13,9	15,4	-1,5 p.p.	13,9	15,4	-1,5 p.p.
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) ⁵	4.355	4.088	6,5%	5.093	4.736	7,5%
Energia Vendida (MW médios) ⁶	4.852	4.254	14,1%	4.878	4.346	12,2%
Preço Líquido Médio de Venda (R\$/MWh) ⁷	208,28	217,01	-4,0%	212,38	215,50	-1,4%
Número de Empregados - Total	1.402	1.265	10,8%	1.402	1.265	10,8%

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.

⁴ ROIC: taxa efetiva x EBIT ajustado / capital investido (capital investido: dívida + caixa e eq. caixa + depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL)

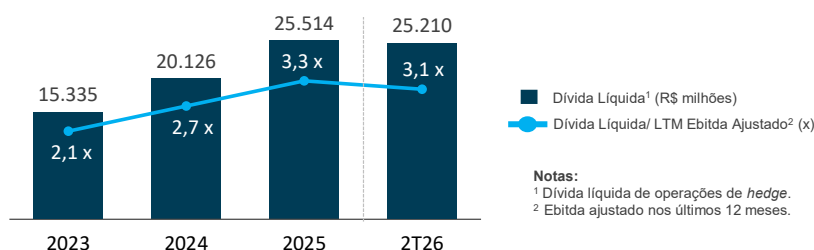
⁵ Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.

⁶ Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguar e Miranda).

⁷ Líquido de impostos sobre a venda e operações de trading.



Endividamento (R\$ milhões)



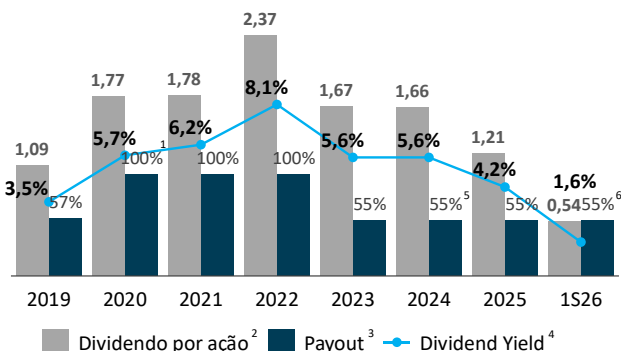
Notas:

¹ Dívida líquida de operações de hedge.
² Ebitda ajustado nos 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.

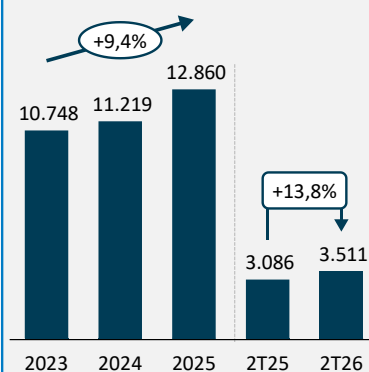
³ Considera o lucro líquido distribuível do exercício.

⁴ Baseado no preço de fechamento ponderado por volume das ações ON no período.

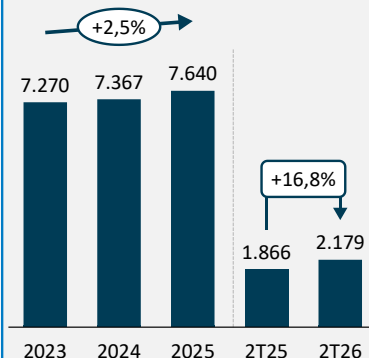
⁵ Payout equivalente a 55% do lucro líquido distribuível (excluindo ganhos com alienação parcial dos investimentos na TAG).

⁶ Payout equivalente a 55% do lucro líquido distribuível (excluindo ganho financeiro com a repactuação do UBP).

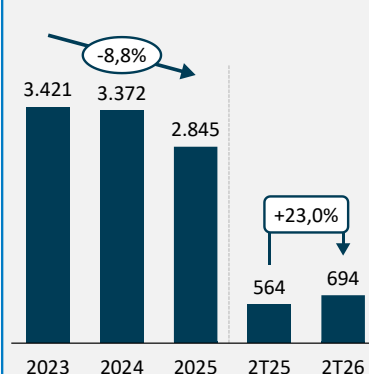
Receita líquida (R\$ milhões)



Ebitda ajustado (R\$ milhões)



Lucro líquido ajustado (R\$ milhões)



Relações com Investidores

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

ISEB3

ICO2B3

IDIVERSA B3



EGIE3
B3 LISTED NM

EGIEY
OTC MARKET

EARNINGS RELEASE

2026

ENGIE Brasil Energia S.A.



Video conference

August 06, 2026 at 11:00 a.m.
(BRT), 10:00 a.m. (EDT) in
Portuguese with simultaneous
translation into English)

[Click here](#) to access the transmission

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

IBOVESPA B3
ISEB3
IEE B3



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

Florianópolis, Brazil, August 5, 2026. ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE" or "Company") – B3: EGIE3, ADR: EGIEY - announces earnings for the Second Quarter and 6 months period ending on June 30, 2026 (2Q26/6M26). 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.



ENGIE Brasil Energia completes the **R\$ 8.4 billion follow-on** and assumes stake in **Jirau Energia**.



Asa Branca

Highlights



Net Operating Revenue

R\$ 3,511 million

(+13.8% vs 2Q25).



Adjusted Ebitda²

R\$ 2,179 million

(+16.8% vs 2Q25).



Adjusted Net Income

R\$ 694 million

(+23.0% vs 2Q25).



The Company confirmed its participation in the mechanism for renegotiating liabilities due under the **Use of Public Assets (UBP)** with respect to future obligations associated to the Cana Brava and Ponte de Pedra hydropower plants. The payment of R\$ 2.23 billion was finalized on July 20, 2026.



Average price of the energy sales agreements

R\$ 208.3/MWh

net of taxes on revenues and trading operations
(-4.0% vs 2Q25).



Energy sales

10,597 GWh

(4,852 average MW)
excluding trading operations
(+14.1% vs 2Q25).



The Board of Directors approved the proposal for the **merger**, by the Company, of its wholly owned subsidiary **Companhia Energética do Jari - CEJA**. The operation was subsequently approved by the EGM held on **July 31**.

In addition, approval was given to the **distribution of a Primary Public Offering of Shares** and the calling of an EGM for approving the **Valuation Report** and the **value to be attributed** to the shares of **Jirau Energia** held by ENGIE Brasil Participações.

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)	2Q26	2Q25	Chg.	6M26	6M25	Chg.
Net Operating Revenue (NOR)	3,511	3,086	13.8%	6,920	6,100	13.4%
Results from Operations (EBIT)	1,761	1,541	14.3%	3,626	3,262	11.2%
Ebitda ¹	2,179	1,871	16.5%	4,427	3,915	13.1%
Adjusted Ebitda ²	2,179	1,866	16.8%	4,423	3,906	13.2%
Adjusted Ebitda by transmission and quota effects ³	1,939	1,715	13.1%	4,027	3,523	14.3%
Ebitda / NOR - (%) ¹	62.1	60.6	1.5 p.p.	64.0	64.2	-0.2 p.p.
Adjusted Ebitda / NOR - (%) ²	62.1	60.5	1.6 p.p.	63.9	64.0	-0.1 p.p.
Net Income	1,962	567	246.0%	2,754	1,394	97.6%
Adjusted Net Income	694	564	23.0%	1,483	1,387	6.9%
Adjusted Return on Equity (ROE) ⁴	18.3	23.1	-4.9 p.p.	18.3	23.1	-4.9 p.p.
Adjusted Return on Invested Capital (ROIC) ⁵	13.9	15.4	-1.5 p.p.	13.9	15.4	-1.5 p.p.
Net Debt ⁶	25,210	21,561	16.9%	25,210	21,561	16.9%
Gross Power Production (avg MW) ⁷	4,355	4,088	6.5%	5,093	4,736	7.5%
Energy Sold (avg MW) ⁸	4,852	4,254	14.1%	4,878	4,346	12.2%
Average Net Sales Price (R\$/MWh) ⁹	208.28	217.01	-4.0%	212.38	215.50	-1.4%
Number of Employees - Total	1,402	1,265	10.8%	1,402	1,265	10.8%
EBE Employees	1,366	1,240	10.2%	1,366	1,240	10.2%
Employees on Under Construction Plants	36	25	44.0%	36	25	44.0%

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.

5 ROIC: effective tax rate x adjusted EBIT / invested capital (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



On July 2, the Extraordinary General Meeting approved the **Valuation Report** and the proposed value of the shares, the issuance of Jirau Energia, held by ENGIE Brasil Participações for the purposes of their contribution for the paying of shares in the **context of the Primary Public Offering of Shares in the amount of R\$ 5.74 billion.**



On July 17, the settlement of the **274,082,684 new shares** issued within the context of the Primary Public Shares Offering of the Company took place, representing an increase of **R\$ 8.36 billion** in the capital stock of the Company.



The Board of Directors approved the distribution of **R\$ 770.8 million as interim dividends (R\$ 0.5442/share) representing 55% of the distributable net income** reported in the first half of 2026, excluding the financial gain from the renegotiation of the UBP. Shares will become **ex-interim dividends as from August 21, 2026** and will be paid on a date to be determined later by the Executive Board.

Message from Management

The second quarter 2026 saw some significant strategic advances at ENGIE Brasil Energia, underscoring our leadership position in the energy transition in Brazil. Despite a challenging regulatory and economic environment, we were able to report progress in structural projects and consolidation of operations which expand our presence in the segments of energy generation and transmission.

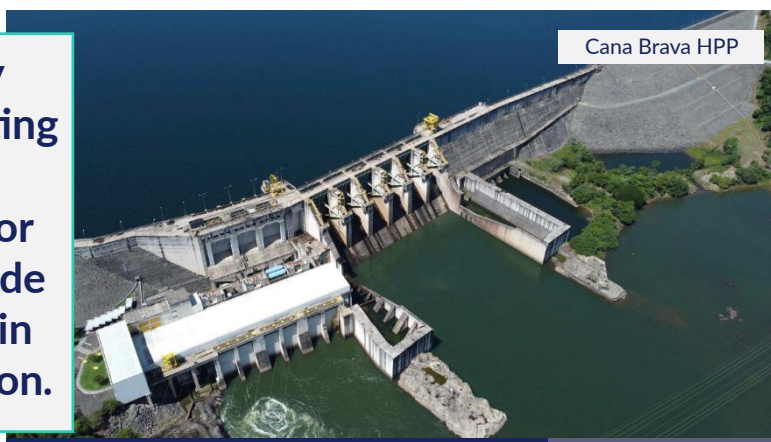
In transmission, there were some consistent advances in projects with work in progress. For example, the Asa Branca transmission system received its full Installation License, allowing a start to be made on civil works, while in the case of Graúna, important progress was made in environmental licensing processes and land usage agreements.

In addition, on June 26, we signed a concession agreement with respect to the lots, a result of successful bidding by the Company at the first transmission auction of 2026 – denominated Colibri Transmission System. The new projects are to reinforce our presence in strategic assets and will contribute to the generation of long-term revenue flows.

As to the Free Energy Market (MLE), we expanded free consumer numbers by 42.3% compared with the same period last year, a reflection of customer trust in our solutions and in line with the expansion in the free contracting environment as a whole.

Another highlight of the period was the Company's adherence to the mechanism for renegotiating the liabilities under the Use of Public Assets (UBP) of the Cana Brava (GO) and Ponte de Pedra (MT) hydropower plants, with the recognition of a non-recurring effect of R\$ 1.3 billion on net income, payment of which was finalized on July 20, 2026. This initiative will contribute to greater financial predictability and further support our discipline in the management of future obligations.

The Company financially settled the agreement relating to the renegotiation of liabilities under the UBP for the Cana Brava and Ponte de Pedra hydropower plants in the amount of R\$ 2.23 billion.



In the financial context, we reported net operating revenue for the second quarter of 2026 of R\$ 3.5 billion (+13.8%), driven by the performance of short-term operations and free and regulated market contracts. In addition, the transmission segment contributed positively to revenue growth. Adjusted Ebitda posted R\$ 2.2 billion, representing an increase of 16.8% in relation to 2Q25. Adjusted net income amounted to R\$ 694 million, 23.0% higher year-on-year, reflecting the robustness and consistency of our operational and financial performance.

Among the events subsequent to the quarter in review, particular mention should be made of the primary public offering of common shares (follow-on), approved at an Extraordinary General Meeting. The operation resulted in the issuance of more than 274 million shares and equivalent to R\$ 8.36 billion, permitting the transfer of ENGIE Brasil Participações' stake in Jirau Energia S.A. to the Company. Of this amount, R\$ 2.62 billion were raised in the market and a further R\$ 5.74 billion corresponded to the stake in Jirau. The price per share was set at R\$ 30.50, through a process of bookbuilding, with priority rights to the shareholders. Settlement occurred on July 17, 2026, thereby increasing the Company's capital stock to R\$ 15.22 billion. This transaction marked the return of ENGIE

Brasil Energia to the capital markets, 21 years after the last share offering, reinforcing investor confidence in the Company's strategy, as well as its long-term commitment to electric energy sector development and to Brazil.

On the socio-environmental front, for the 21st consecutive year, we maintained our listing in B3's Corporate Sustainability Index (ISE) while remaining a component of the Dow Jones Best-in-Class Emerging Markets. In both cases, these rankings are reaffirmation of our commitment to recognized international practices of good governance and sustainability. The publication of the Sustainability Report 2025 also further reinforces our transparency and performance in accelerating the transition to a low carbon energy matrix.

We remain focused on the expansion of our renewable portfolio, the strengthening of the transmission assets and the maintenance of a high degree of operational uptime. We believe that the combination between financial robustness, innovation and socio-environmental responsibility will continue creating value for our shareholders, our customers and for Brazil.

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 2Q26, ENGIE Brasil Energia had **11,265.9 MW of installed capacity** and operates a generating complex with 12,965.6 MW, comprised of 145 plants (13 hydro and 132 complementary energy source plants – biomass, SHP, wind powered and solar), 142 of which are wholly-owned by the Company and three (the Itá, Machadinho and Estreito Hydropower Plants) jointly-owned through consortia with other companies.

Generating Complex as of June 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	Dec/35		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
Total - Hydro			8,739.9	7,040.2			3,576.5

Power Plants	Source	Generating Units ¹	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 I	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	Aug/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	May/51		166.5
Trairi Complex	Wind Farm	8	Trairi (CE)	212.6	212.6	Sep/41		97.2
Lar do Sol Complex ²	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)	3.0	3.0	not applicable ³		0.2
Tubarão	Wind Farm		Tubarão (SC)	2.1	2.1	not applicable ³		0.3
Tubarão 2	Wind Farm		Tubarão (SC)	4.2	4.2	not applicable ³		0.0
Total - Complementary				4,225.6	4,225.6			1,780.1
Total				12,965.6	11,265.9			5,356.6

¹ For the composition of wind and solar complexes.

² The Lar do Sol plant does not have a declared physical guarantee, therefore its commercial capacity is based on expected generation.

³ For generating plants with installed capacity lower than or equal to 5 MW the legal instrument applicable is the record.



Energy Transmission Assets

Transmission Assets under Operation as of June 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 seaboard 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.

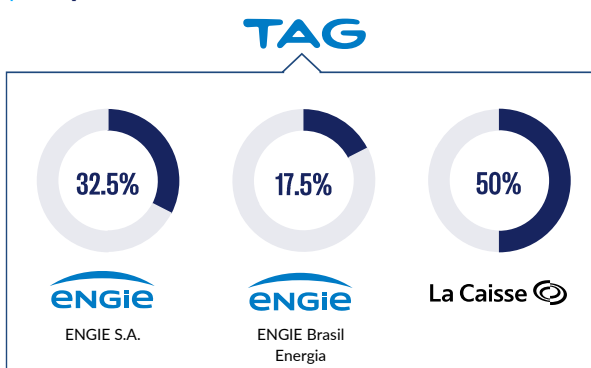
The gas pipeline network has several connection points, among them, 14 gas entry points (including 2 Liquefied Natural Gas (LNG)), 92 gas outlet points, 2 bidirectional entry and outlet points and 1 interconnection point, plus connection with 10 gas distributors, 2 refineries, 20 thermoelectric power 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 second quarter of 2026, 1,005 gas transportation contracts had been signed, representing 53% of the total from the previous year and a 55% increase compared to the number contracted by the end of the second quarter of 2025.

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).

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



Highlights of the semester

- TAG began the daily execution of the Gas for System Use (GUS) Acquisition Processes across the Balancing Platform, while simultaneously offering—on every business day—contracting windows for short-term products (Annual Flexible, Quarterly, Monthly, and Daily), thereby increasing flexibility and simplifying operations for shippers.
- Following the Capacity Reserve Auction in the form of Power (LRCAP) held in March 2026, 23 of the 59 projects located in the region served by TAG (2.2 GW) expressed interest in connection up to the grid, reinforcing the integration of thermal power plants in the system and at affordable tariffs. By the end of the 2Q26, the process of formalizing Letters of Commitment for firm natural gas transportation services was underway; this step is required for verification with the ANP and is a necessary condition for signing the Capacity Reserve Contracts.
- 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.

Projects:

TAG has a series of projects in hand to be executed over the next five years with planned investments of R\$ 4.1 billion. 55% of this amount will be allocated in expansion projects, in line with the positive outlook of ENGIE Group for the natural gas industry in Brazil.

Under development:

- **LRCAP delivery points (BA, AL, PE, PB):** 5 new delivery points to meet LRCAP thermoelectric demand. Collectively, these points will have a maximum transport capacity of ~9 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.
- **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. The preliminary agreement for the design was approved at the end of 2022.

Contracts Breakdown

Contract/Section	Extension (km)	Type	Customer	Contract Maturity	Capacity ² (MM m ³ /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
Conexão GNL Sergipe 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

Jirau Energia - Rondônia

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**.

On May 20, 2025, the Ministry of Mines and Energy (MME) issued Order N° 2,946, establishing the **new physical guarantee amounts** for Jirau HPP. The defined values are 2,222.6 average MW for operation at the 90-meter extended level and 2,335.1 average MW for operation at the 90-meter constant level.

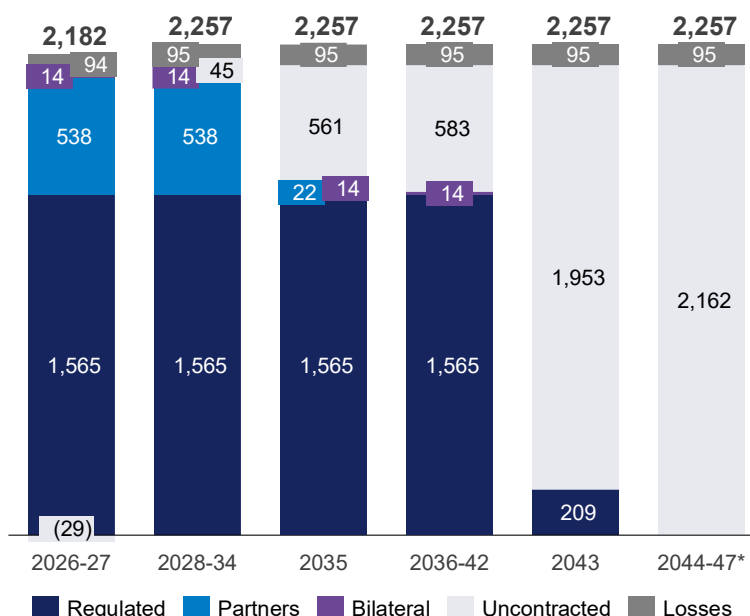
Of the total increase in firm energy, one-third belongs to the Bolivian government. As a result, the portion allocated to Brazil corresponds to **2,182.2 average MW at the 90-meter extended level and 2,257.2 average MW at the 90-meter constant level**.

In 2Q26, Jirau Energia generated 2,613 average MW, 4.6% higher than the 2,497 average MW for 2Q25, 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 2Q26, the **quota attributed to Brazil was 2,565 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.

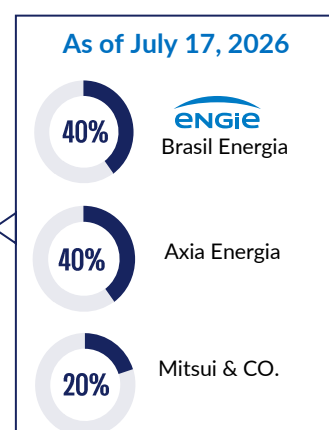
On July 14, 2026, the Company's Board of Directors approved the increase in capital stock reflecting this operation. Settlement was concluded on July 17, 2026, with the transfer of EBP's 40% stake in Jirau Energia to ENGIE Brasil Energia.

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.

Ownership Structure





Reserve Energy Auction – Jaguarua 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.

The expansion of installed capacity will be achieved by motorizing two existing turbine bays at the **Jaguarua 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 Jaguarua 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 second quarter of 2026, a start was made on the executive project and integrated planning of the expansion with the aim of meeting the established time frame.

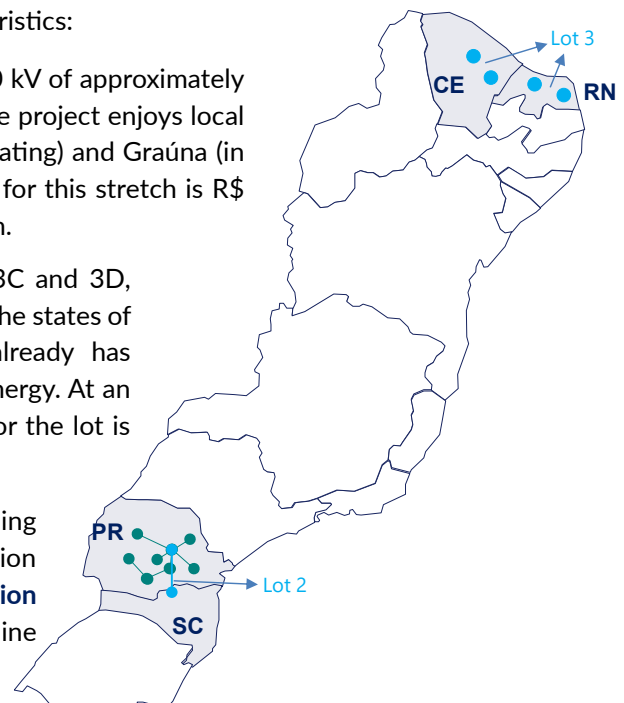


Colibri Transmission System – Paraná, Santa Catarina, Ceará and Rio Grande do Norte

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, and have the following characteristics:

- **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.
- **Lot 3 - Colibri A, B, C and D** – divided in sublots 3A, 3B, 3C and 3D, involves the installation of **five synchronous compensators** 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.

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**. 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.

On April 17, 2026, the Federal Environmental Protection Agency (Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais) - Ibama, issued the full Installation License for the project, thus triggering a start on the execution of activities with immediate effect. These currently consist of civil work on the transmission lines and expansion of the substations.

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

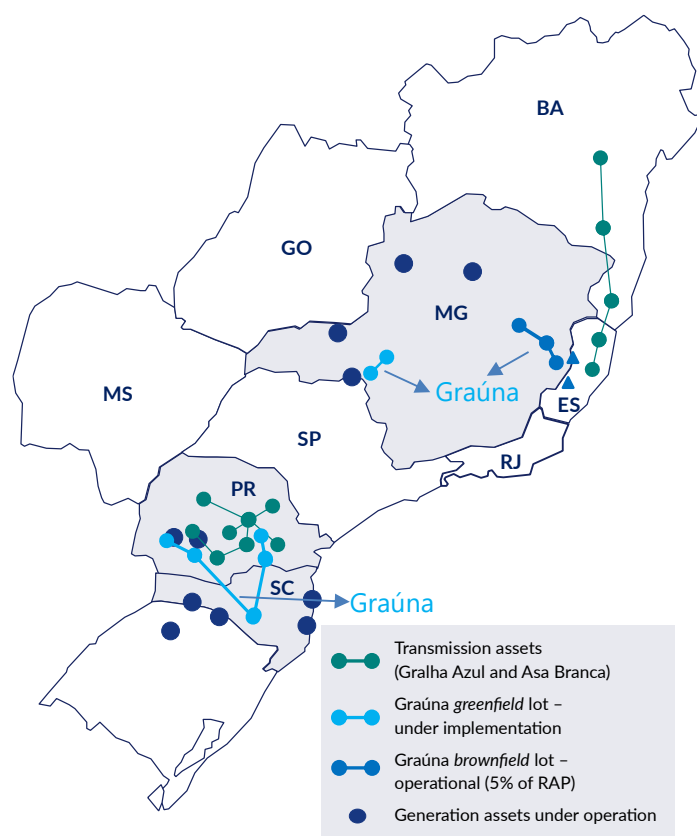
Winner of the Aneel Transmission Auction 02/2024, Block 1 was denominated Graúna and contemplates the implantation of six new transmission lines, one of which is a sectioning, totaling around **738 kilometers in length**, in addition to two new substations and five expansions of existing substations, 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 2Q26, steady progress was made on the project within the coordinates of its key implementation pillars, of particular note being the issuance of the Preliminary License for the stretch under the responsibility of the environmental agency for the state of Santa Catarina. Significant progress was also made with environmental licensing and land usage/acquisition agreements. In addition, mobilization orders were issued to begin expansion work on the existing 345-kV Jaguará and 345-kV Araxá III substations. Engineering and procurement activities also continued a pace, including factory testing and inspections. The project schedule remains on track according to the timeline set forth in the concession agreement.

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

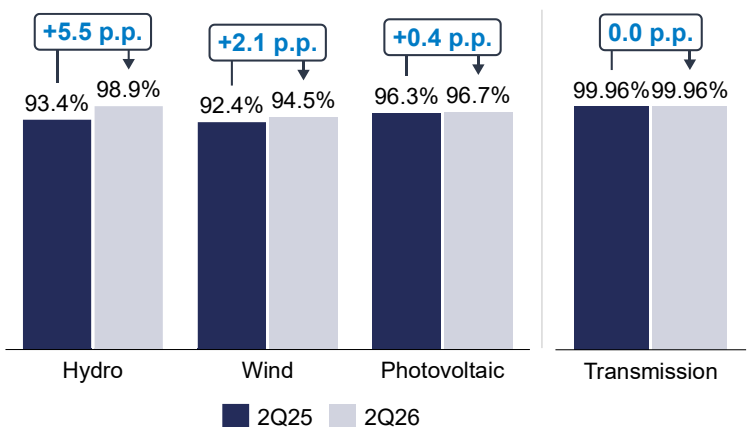
In 2Q26, the hydropower plants operated by ENGIE Brasil Energia, recorded an **internal uptime rate of 98.9%**, (taking into account forced and programmed stoppages), an increase of 5.5 p.p. compared to the same quarter of the previous year, when it reached 93.4%. This variation is primarily due to the pre- and post-modernization contractual inspections and tests carried out at the Jaguará, Miranda, and Salto Osório hydroelectric power plants during the second quarter of 2025.

As to the **wind plants**, the **2Q26 internal energy uptime rate was 94.5%**, 2.1 p.p. greater than the 92.4% in 2Q25. The improvement was driven primarily by the performance evolution of the Santo Agostinho Wind Complex and the stabilization of availability at a positive level across the remaining plants.

Regarding the **photovoltaic plants** the uptime rate was **96.7% in 2Q26**, an increase of 0.4 p.p. compared to 96.3% recorded in 2Q25. This improvement reflected the implementation of measures aimed at enhancing operational performance and the inclusion of the Assú Sol Photovoltaic Complex in the indicator's composition.

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 99.96% in 2Q26** and **99.97% in the 6M26**, indicators in line with those recorded in the same periods of 2025.

Uptime Operating | Considering Scheduled and Forced Shutdowns



Energy Generation

In the **second quarter of 2026**, electricity generation at plants operated by ENGIE Brasil Energia totaled **9,511 GWh** (4,355 average MW), a result 6.5% higher than production in the 2Q25.

Out of the total generated, the **hydropower plants** accounted for **6,533 GWh** (2,991 average MW) while **complementary power plants** responded for **2,978 GWh** (1,364 average MW). These results represent an increase of 10.5% in generation from hydro power plants and a reduction of 1.2% in complementary power plants, compared to 2Q25.

The year-on-year increase in **hydroelectric generation** in the second quarter 2026 was largely driven by the acquisition of the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão hydropower plants, the two contributing with an output of 838 GWh (384 average MW) in 2Q26. Also worth pointing out is that both the Amazonas and Araguari river basins where these assets are located, reported above average flows during the period in the light of a prolonged rainy season, this in turn providing greater water availability and so driving plant performance.

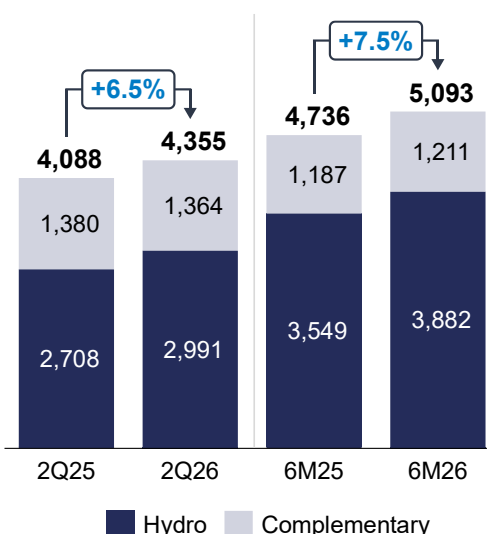
By contrast, the Southern region of Brazil suffered from less favorable hydrometeorological conditions with corresponding below-average river flows at the hydropower plants with a consequent reduction in water storage levels in the majority of reservoirs. In the case of the Southeast/Central-West subsystem, the transition between rainy and dry seasons, characteristic of the second quarter, also saw reduced flows, limiting hydroelectric generation from the plants located in the region.

The decrease in generation from the **complementary plants** in 2Q26 compared to 2Q25 was impacted by the increase in curtailment, more especially in the case of **wind power plants**. In the quarter, these assets generated 2,224 GWh (1,019 average MW), volume 6.0% lower than recorded in the same period of 2025.

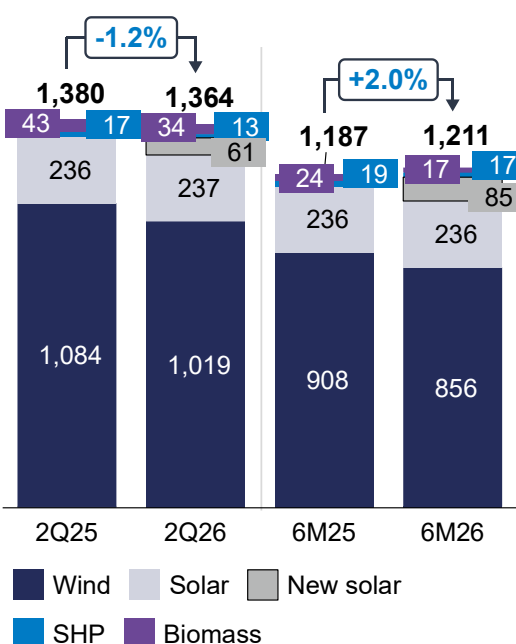
On the other hand, the Company's **solar plants** recorded a positive performance with generation of 650 GWh (298 average MW), an increase of 26.0% compared with 2Q25. The growth was largely driven by the entry into commercial operations of all the solar farms in the Assú Sol Photovoltaic Complex, contributing with 324 GWh (148 average MW) in the quarter, a volume 51.0% greater than posted in the same period in 2025. In addition, the reconstructed Paracatu 4 Photovoltaic Plant also boosted solar energy generation during 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 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.

Generation | Avg MW



Generation by Complementary Source | Avg MW



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.

According to the analysis of data released by the ONS, in **2Q26, wind and solar power plants operated by ENGIE Brasil Energia recorded generation curtailment of 20%**, slightly above the 19% observed for the group of power plants that make up the National Interconnected System (SIN). The Company's wind power plants recorded a 17% reduction in generation, slightly higher than the 15% posted for the SIN, while solar plants registered curtailment of 27%, slightly lower than the 29% observed for the SIN, as shown in the table below:

% Curtailment by source

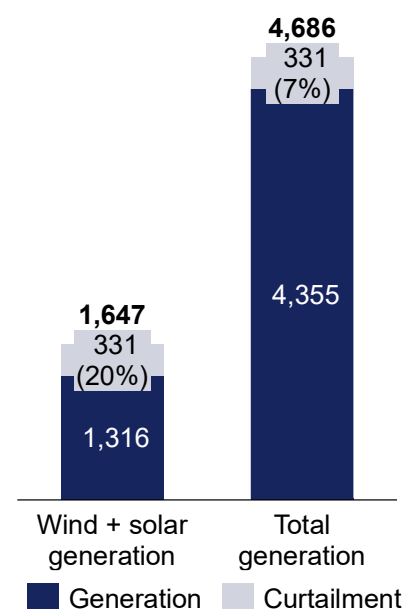
	2Q26			2Q25		
	Wind	Solar	Total	Wind	Solar	Total
Curtailment ENGIE Brasil Energia	17%	27%	20%	12%	26%	16%
Curtailment SIN	15%	29%	19%	11%	26%	15%

% Curtailment by asset

Wind power plants	Commercial capacity (avgMW)	2Q26 (%)	2Q25 (%)
Trairi (CE)	97.2	25%	27%
Santo Agostinho (RN)	224.2	32%	18%
Serra do Assuruá (BA)	846.0	16%	12%
Campo Largo I e II (BA)	359.0	9%	8%
Umburanas (BA)	213.3	20%	8%

Solar power plants	Commercial capacity (avgMW)	2Q26 (%)	2Q25 (%)
Sol do Futuro (CE)	16.2	29%	20%
Assú Sol (RN)	229.6	29%	22%
Floresta (RN)	25.1	19%	40%
Assú V (RN)	9.2	29%	25%
Juazeiro (BA)	34.8	24%	16%
Sertão Solar (BA)	26.1	46%	34%
São Pedro (BA)	16.0	46%	39%
Lar do Sol (MG)	53.0	26%	32%
Paracatu (MG)	34.0	22%	21%

% Curtailment over 2Q26 Generation | Average MW

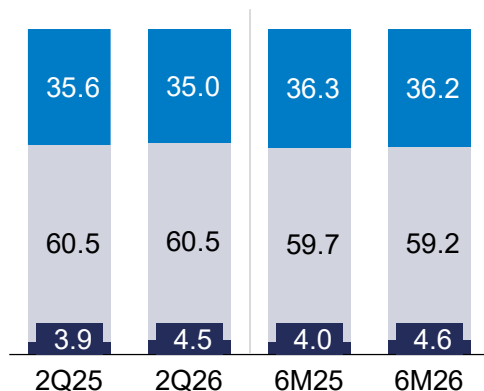


Source: In-house study by ENGIE Brasil Energia based on assumptions published by the ONS and subject to updates.

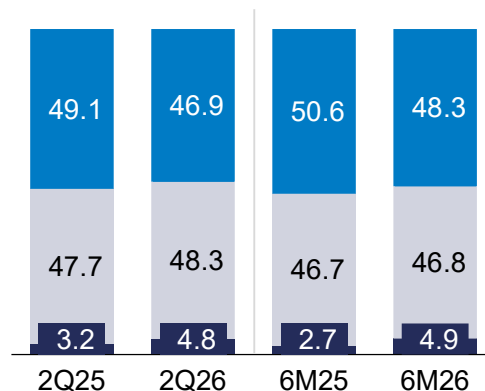
Electric Energy Sales Portfolio

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.

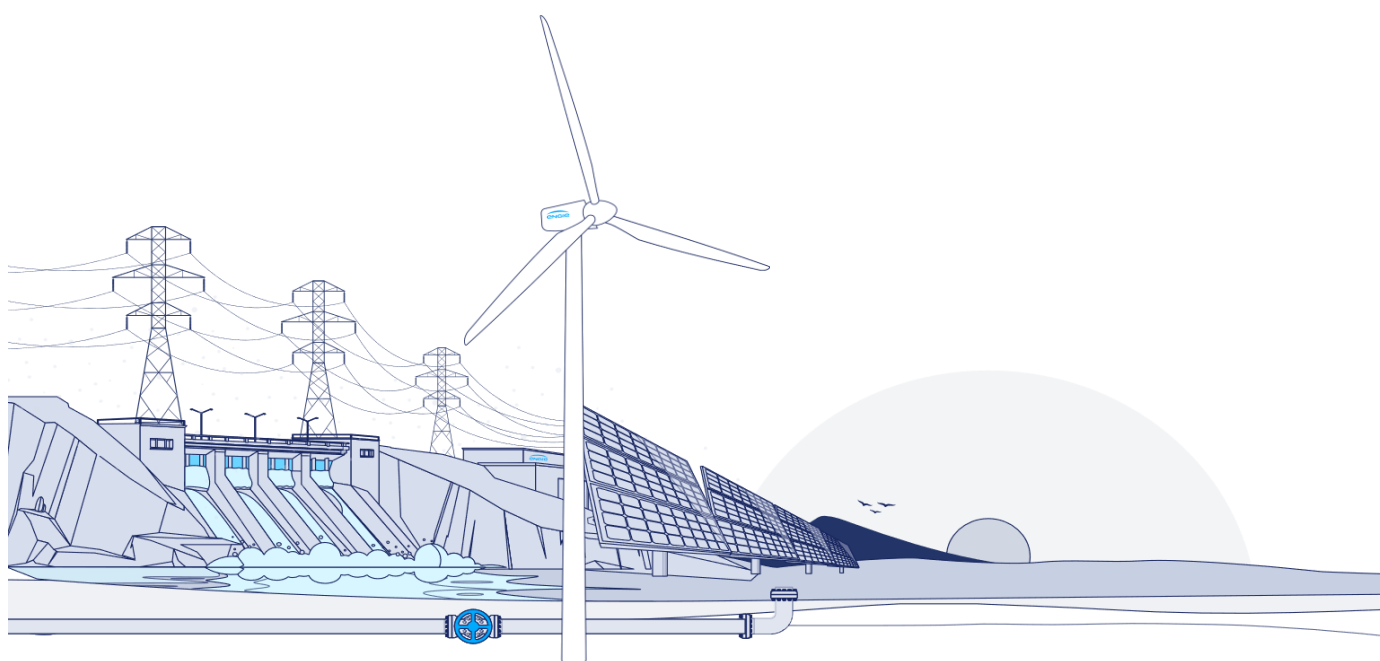
Breakdown of Customers by Physical Sales (%)



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 **June 30, 2026**, is as follows:

Energy Balance

(in average MW)	2026	2027	2028	2029	2030	In R\$/MWh			
Own Resources	5,169	5,202	5,202	5,202	5,161	Auction Gross Price	Reference Date	Adjusted Gross Price	Price Net of PIS/ Cofins/P&D
+ Purchases for Resale	800	527	381	232	248				
= Total Resources (A)	5,969	5,729	5,583	5,434	5,409				
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	337.4	303.1
2006-NE-2009-30	493	493	493	493	493	128.4	Jun-06	370.2	332.6
2006-NE-2011-30	148	148	148	148	148	135.0	Nov-06	386.4	347.2
2007-NE-2012-30	256	256	256	256	256	126.6	Oct-07	348.5	313.1
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	321.0	291.3
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	515.3	467.7
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	243.5	220.9
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	220.0	209.9
2018 - Quotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	-	Jul-17	253.0	241.3
+ Bilateral Sales	3,160	2,539	1,959	1,208	1,050				
= Total Sales (B)	5,338	4,886	4,392	3,457	3,213				
- Commercial hedge	572	572	572	572	572				
Balance (A - B)	59	271	619	1,405	1,624				
Sales average net price (R\$/MWh) ^{2, 3} :	244.1	232.2	239.8						
Purchases average net price (R\$/MWh) ⁴ :	214.7	195.4	174.1						

1 XXXX-YY-WWW-ZZ, where:

XXXX → year of auction

YY → EE = existing energy or NE = new energy

WWW → 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 Disconsidering 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 – 2Q26 X 2Q25 | R\$ million

	Electric energy			Gas transportation	Consolidated
	Generation ¹	Transmission	Trading		
2Q26					
Net operating revenue	2,707	689	115	-	3,511
Operational costs	(1,348)	(334)	(109)	-	(1,791)
Gross income	1,359	355	6	-	1,720
Selling, general and administrative expenses	(133)	(2)	(6)	-	(141)
Other operating expenses, net	(1)	52	-	-	51
Equity income	-	-	-	130	130
Income (loss) before financial results and taxes	1,225	405	-	130	1,760
2Q25					
Net operating revenue	2,280	740	66	-	3,086
Operational costs	(1,110)	(482)	(66)	-	(1,658)
Gross income (loss)	1,170	258	-	-	1,428
Selling, general and administrative expenses	(131)	(6)	(2)	-	(139)
Other operating revenues, net	8	40	-	-	48
Disposal of subsidiary	5	-	-	-	5
Equity income	-	-	-	199	199
Income (loss) before financial results and taxes	1,052	292	(2)	199	1,541
Change					
Net operating revenue	427	(51)	49	-	425
Operational costs	(238)	148	(43)	-	(133)
Gross income	189	97	6	-	292
Selling, general and administrative expenses	(2)	4	(4)	-	(2)
Other operating expenses, net	(9)	12	-	-	3
Disposal of subsidiary	(5)	-	-	-	(5)
Equity income	-	-	-	(69)	(69)
Income (loss) before financial results and taxes	173	113	2	(69)	219

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 – 2Q26 X 2Q25 | R\$ million

	Electric Energy			Consolidated
	Generation	Transmission	Trading	
2Q26				
Free contracting environment ¹	1,120	-	-	1,120
Regulated contracting environment ²	1,087	-	-	1,087
Remuneration of concession assets	164	399	-	563
Transactions in the short-term energy market	271	-	-	271
Construction revenue	-	239	-	239
Energy trading operations	-	-	110	110
Service rendered revenue	42	51	-	93
Indemnifications	5	-	-	5
Unrealized gains on trading operations	-	-	5	5
Other revenues	18	-	-	18
Net operating revenue	2,707	689	115	3,511
2Q25				
Free contracting environment	994	-	-	994
Regulated contracting environment	1,022	-	-	1,022
Remuneration of concession assets	122	255	-	377
Transactions in the short-term energy market	89	-	-	89
Construction revenue	-	455	-	455
Energy trading operations	-	-	66	66
Service rendered revenue	38	30	-	68
Indemnifications	1	-	-	1
Other revenues	14	-	-	14
Net operating revenue	2,280	740	66	3,086
Change				
Free contracting environment	126	-	-	126
Regulated contracting environment	65	-	-	65
Remuneration of concession assets	42	144	-	186
Transactions in the short-term energy market	182	-	-	182
Construction revenue	-	(216)	-	(216)
Energy trading operations	-	-	44	44
Service rendered revenue	4	21	-	25
Indemnifications	4	-	-	4
Unrealized gains on trading operations	-	-	5	5
Other revenues	4	-	-	4
Net operating revenue	427	(51)	49	425

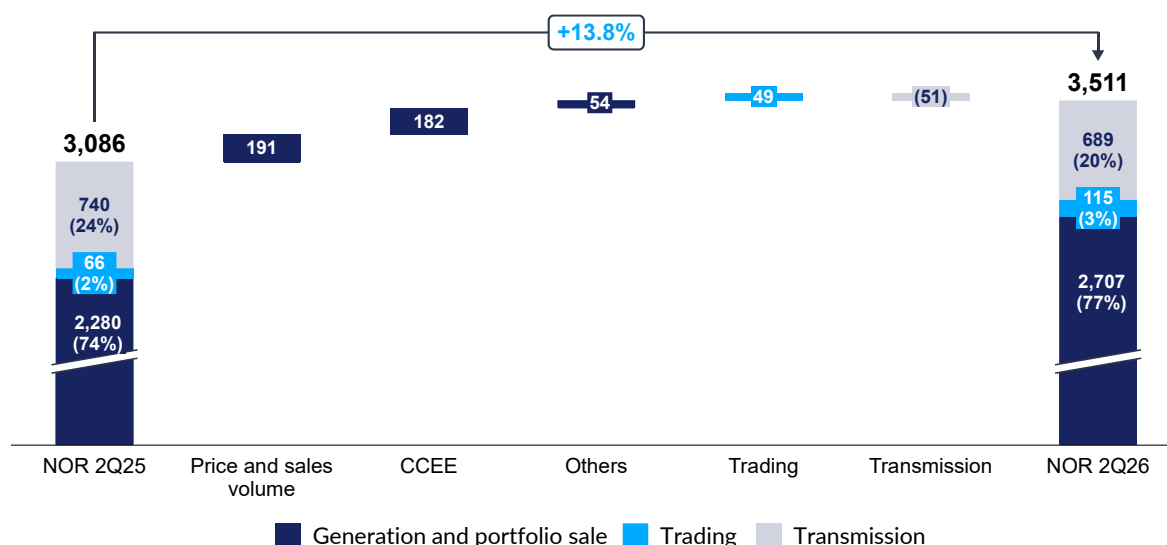
¹ Distribution companies.

² Free consumers and trading companies.

In 2Q26, net operating revenue increased 13.8% (R\$ 425 million) when compared with 2Q25, growing from R\$ 3,086 million to R\$ 3,511 million.

This variation largely reflects the following effects: (i) growth of R\$ 427 million (18.7%) in net operating revenue from the energy generation and sales portfolio; (ii) the increase of R\$ 49 million (74.2%) in the trading segment; and attenuated by (iii) a reduction of R\$ 51 million (6.9%) from the transmission business. More details on the trading and transmission segments are described under 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 net average selling price of energy, net of charges on revenues and trading operations, was **R\$ 208.28/MWh** in 2Q26. This amount was 4.0% lower than 2Q25 when the average price stood at R\$ 217.01/MWh.

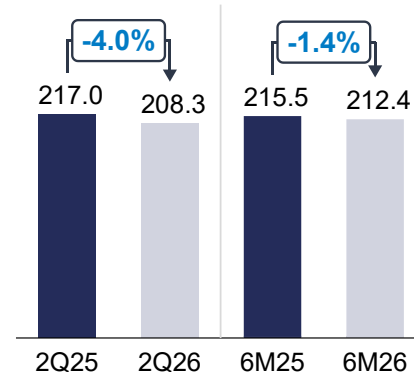
During both 2025 and 2026, conditions were characterized by reimbursements for shortfalls in wind and solar generated energy deliveries below contractual commitments agreed with distributors in the regulated market. Ignoring the impact of the reimbursements in the quarters under review, the net average selling price of energy fell from R\$ 225.14/MWh in 2T25 to **R\$ 214.19/MWh** in 2Q26, a reduction of 4.9%.

The reduction of the price between the periods under analysis largely reflected (i) the agreements inherited from the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão hydropower plants following their acquisition; (ii) the expiry of a significant distribution agreement at higher-than-average prices; partially mitigated by (iii) monetary restatement of current long-term agreements.

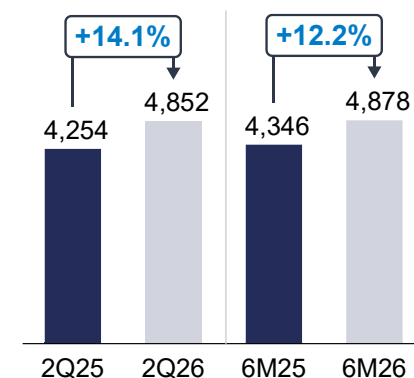
Energy volume sold under agreements, net of trading operations, increased from 9,290 GWh (4,254 average MW) in 2Q25 to **10,597 GWh (4,852 average MW)** in 2Q26, growth of 1,307 GWh (598 average MW), or 14.1%, between the periods under review.

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 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 finalization of the startup process to commercial operations at the Serra do Assuruá Wind Complex in the second half of 2025 as well as the entry into full commercial operations of the Assú Sol Photovoltaic Complex in the first half of 2026.

Net Average Selling Price¹ | R\$/MWh



Sales Volume² | 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\$ 191 million in the Company's net operating revenue in the quarter.

Energy Transactions

Free Contracting Environment:

Sales revenue to free customers and trading companies increased R\$ 126 million (12.7%) year-on-year from R\$ 994 million in 2Q25 to **R\$ 1,120 million in 2Q26**. The variation is the result of the increase of 866 GWh (396 average MW) in energy sales volume (R\$ 144 million) and a decrease of 1.9% in the net average selling price (R\$ 18 million).

The variation in energy sales volume is mainly due to the entry into operations of the Serra do Assuruá Wind Complex and the Assú Sol Photovoltaic Complex, with a consequent increase in available energy in the Company's portfolio. Conversely, the reduction in the net average selling price is largely a reflection of the sale of long-term agreements during a period of lower prices, in turn due to the hydrological scenario and increased offerings of renewables in the market as a whole; albeit attenuated by (ii) the monetary restatement of current long-term agreements.

Regulated Contracting Environment:

Revenues from sales to distributors reached R\$ 1,087 million in 2Q26, R\$ 65 million (6.4%) higher than the R\$ 1,022 million reported in 2Q25. The positive variation was due to a combination of the following effects: (i) R\$ 123 million, the result of growth of 441 GWh (202 average MW) in sales volume; and (ii) attenuated in the amount of R\$ 58 million by a 5.7% decrease in net average selling price.

The year-on-year increase in sales volume is mainly a reflection of energy commercialized by the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão hydropower plants acquired in 3Q25, and by the seasonal weighting of the sales. The reduction in the net average selling price between compared quarters was largely driven, (i) by the incorporation of the agreements following the acquisition of Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão; but attenuated (ii) by monetary restatement of sales prices over the period between the two compared quarters.

Excluding the impact of the reimbursements mentioned above, net average selling prices to the distributors declined 7.3% between the quarters under analysis.

Concession Assets Remuneration

The financial assets of concessions represent the present value of future cash flows from the portion of energy sold to the Regulated Contracting Environment (ACR) from the Jaguará and Miranda hydropower plants and equivalent to 70% of the physical guarantee of both plants. These assets are remunerated at the annual internal rate of return and restated according to the variation in the Amplified Consumer Price Index (IPCA).

Concession asset remuneration increased from R\$ 122 million in 2Q25 to **R\$ 164 million in 2Q26, an increase of R\$ 42 million (34.4%)**. This variation was largely due to the increase in the IPCA inflation index between the compared periods.

Transactions in the Short-term Energy Market

In 2Q26, revenue recorded from the short-term market was R\$ 271 million when compared with R\$ 89 million in 2Q25, **a growth of R\$ 182 million** between quarters in review. Further information regarding these transactions and variation can be found under the heading "Details of short-term operations".

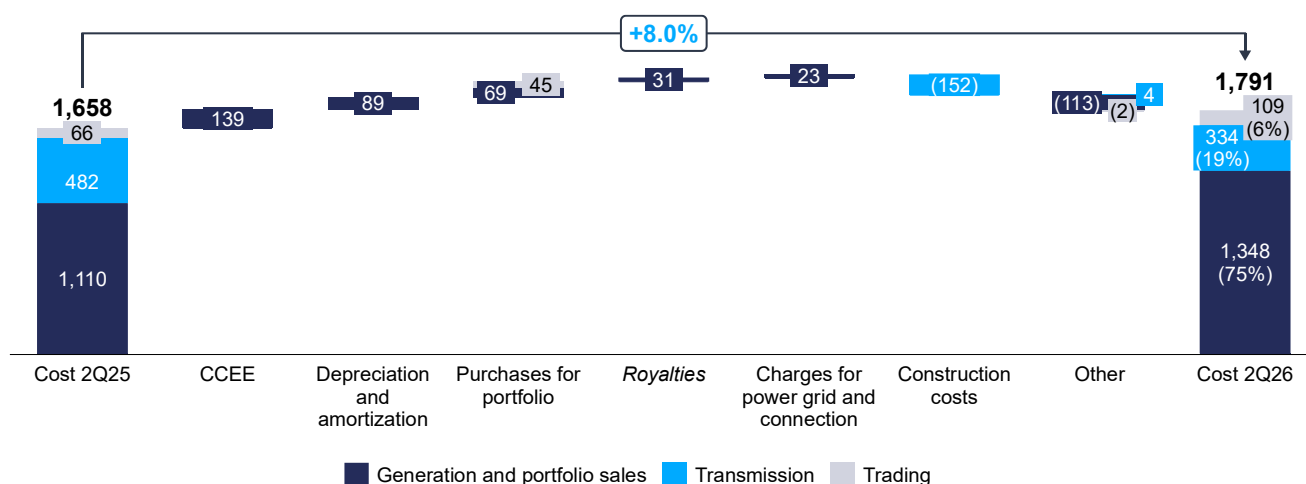
Operational Costs

| Costs by segment – 2Q26 x 2Q25 | R\$ million

	Electric Energy			Consolidated
	Generation	Transmission	Trading	
2Q26				
Depreciation and amortization	404	4	-	408
Electric power purchases	274	-	109	383
Construction costs	-	310	-	310
Transactions in the short-term market	256	-	-	256
Charges for the use of power grid and connection	217	-	-	217
Materials and third-party services	117	10	-	127
Personnel	82	8	-	90
Insurance	49	-	-	49
Royalties	48	-	-	48
Other operational costs, net	(99)	2	-	(97)
Operational costs	1,348	334	109	1,791
2Q25				
Depreciation and amortization	315	4	-	319
Electric power purchases	205	-	64	269
Construction costs	-	462	-	462
Transactions in the short-term market	117	-	-	117
Charges for the use of power grid and connection	194	-	-	194
Materials and third-party services	133	11	-	144
Personnel	66	5	-	71
Insurance	36	1	-	37
Royalties	17	-	-	17
Unrealized losses on trading operations	-	-	2	2
Other operational costs, net	27	(1)	-	26
Operational costs	1,110	482	66	1,658
Change				
Depreciation and amortization	89	-	-	89
Electric power purchases	69	-	45	114
Construction costs	-	(152)	-	(152)
Transactions in the short-term market	139	-	-	139
Charges for the use of power grid and connection	23	-	-	23
Materials and third-party services	(16)	(1)	-	(17)
Personnel	16	3	-	19
Insurance	13	(1)	-	12
Royalties	31	-	-	31
Unrealized losses on trading operations	-	-	(2)	(2)
Other operational costs, net	(126)	3	-	(123)
Operational costs	238	(148)	43	133

Operational costs reported an increase of R\$ 133 million (8.0%) between the compared quarters, rising from R\$ 1,658 million in 2Q25 to **R\$ 1,791 million in 2Q26**. This variation was a reflection by and large of the following: combination of factors: (i) an increase of R\$ 238 million (21.4%) in the costs of the energy generation and sales from the portfolio segment; (ii) an increase of R\$ 43 million (65.2%) in the costs of energy trading operations; and (iii) a decrease of R\$ 148 million (30.7%) in transmission segment costs.

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

- **Depreciation and amortization:** a year-on-year increase of R\$ 89 million (28.3%). The variation stems at large 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 recently acquired assets Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão.
- **Energy purchases:** between 2Q25 and 2Q26, there was an increase of R\$ 69 million (33.7%) in energy purchases, substantially driven by the increase of 3.4% in the net average purchasing price of energy (R\$ 62 million) and a growth of 50 GWh (23 average MW) in energy volume purchased (R\$ 7 million). Growth in volumes was due to increased purchases for management of the Company's portfolio. The variation in average purchasing price reflects the rise in month-end closing prices due to a higher average PLD between the compared quarters, and monetary restatement of long-term agreements.
- **Transactions in the short-term energy market:** cost overheads with these transactions were R\$ 139 million (118.8%) greater between the quarters under analysis. 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\$ 23 million (11.9%) between the quarters analyzed, resulting mainly from (i) the entry into full commercial operations of the Serra do Assuruá Wind Complex and the Assú Sol Photovoltaic Complex; (ii) the acquisition of the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão subsidiaries; and (iii) the annual adjustment of transmission and distribution tariffs.
- **Financial compensation for the use of water resources (royalties):** a rise of R\$ 31 million (182.4%) due to (i) greater generation from the hydropower plants during 2Q26, when compared to 2Q25; (ii) the acquisition of the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão subsidiaries; and (iii) the annual readjustment in royalties.
- **Other operational costs, net:** reduction of R\$ 126 million between analyzed quarters, due principally to the booking of R\$ 125 million in 2Q26 of PIS and Cofins tax credits used against depreciation charges on fixed assets, rights to which were guaranteed by a final and binding court decision. A total of R\$ 218 million was booked, R\$ 125 million of principal and R\$ 93 million of monetary restatement at the basic Selic interest rate.

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

Operational Result from the Energy Transmission Segment

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.



Gross result from the energy transmission segment reported a positive R\$ 355 million in 2Q26, an increase of R\$ 97 million (37.6%) in relation to the same quarter of 2025 when the result was R\$ 258 million. The variation is largely due to (i) a growth of R\$ 144 million (56.5%) in the remuneration of concession assets, in turn and more particularly due to the higher nominal balance and the increase in inflation over the period between comparable quarters; (ii) the increase of R\$ 22 million in O&M revenue; partially offset (ii) by the negative effect of R\$ 64 million (25.1%) in the variation of the net result of construction revenues and costs (a reduction of R\$ 216 million and R\$ 152 million, respectively), a reflection by and large of the stage which work has reached on the Asa Branca Transmission System.

RAP value, net of PIS and Cofins, received in 2Q26 was R\$ 255 million, (R\$ 190 million in 2Q25), being R\$ 204 million (R\$ 160 million in 2Q25) corresponding to the amortization of the contractual asset, booked as a contra entry to the contractual asset itself, and R\$ 51 million (R\$ 30 million in 2Q25) with respect to O&M services rendered.

Below is the composition of the regulatory transmission Ebitda:

(in R\$ million)	2Q26	2Q25	Change
RAP, net of PIS and Cofins	255	190	65
Operational costs	(20)	(16)	(4)
Selling, general and administrative expenses	(2)	(6)	4
Other operational revenues, net	1	1	-
Regulatory transmission Ebitda	234	169	65

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 recorded a positive variation of R\$ 6 million, a reflection of the increase of R\$ 7 million following the marking-to-market of forward supply transactions between periods – namely the difference between contractual and market prices, however attenuated by the negative impact of R\$ 1 million in 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
2Q26	
Net operating revenue	271
Operational costs	(256)
Net result	15
2Q25	
Net operating revenue	89
Operational costs	(117)
Net result	(28)
Change	
Net operating revenue	182
Operational costs	(139)
Net result	43

In 2Q26 and 2Q25, **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\$ 15 million** and negative at R\$ 28 million, respectively. The amount represents an **increase of R\$ 43 million between compared periods**, originating from the result of 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 the light of the allocation of physical guarantee and generation from the participating plants (the average of the GSF increased from 95.5% in 2Q25 to 99.0% in 2Q26); (ii) an increase in free energy due to the strategy of allocating energy on a seasonally weighted basis during the periods; but attenuated (iii) by the effects of the negative variation in month-end closing operations, rebookings and adjustments between the quarters under analysis; and (iv) despite the increase in hydropower generation from the plants participating in the MRE, the Company generated below its seasonally allocated energy volume, this reflecting in a reduced share of the MRE and thus producing a negative effect through increased TEO (Energy Optimization Tariffs) payments.

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	2Q26	2Q25	Change
South	230.67	224.16	2.9%
Southeast/Center-West	206.42	216.49	(4.7%)
Northeast	163.46	154.39	5.9%

Disposal of subsidiary

The Company recognized R\$ 5 million in 2Q25, related to expected proceeds under the agreement for the sale of its subsidiary Pampa Sul, which was completed in 2023.

Equity Income – Gas Transportation

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:

Income statement (in R\$ million)	2Q26		2Q25	
	100%	Company's share	100%	Company's share
Net operational revenue	2,080	364	2,365	414
Costs of services provided	(610)	(107)	(593)	(104)
Gross income	1,470	257	1,772	310
General and administrative expenses	(34)	(6)	(42)	(7)
Income before financial result and taxes	1,436	251	1,730	303
Financial result	(504)	(88)	(328)	(58)
Income before taxes	932	163	1,402	245
Income tax and social contribution	(189)	(33)	(265)	(46)
TAG's net income	743	130	1,137	199

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

Ebitda (in R\$ million)	2Q26		2Q25	
	100%	Company's share	100%	Company's share
Income before financial result and taxes	1,436	251	1,730	303
Depreciation and amortization	180	32	187	33
Amortization of <i>mais valia</i>	150	26	150	26
Ebitda¹	1,766	309	2,067	362
Ebitda Margin	84.9%		87.4%	

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 2Q25 and 2Q26, the equity income result fell by R\$ 69 million (34.7%) from R\$ 199 million to R\$ 130 million, respectively, due to lower net income at 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); (ii) a negative effect from the net financial result: (ii.i) due to the gain from debt renegotiations booked in 2Q25; but mitigated (ii.ii) by the decline in interest on debt; and (iii) reduced Income Tax and Social Contribution, the result of lower pre-tax profits.

Balance Sheet

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

Balance Sheet	06/30/2026	12/31/2025
ASSETS		
Current assets	2,447	2,530
Cash and cash equivalents	973	655
Accounts receivable from clients	1,323	1,706
Other current assets	151	169
Non-current assets	27,779	28,269
Restricted deposits	459	460
Other non-current assets	157	162
Property, plant and equipment	24,409	24,892
Intangible	2,754	2,755
Total	30,226	30,799
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		
Current liabilities	2,518	2,888
Debt instruments	1,447	2,004
Derivative financial instruments - hedge	24	73
Other current liabilities	1,047	811
Non-current liabilities	20,454	21,844
Debt instruments	13,423	14,936
Derivative financial instruments - hedge	76	210
Deferred income taxes and social contribution	6,228	5,933
Other non-current liabilities	727	765
Shareholders' equity	7,254	6,067
Total	30,226	30,799



Ebitda and Ebitda Margin

| Ebitda by segment – 2Q26 x 2Q25 | R\$ million

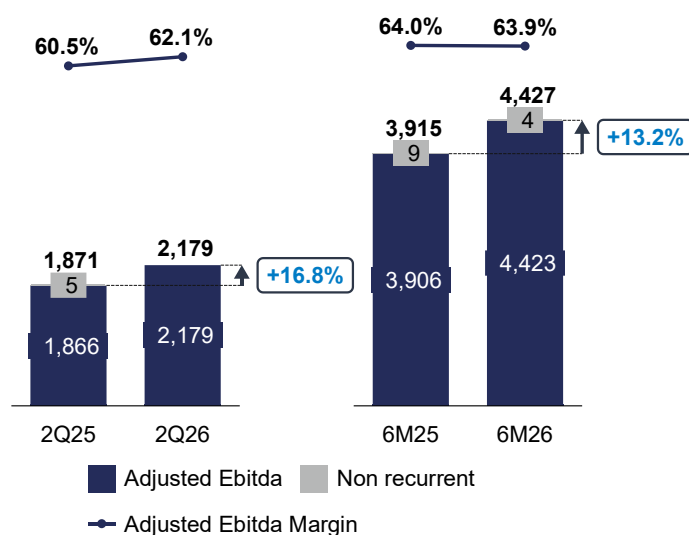
	Electric Energy				
	Generation	Transmission	Trading	Gas Transportation	Consolidated
2Q26					
Income (loss) before financial results and taxes	1,225	405	-	130	1,760
Depreciation and amortization	415	4	-	-	419
Ebitda¹	1,640	409	-	130	2,179
Adjusted Ebitda	1,640	409	-	130	2,179
Adjusted Ebitda margin	60.6%	59.4%	-	-	62.1%
2Q25					
Income (loss) before financial results and taxes	1,052	292	(2)	199	1,541
Depreciation and amortization	326	4	-	-	330
Ebitda	1,378	296	(2)	199	1,871
Disposal of subsidiary	(5)	-	-	-	(5)
Adjusted Ebitda	1,373	296	(2)	199	1,866
Adjusted Ebitda margin	60.2%	40.0%	3.0%	-	60.5%
Change					
Income (loss) before financial results and taxes	173	113	2	(69)	219
Depreciation and amortization	89	-	-	-	89
Ebitda	262	113	2	(69)	308
Disposal of subsidiary	5	-	-	-	5
Adjusted Ebitda	267	113	2	(69)	313
Adjusted Ebitda margin	0.4 p.p.	19.4 p.p.	(3.0 p.p.)	-	1.6 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 2Q26 and 2Q25, **adjusted Ebitda increased** R\$ 313 million (16.8%) from R\$ 1,866 million in 2Q25 to **R\$ 2,179 million in 2Q26**. The variation was the result of the **positive effects** of (i) R\$ 267 million (19.4%) in the energy generation and sales from the Company's portfolio segment; (ii) an increase of R\$ 113 million (38.2%) from the results of the energy transmission segment; and (iii) a R\$ 2 million positive variation in the trading segment. These effects were offset by the **negative effect** of R\$ 69 million (34.7%) from the lower result from the stake in a jointly held subsidiary – TAG.

Key variations in adjusted Ebitda were in the energy generation and sale segment as indicated in item (i) above, **positive effects of which were:** (i) R\$ 191 million from the combination of the variations in the volume of energy sold and the net average selling price; (ii) R\$ 125 million of PIS and Cofins tax credits used against depreciation charges on fixed assets; (iii) R\$ 43 million derived from the positive impact of transactions executed in the short-term market; and (iv) an increase of R\$ 42 million in the remuneration of financial concession assets. These affects were attenuated by the following variations with **negative effects:** (v) an increase of R\$ 69 million in energy purchases; (vi) an increase of R\$ 31 million in royalty payments; (vii) an increase of R\$ 23 million in charges for the use of the electricity energy network and connection; (viii) the negative impact of R\$ 10 million one off revenues recorded in the preceding year, namely R\$ 5 million with respect to the Ibitiúva Bioenergética shareholder agreement and

| Adjusted¹ Ebitda | R\$ million



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

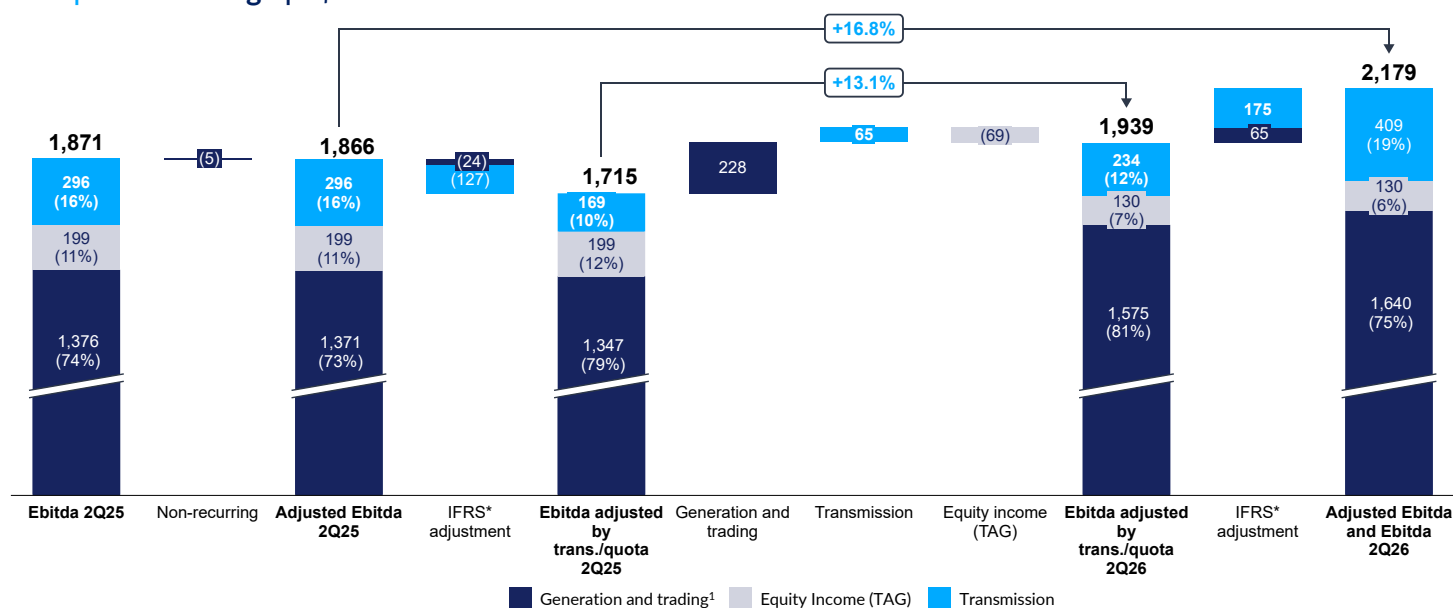
R\$ 5 million in receivables with respect to the divestment agreement of the Pampa Sul subsidiary; and (ix) R\$ 1 million relative to other operational costs and administrative expenses.

Additionally, in 2Q26, adjusted Ebitda was favorably impacted by the transmission segment, the effects of which were a combination of the following factors: (i) a growth of R\$ 144 million accruing from the increase in the remuneration of concession assets; (ii) an increase of R\$ 17 million in the O&M margin (O&M RAP, net of costs); (iii) an increase of R\$ 12 million with the registration of the expected revision of the investment structure undertaken and the capital remuneration rate; (iv) a decrease of R\$ 4 million in sales, general and administrative expenses as well as other operational revenues and expenses; and attenuated by (v) a reduction of R\$ 64 million in the variation of the net financial result of construction revenues 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)	2Q26	2Q25	Chg. (%)	6M26	6M25	Var. (%)
Recurrent net income	1,962	567	246.0	2,754	1,394	97.6
Non-recurring effect, net of income tax and social contribution:						
(-) Financial gain from the UBP renegotiation	(1,268)	-	100.0	(1,268)	-	100.0
(+) Disposal of subsidiary	-	(3)	(100.0)	(3)	(7)	(57.1)
Adjusted net income	694	564	23.0	1,483	1,387	6.9
(+) Adjusted income tax and social contribution	191	166	15.1	436	436	-
(+) Adjusted net financial result	875	806	8.6	1,702	1,430	19.1
(+) Depreciation and amortization	419	330	27.0	802	653	22.8
Adjusted Ebitda	2,179	1,866	16.8	4,423	3,906	13.2
Statutory transmission Ebitda (IFRS)	(409)	(296)	38.2	(731)	(644)	13.5
Regulatory transmission Ebitda (RAP)	234	169	38.5	434	340	27.6
Statutory quota holders Ebitda (IFRS)	(246)	(190)	29.5	(470)	(420)	11.9
Regulatory quota holders Ebitda	181	166	9.0	371	341	8.8
Ebitda adjusted by transmission and quota effects	1,939	1,715	13.1	4,027	3,523	14.3

| Ebitda Change | R\$ million



* IFRS: International Financial Reporting Standards.

¹ Considering the result from generation and trading segments.

Financial Result

(in R\$ million)	2Q26	2Q25	Chg. (R\$)	6M26	6M25	Var. (R\$)
Financial gain from the UBP ¹ renegotiation	1,921	-	1,921	1,921	-	1,921
Income from financial investments	205	182	23	352	297	55
Other financial income	114	31	83	152	59	93
Total financial income	2,240	213	2,027	2,425	356	2,069
Debt:						
Interest	(587)	(383)	(204)	(1,135)	(671)	(464)
Monetary restatement	(460)	(284)	(176)	(726)	(575)	(151)
Other financial expenses, net	(60)	(214)	154	(101)	(190)	89
Total financial expenses	(1,107)	(881)	(226)	(1,962)	(1,436)	(526)
Concessions payable (Use of Public Asset):						
Monetary restatement	(170)	(16)	(154)	(211)	(107)	(104)
Present value restatement	83	(122)	205	(33)	(243)	210
Total concession payable expenses (Use of Public Asset)	(87)	(138)	51	(244)	(350)	106
Financial result	1,046	(806)	1,852	219	(1,430)	1,649
Non-recurring effect						
Financial gain from the UBP renegotiation	(1,921)	-	(1,921)	(1,921)	-	(1,921)
Adjusted financial result	(875)	(806)	(69)	(1,702)	(1,430)	(272)

¹Net of PLS and Cofins

Financial income: in 2Q26, financial income reached R\$ 2,240 million, R\$ 2,027 million or 951.6% more than the R\$ 213 million posted for this item in 2Q25, largely the result of the booking of the non-recurring effect from the financial gain under the Use of Public Assets - Concession Payable (UBP) renegotiations worth R\$ 1,921 million and the increase of R\$ 23 million in income from financial investments. Growth was mainly driven by the increase in the average balances of financial investments in the periods under review and by the growth in CDI. The variation in other financial income stemmed largely from the booking of monetary restatement of tax credits recoverable, the result of legal rulings.

Financial expenses: financial expenses in 2Q26 were R\$ 1,107 million, R\$ 226 million or 25.7% above the same item in 2Q25 at R\$ 881 million. The main changes were the result of an increase of R\$ 380 million in debt between the quarters analyzed, the result of (i) a R\$ 204 million increase of interest on debt following the Company's 15th and 16th debenture issues in July 2025 and February 2026 respectively; and (ii) an increase of R\$ 176 million relative to monetary restatement due to the increase in IPCA between periods.

In addition to the increased interest on debt reported, worthy of note with respect to financial expenses was a reduction of R\$ 134 million in the capitalization of fixed assets when compared to 2Q25, reflecting the startup in operations of the Serra do Assuruá Wind and the Assú Sol Photovoltaic complexes, there being no capitalization of interest in 2Q26.

Concession expenses payable (Use of Public Assets): concession expenses payable fell by R\$ 51 million (37.0%), posting R\$ 87 million in 2Q26 as opposed to R\$ 138 million in 2Q25 by virtue, mainly, (i) of the reduction of R\$ 205 million of the calculation of present value of the UBP in the light of the renegotiation of the outstanding balance; mitigated by the (ii) increase of R\$ 154 million of monetary restatement due substantially to the increase in IPCA and IGPM.

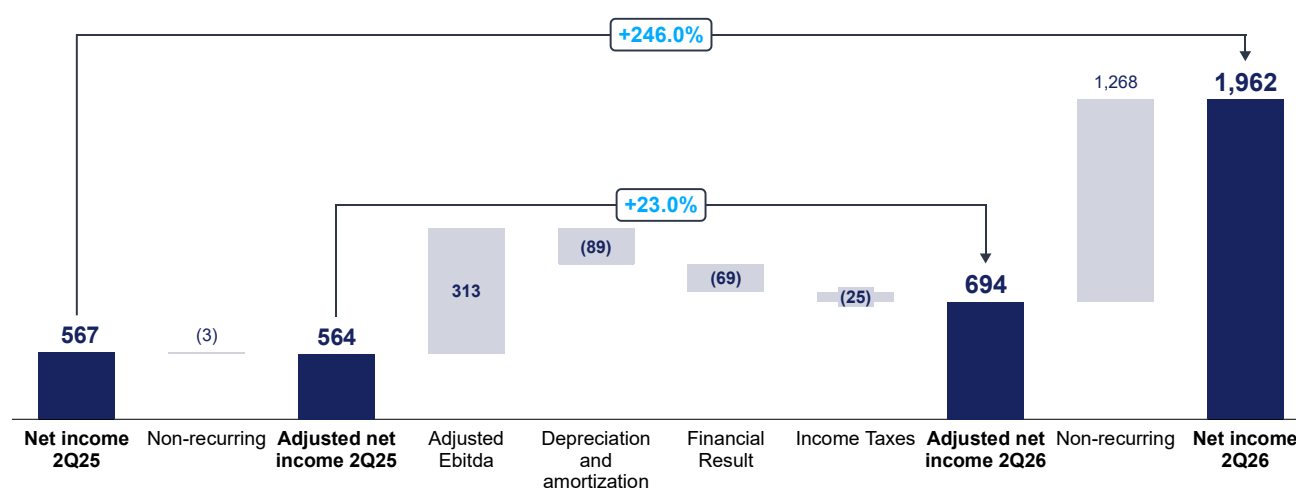
Income Tax and Social Contribution

Value of **IR (Income Tax) and CSLL (Social Contribution)** in 2Q26 was **R\$ 844 million**, a negative variation of R\$ 676 million (15.1%) when compared to the same quarter of 2025 at R\$ 168 million. The variation was largely driven by the non-recurring effect of the booking of the financial gain from the renegotiation of the UBP totaling R\$ 1,921 million and the increase in the pre-tax net adjusted profit. Excluding non-recurring effects due to the booking of the financial gain following the renegotiation of the UBP and the disposal of a subsidiary, expenses with IR and CSLL increased year-on-year by R\$ 25 million (15.1%).

Net Income

Adjusted Net Income for 2Q26 was R\$ 694 million, R\$ 130 million or 23.0% above the R\$ 564 million recorded in the same quarter in the previous year. The variation is a consequence of the following factors: (i) an increase of: R\$ 313 million in the adjusted Ebitda; attenuated by the (ii) negative effect of R\$ 69 million of the net adjusted financial result; (iii) the increase of R\$ 89 million in depreciation and amortization; and (iv) the increase of R\$ 25 million in income tax and social contribution. Taking into account the non-recurring effects of the renegotiation of UBP, net profit increased R\$ 1,395 million compared to the R\$ 567 million for 2Q25.

| Net Income Change | R\$ million

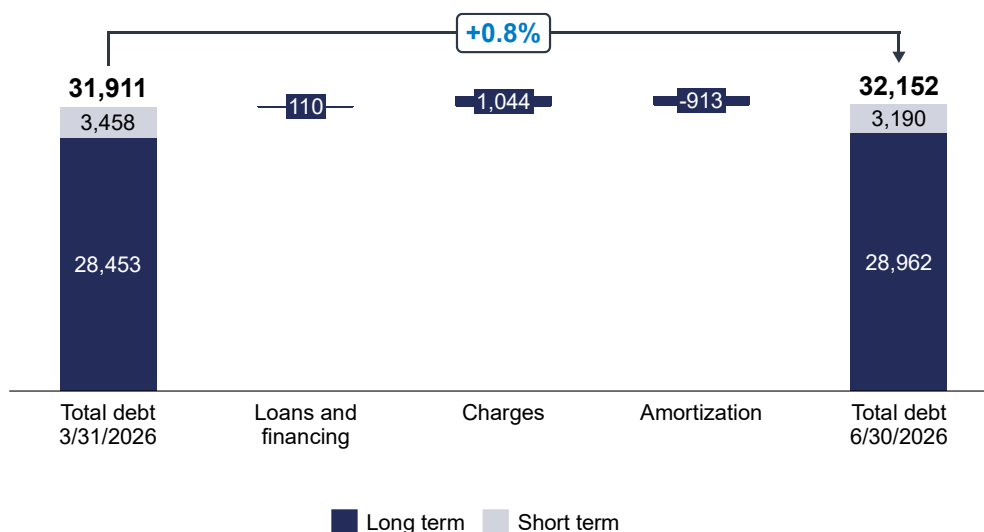


Debt

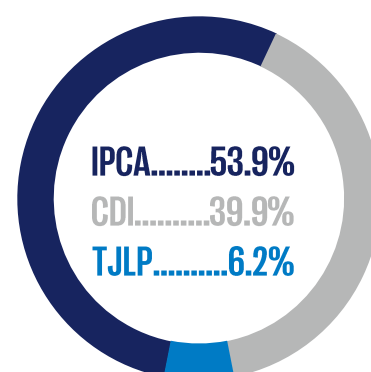
As of June 30, 2026, **total consolidated gross debt**, representing principally loans, financing, debentures and preferred shares redeemable, net of hedging operations, **totaled R\$ 32,152 million – increase of 0.8%** (R\$ 241 million) compared to the position as of March 31, 2026. The **average debt maturity** at the end of 2Q26 was **7.1 years**.

The variation in Company's debt is mainly related to the combination of the following factors during the 2Q26: (i) R\$ 110 million of drawdowns in loans and financing; (ii) generation of R\$ 1,044 million in charges incurred to be paid and monetary restatement; and (iii) R\$ 913 million in amortization of loans, financing, debentures and preferred shares.

Total Debt Change | R\$ million



Debt Breakdown



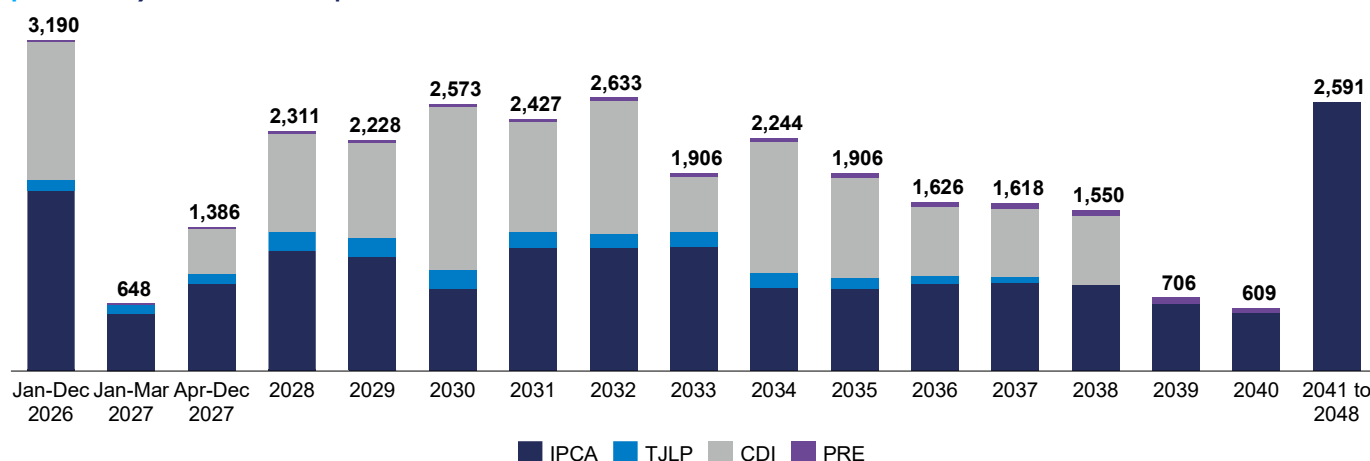
The average weighted nominal cost of debt at the end of 2Q26 was 11.3% – equivalent to IPCA + 6.4% – 0.5 p.p. lower than recorded at the end of the 2Q25 (11.8% – equivalent to IPCA + 6.1%).

On June 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\$ 25,210 million, an increase of 0.9%** compared to the end of 1Q26.

Net Debt

(in R\$ million)	06/30/2026	03/31/2026	Chg. %
Gross debt	31,777	31,690	0.3
Result of hedge operations	374	221	69.2
Deposits earmarked for the payment of debt	(492)	(461)	6.7
Cash and cash equivalents	(6,449)	(6,465)	(0.3)
Total net debt	25,210	24,984	0.9
Net debt/Adjusted Ebitda last 12 months	3.1X	3.2X	

Maturity Term Loans | R\$ million



Capital Expenditures

Total investments at ENGIE Brasil Energia in 2Q26 reached R\$ 329 million, of which: (i) R\$ 261 million were invested in the construction of new projects, including: R\$ 111 million in the Asa Branca Transmission System, R\$ 104 million in the Graúna Transmission System, R\$ 24 million in the implementation of the Serra do Assuruá Wind Complex, R\$ 13 million in the Assú Sol Photovoltaic Complex, R\$ 6 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 expansion of the Paracatu IV Photovoltaic Plant; (ii) R\$ 54 million were allocated to the maintenance and revitalization of the generating complex, mainly in hydroelectric and solar plants; and (iii) R\$ 14 million were invested in modernization projects: R\$ 12 million in the Jaguará Hydroelectric Plant, R\$ 3 million in the Ponte de Pedra Hydroelectric Plant and -R\$ 1 million in the Salto Osório Hydroelectric Plant.

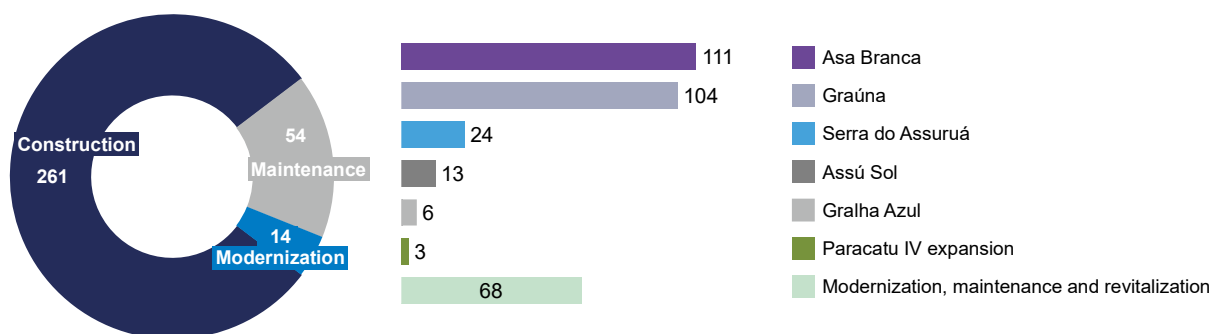


ENGIE Brasil Energia's Investments in 2Q26 reached R\$ 329 million.



Modernization of Jaguará HPP

2Q26 Capital Expenditure | R\$ million



Credit of Interim Dividends

At its meeting held on August 5, 2026, ENGIE Brasil Energia's Board of Directors approved the **credit of interim dividends** based on the financial statements raised on June 30, 2026, in the amount of **R\$ 770.8 million (R\$ 0.54420747574 per share)**, representing a payout of 55% of the distributable net income, excluding the financial gain from the renegotiation of the UBP.

The Company's shares will be traded **ex-interim dividends as of August 21, 2026**. Payout to shareholders will take place on a date to be established by the Management Board in due course and will be announced through a Notice to Shareholders.

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 June 30, 2026, out of the 145 plants installed in 14 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 62.7% of the total operated by the Company.

Journey for Climate

The ENGIE Group has a global commitment to i) reduce CO₂ 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

- At a time when the planet needs action and not intentions alone, ENGIE Brasil Energia takes one more concrete step in its journey of transformation, announcing Tamara Klink as its new ESG ambassador. With the slogan "**ENGIE and Tamara Klink: the same energy**", the initiative connects two trajectories guided by a pioneering spirit, courage, innovation and positive impact, values which characterize both the story of the solo navigator and that of ENGIE.
- Pursuant to CITSB Resolution 13 of June 2, 2026, **ENGIE Brasil Energia joined the Brazilian Sustainability Taxonomy (TSB)** testing group – the only company in the electric energy sector. TSB is an official classification system for economic activities, assets and projects which contribute to the environmental and climate goals. Created by the Finance Ministry, it serves as a standardized catalog for attracting green investments and combating greenwashing in the market.
- On its **1st Supplier Day in Florianópolis**, the Company held an onsite meeting dedicated to the strengthening of relationships with its leading suppliers. The event brought together strategic partners at a moment of change, cultural alignment and connection with the Company's values and guidelines such as safety, ethics and the environment, with an emphasis placed on the theme of decarbonization. The program concluded with an award ceremony to suppliers, recognizing performances and partnerships.

- The Company also ran its annual **“Sustainable Management Meeting”**, bringing together onsite in Florianópolis, managers of assets throughout Brazil and on a virtual basis, open to all employees. The event featured discussions and presentations on the operation of assets, innovation, and transparency, the sharing of knowledge and experience and promotion of a culture of sustainability and continuous improvement.
- ENGIE Brasil Energia is one of three leading companies in the “Energetic Transition” category in the **“Best of ESG 2026”**, published by **EXAME magazine**, in partnership with IBMEC. The recognition highlights the Company’s consistent performance with respect to the environmental, social and governance agendas. With its inception more than two decades ago, the ranking is a benchmark for corporate sustainability in Brazil and ENGIE is already building a solid trajectory, the Company also featuring largely in the 2024 edition, when it led the category.
- ENGIE Brasil was a major player in the **Energy Summit Awards** held in Rio de Janeiro in partnership with MIT. The Company was the recipient of four accolades: gold in Deals (Business), silver in Investor and Impact Corporation, and bronze in Corporate Research.
- The Company launched its **6th Call for Proposals in Education**, an initiative which supports educational projects nationwide. This year, awards will be handed out for at least 50 initiatives, each to receive an incentive of R\$ 10 thousand, in turn, a total investment of **R\$ 500 thousand** for upgrading basic education. Created in 2021, the Call is designed to incentivize projects for Elementary and High School students in both private and state schools with the priority for themes such as those of mental health, emotional intelligence, environmental education, anti-sexist education and remedial instruction in Portuguese and mathematics.
- Gentio do Ouro (BA), in the area surrounding the recently commissioned Serra do Assuruá Wind Complex, **26 young people concluded the technical course in Electrical Engineering** offered by SENAI (National Service for Industrial Training), a joint initiative of ENGIE Brasil Energia and Vestas Brasil. With classroom hours totaling 1,200 hours over two years, training was given to participants for involvement in project activities, installation and maintenance of electrical systems, with a focus on energy automation and efficiency for wind farms. The group included **12 women** among those graduating, expanding the participation in an area traditionally the domain of men. The program seeks to contribute to local socio-economic development through professional qualification, preparing manpower to meet the demands of the electric sector and the renewable energy market.



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 2Q26 and 2Q25.

Sustainability Indices

Aspect	Theme	Unit of measurement	Performance 2Q26	Performance 2Q25	Change	Performance 6M26	Performance 6M25	Change
E	Emissions intensity by energy generation (Scope 1, 2 and 3)	tonCO ₂ e/MWh	0.0022	0.0027	-17.6%	0.0015	0.0022	-33.5%
	Emissions intensity by revenue	tCO ₂ e/million R\$	6.0	7.5	-20.0%	4.7	7.3	-35.6%
	Total emissions (Scope 1, 2 and 3)	Tons	20,913.3	23,231.5	-10.0%	32,506.7	44,596.8	-27.1%
	Water consumption intensity	m ³ /MWh	0.030	0.058	-47.9%	0.019	0.034	-43.0%
	Engaged people - "Conexão" Community Relationship Program ¹	People	25,171	29,622	-15.0%	42,846	43,311	-1.1%
S	Frequency rate - Direct employees + service providers	nº accid/million hours	0.976	0.212	0.76 p.p.	1.041	0.324	0.72 p.p.
	Frequency rate - Direct employees	nº accid/million hours	0.000	0.000	0.00 p.p.	0.787	0.000	0.79 p.p.
	Frequency rate - Service providers	nº accid/million hours	1.412	0.243	1.17 p.p.	1.167	0.369	0.80 p.p.
	% of employees formally trained	%	70.6%	19.2%	51.4 p.p.	85.4%	99.4%	-14.0 p.p.
G	Turnover rate	%	2.0%	2.1%	-0.2 p.p.	4.4%	3.2%	1.2 p.p.
	Voluntary turnover rate	%	0.9%	1.3%	-0.4 p.p.	2.0%	1.7%	0.3 p.p.
	Investments in Social Responsibility - Incentivized Resources	R\$	713,000	3,976,751	-82.1%	3,063,290	5,000,751	-38.7%
	Investments in Social Responsibility - Own Resources	R\$	878,694	1,183,310	-25.7%	2,152,798	2,687,139	-19.9%
	Investment in Innovation ²	R\$	14,601,018	16,106,338	-9.3%	27,875,979	29,790,316	-6.4%
	Headcount	Employees	1,366	1,215	12.4%	1,366	1,215	12.4%
	% of employees in certified operations (ISO 9.001, 14.001, 45.001)	%	78.8%	84.4%	-5.7 p.p.	78.8%	84.4%	-5.7 p.p.
	% of women in the Company	%	31.8%	32.0%	-0.2 p.p.	31.8%	32.0%	-0.2 p.p.
	% of men in the Company	%	68.2%	68.0%	0.2 p.p.	68.2%	68.0%	0.2 p.p.
	% of women in leadership positions	%	31.6%	30.6%	1.0 p.p.	31.6%	30.6%	1.0 p.p.
	% of men in leadership positions	%	68.4%	69.4%	-1.0 p.p.	68.4%	69.4%	-1.0 p.p.
	% employees with disabilities	%	4.3%	5.1%	-0.8 p.p.	4.3%	5.1%	-0.8 p.p.

¹ The Connection Program encompasses visits to the Company's operations across the country, dialogues with the community and environmental education.

² 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's 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.

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

In the second quarter 2026, the Brazilian financial market reported a more lack luster performance in relation to the strong surge in valuations early on in the year. The Ibovespa, the leading stock index on B3, broke historic records in April, driven by the entry of foreign capital, appreciating the Real and as a result of increased interest in emerging markets. However, over the course of May and June, the local market lost steam due to the migration of resources to technology shares in developed markets, particularly the United States. As a result, the Ibovespa closed the month of June at 172 thousand points and a decline of 8.2% in the quarter, also being squeezed by fiscal concerns, uncertainty over the direction of public debt and a weaker performance by the corporate segment where there is greater weighting. Despite the correction during the quarter, the Ibovespa posted a gain of about 6.8% for the accumulated January to June period.

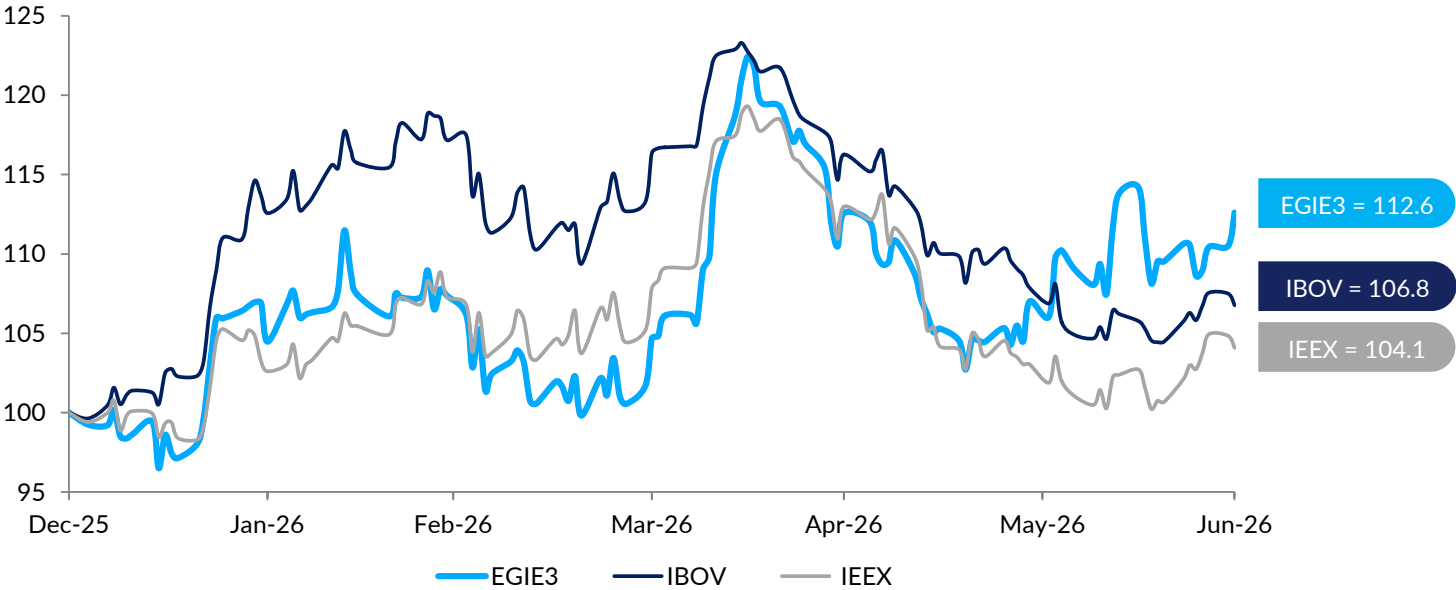
The leading world stock markets reported strong performance led by the ones of the United States, driven by the performance of technology and artificial intelligence stocks. European markets also performed well supported by an improvement in the economic environment while Japan reached new heights with the support of the technology and semiconductor sectors. In spite of geopolitical tensions and uncertainties surrounding inflation and interest rates, investor appetite for risk assets remained strong throughout the period.

In the 2Q26, ENGIE Brasil Energia's shares appreciated by 7.6%, increasing the year-to-date gain to 12.6%. During the same period, the Electricity Energy Index (IEEX) declined 3.5%, although it still posted a 4.1% increase in 6M26. The Ibovespa, in turn, fell 8.2% during the quarter while maintaining a 6.8% gain year-to-date, ending June 2026 at 172,024 points.

EGIE3 recorded an average daily trading volume of R\$ 83.4 million in the 2Q26, representing an increase of 31.3% compared to R\$ 63.5 million in the 2Q25.

On the last trading day in June 2026, the closing price of the Company's shares was R\$ 34.83/share, translating into **a market capitalization of R\$ 39.8 billion**.

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



ATTACHMENT 1

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CONSOLIDATED BALANCE SHEET – ASSETS

(In thousands of R\$)	06/30/2026	12/31/2025
Current Assets	9,857,758	6,911,102
Cash and cash equivalents	6,448,868	3,358,552
Accounts receivables from clients	1,309,777	1,322,661
Credit of income tax and social contribution	409,812	517,755
Dividends receivable	12	12
Derivative financial instruments - trading	81,814	87,914
Restricted deposits	36,769	46,723
Concession financial assets	429,415	414,211
Contractual assets	787,180	783,178
Other current assets	349,534	375,519
Non current asset held for sale	4,577	4,577
Non Current Assets	49,148,133	48,401,807
Long Term Assets	14,334,356	13,309,044
Derivative financial instruments - hedge	15,868	44,323
Derivative financial instruments - trading	62,274	28,497
Restricted deposits	507,239	486,458
Deposits in court	98,542	92,677
Risk premium to appropriate - Hydrological risk renegotiation	30,005	36,899
Concession financial assets	3,245,878	3,160,294
Contractual assets	9,411,131	8,710,991
Other non current assets	963,419	748,905
Investments	1,362,912	1,155,320
Property, Plant and Equipment	27,719,058	28,182,030
Intangible	5,231,730	5,369,554
Right of use of leases	500,077	385,859
Total	59,005,891	55,312,909

ATTACHMENT 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CONSOLIDATED BALANCE SHEET - LIABILITIES

(In thousands of R\$)	06/30/2026	12/31/2025
Current Liabilities	9,039,518	6,158,138
Suppliers	995,137	916,391
Dividends and interest on shareholder's equity	8,474	121,521
Loans and financing	1,456,668	1,419,136
Debentures	2,130,807	1,522,823
Redeemable preferred shares	21,621	22,873
Lease liabilities	67,777	49,492
Concessions payable (Use of Public Asset)	2,333,615	835,932
Tax and social contribution obligations payable	673,246	204,438
Other fiscal and regulatory obligations	224,963	165,011
Labor obligations	131,900	161,375
Derivative financial instruments - trading	77,577	87,336
Provision	5,839	5,838
Obligations related to retirement benefits	41,128	39,746
Other current liabilities	870,766	606,226
Non Current Liabilities	33,872,056	35,240,278
Loans and financing	14,157,674	13,753,916
Debentures	13,543,299	11,963,481
Redeemable preferred shares	467,246	466,375
Lease liabilities	486,194	380,960
Concessions payable (Use of Public Asset)	654,626	4,356,835
Derivative financial instruments - trading	56,960	26,674
Provision	808,534	702,793
Obligations related to retirement benefits	204,197	215,828
Deferred income taxes and social contribution	2,945,213	2,762,822
Other non current liabilities	548,113	610,594
Shareholders' Equity	16,094,317	13,914,493
Share capital	6,863,707	6,863,707
Capital reserve	(156,743)	(176,543)
Net income reserves	5,689,792	5,682,218
Additional dividends	-	525,890
Adjustment on fixed asset	(53,597)	(137,544)
Retained earnings	2,669,651	-
Non controlling interests	1,081,507	1,156,765
Total	59,005,891	55,312,909

ATTACHMENT 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CONSOLIDATED INCOME STATEMENTS

(In thousands of R\$)	2Q26	2Q25	Chg. %	6M26	6M25	Chg. %
Net Operational Revenue	3,511,433	3,086,121	13.8	6,920,090	6,099,190	13.5
Operational Costs	(1,791,352)	(1,657,946)	8.0	(3,366,505)	(3,030,267)	11.1
Electric power purchases	(383,072)	(272,212)	40.7	(731,328)	(457,070)	60.0
Transactions in the short term energy market	(255,812)	(116,547)	119.5	(363,148)	(165,961)	118.8
Charges for the use of and connection to the electricity grid	(217,082)	(193,476)	12.2	(433,584)	(383,763)	13.0
Financial compensation for use of hydro resources (royalties)	(48,328)	(17,137)	182.0	(106,218)	(69,913)	51.9
Personnel	(90,041)	(70,701)	27.4	(173,035)	(134,075)	29.1
Materials and third-party services	(126,769)	(144,058)	-12.0	(258,788)	(262,761)	-1.5
Depreciation and amortization	(407,914)	(319,019)	27.9	(782,487)	(630,670)	24.1
Insurance	(49,481)	(36,965)	33.9	(99,162)	(71,334)	39.0
Constitution of operating provisions, net	(142)	(1,672)	-91.5	(14,604)	(3,405)	328.9
Cost of implementing transmission infrastructure	(309,759)	(461,941)	-32.9	(503,619)	(787,359)	-36.0
Others	97,048	(24,218)	-500.7	99,468	(63,956)	-255.5
Gross Income	1,720,081	1,428,175	20.4	3,553,585	3,068,923	15.8
Operating Income (Expenses)	(89,265)	(86,738)	2.9	(190,740)	(171,989)	10.9
Selling, general and administrative expenses	(140,118)	(139,514)	0.4	(243,990)	(239,210)	2.0
Disposal of subsidiary and equity interest in a jointly controlled company	-	5,256	-100.0	3,919	9,569	-59.0
Other operating revenues (expenses), net	50,853	47,520	7.0	49,331	57,652	-14.4
Result of corporate participations	130,018	199,032	-34.7	263,436	365,811	-28.0
Equity income	130,018	199,032	-34.7	263,436	365,811	-28.0
Income Before Financial Result and Taxes	1,760,834	1,540,469	14.3	3,626,281	3,262,745	11.1
Net Financial Result	1,045,696	(806,475)	-229.7	218,432	(1,429,870)	-115.3
Financial income	2,240,000	212,703	953.1	2,425,216	355,987	581.3
Financial expenses	(1,107,116)	(881,072)	25.7	(1,962,296)	(1,435,012)	36.7
Concession payable expenses (Use of Public Asset)	(87,188)	(138,106)	-36.9	(244,488)	(350,845)	-30.3
Income Before Taxes	2,806,530	733,994	282.4	3,844,713	1,832,875	109.8
Income tax	(614,313)	(115,612)	431.4	(787,909)	(311,510)	152.9
Social contribution	(230,310)	(50,926)	352.2	(302,839)	(127,560)	137.4
Net Income for the Period	1,961,907	567,456	245.7	2,753,965	1,393,805	97.6
Income allocated to:						
ENGIE Brasil Energia's shareholders	1,910,006	516,281	270.0	2,661,488	1,284,984	107.1
Non-controlling shareholder of Ibityúva Bioenergética, Maracanã and Lar do Sol	51,901	51,175	1.4	92,477	108,821	-15.0
Number of Ordinary Shares	1,142,298,836	1,142,298,836		1,142,298,836	1,142,298,836	
Net Income per Share	1.6721	0.4520	270.0	2.3299	1.1249	107.1

ATTACHMENT 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CONSOLIDATED STATEMENT OF CASH FLOW

(In thousands of R\$)	6M26	6M25
Cash Flow from Operating Activities		
Income before taxes on income	3,844,713	1,832,875
Reconciliation of net income with operating cash flow:		
Equity loss	(263,436)	(365,811)
Depreciation and amortization	802,284	652,294
Interests and monetary variation	1,866,154	1,256,330
Monetary restatement of recoverable tax credits	(92,563)	-
Concessions payable expenses	244,488	350,845
Subsidiary sale	-	(9,569)
Fair value adjustment of debt instruments	96	104,736
Extension of the concession	(2,010,973)	-
Remuneration of financial concession asset	(297,774)	(271,201)
Contract asset remuneration	(711,206)	(564,293)
Unrealized losses on trading operations, net	(445,586)	(810,477)
Transmission infrastructure construction revenue	95,284	44,554
Result in the disposal of investments	(7,150)	2,709
Others	(35,398)	18,087
Adjusted Net Income	2,988,933	2,241,079
(Increase) reduction in assets		
Accounts receivables from clients	14,414	134,632
Tax credits recoverable	115,298	(17,313)
Deposits in court and restricted deposits	21,804	(15,663)
Financial concession asset	196,986	186,636
Contract assets	408,097	320,509
Other assets	(108,269)	92,503
(Reduction) increase in liabilities		
Suppliers	6,851	(94,654)
Fiscal and regulatory obligations	55,642	(38,352)
Labor obligations	(29,477)	(27,571)
Obligations related to retirement benefits	(24,379)	(23,403)
Other liabilities	70,947	888
Cash Generated from Operating Activities	3,716,847	2,759,291
Payment of interests on debt, net of hedge	(855,036)	(705,462)
Payment of income tax and social contribution	(333,756)	(423,641)
Cash from Operating Activities	2,528,055	1,630,188
Investments Activities	(369,569)	(964,590)
Dividends and interest on equity received, net of income tax	155,750	360,687
Acquisitions of subsidiaries	-	16,320
Used in fixed assets and intangibles	(88,866)	(1,167,741)
Capital reduction in subsidiaries	-	234,313
Payment of liabilities linked to acquisition of assets	(1,810)	(489)
Receipt for sale of subsidiary, net of selling costs	-	4,313
Payments of concessions payable (Use of Public Asset)	(438,041)	(416,848)
Others	3,398	4,855
Financing Activities	931,830	1,036,057
Inflow of debt instruments	2,396,705	2,765,119
Payment of debt instruments, net of hedge	(602,362)	(468,489)
Payment of dividends and interest on equity, gross of income tax	(858,444)	(1,203,092)
Debt servicing deposits	(4,932)	(57,481)
Capital contribution from minority shareholders, net of issuance costs	863	-
Increase in Cash and Cash Equivalents	3,090,316	1,701,655
Reconciliation of Cash and Cash Equivalents		
Opening balance	3,358,552	3,958,758
Closing balance	6,448,868	5,660,413
Increase in Cash and Cash Equivalents	3,090,316	1,701,655
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	694,488	365,071
Prescribed dividends and interest on equity	-	4,290
ICMS on energy sales	(97)	2,319
Credit of income tax and social contribution	(61,229)	12,577
Supplier's of fixed assets and intangibles	29,852	(260,771)
Dividend waiver from acquired subsidiaries	-	(48,971)

ATTACHMENT 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

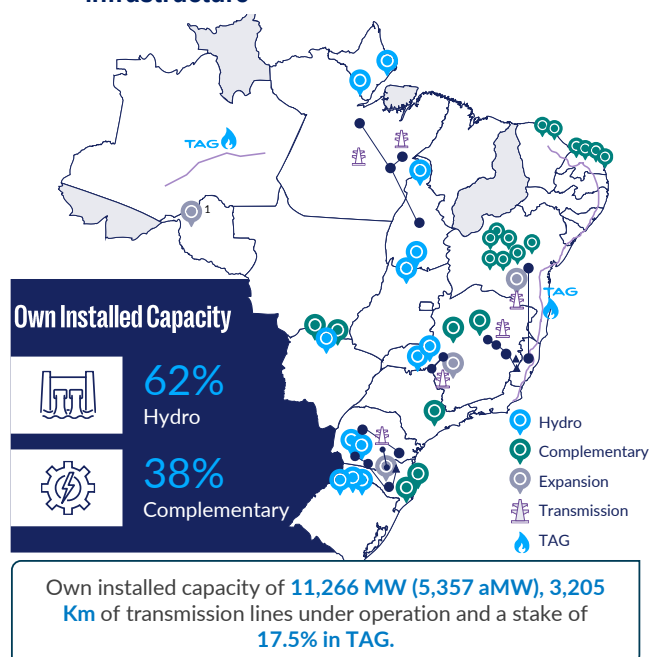
FACT SHEET 2Q26

Corporate Overview

ENGIE Brasil Energia is an investment platform in energy infrastructure, active in the areas of generation, commercialization, trading and transmission as well as natural gas transportation, through the intermediary of Transportadora Associada de Gás – TAG, jointly with other partners. As an 100% renewable energy generator in the Brazilian private sector, implements and operates projects from renewable sources such as hydroelectric, wind farms, photovoltaic and biomass plants together with small hydroelectric plants. The Company operates with transparency, financial discipline, respect for the environment, support for communities and focus on operational efficiency as drivers of long-term growth.

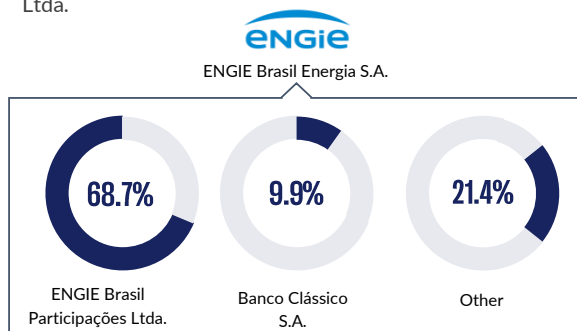
The market cap, as of June 30, 2026, was R\$ 39.8 billion, and the own installed capacity totaled **11,266 MW**, which comprises a generating complex of **145 plants**, of which 13 are hydroelectric power plants and 132 fired from complementary sources: one biomass-fired plant, 88 wind power plants, 2 small hydroelectric plants and 41 solar plants. 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



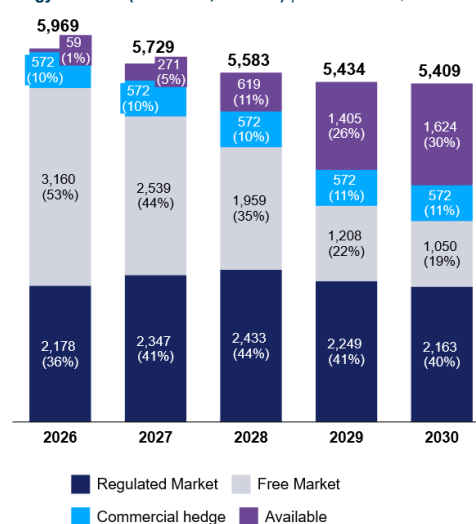
Ownership Structure

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 June 30, 2026



EGIE
B3 LISTED NM

IBOVESPA B3

IEE B3

ITAG B3



ATTACHMENT 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 2Q26

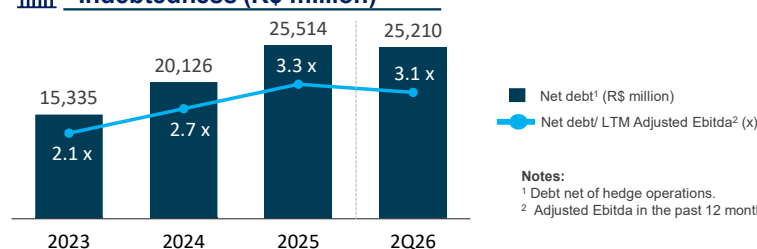
Consolidated (in R\$ million)	2Q26	2Q25	Chg.	6M26	6M25	Chg.
Net Operating Revenue (NOR)	3,511	3,086	13.8%	6,920	6,100	13.4%
Results from Operations (EBIT)	1,761	1,541	14.3%	3,626	3,262	11.2%
Adjusted Ebitda ¹	2,179	1,866	16.8%	4,423	3,906	13.2%
Adjusted Ebitda by transmission and quota effects	1,939	1,715	13.1%	4,027	3,523	14.3%
Adjusted Ebitda / NOR - (%) ¹	62.1	60.5	1.6 p.p.	63.9	64.0	-0.1 p.p.
Adjusted Net Income	694	564	23.0%	1,483	1,387	6.9%
Adjusted Return on Equity (ROE) ³	18.3	23.1	-4.9 p.p.	18.3	23.1	-4.9 p.p.
Adjusted Return on Invested Capital (ROIC) ⁴	13.9	15.4	-1.5 p.p.	13.9	15.4	-1.5 p.p.
Gross Power Production (avg MW) ⁵	4,355	4,088	6.5%	5,093	4,736	7.5%
Energy Sold (avg MW) ⁶	4,852	4,254	14.1%	4,878	4,346	12.2%
Average Net Sales Price (R\$/MWh) ⁷	208.28	217.01	-4.0%	212.38	215.50	-1.4%
Number of Employees - Total	1,402	1,265	10.8%	1,402	1,265	10.8%

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.
⁴ ROIC: effective rate x adjusted EBIT / invested capital (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.

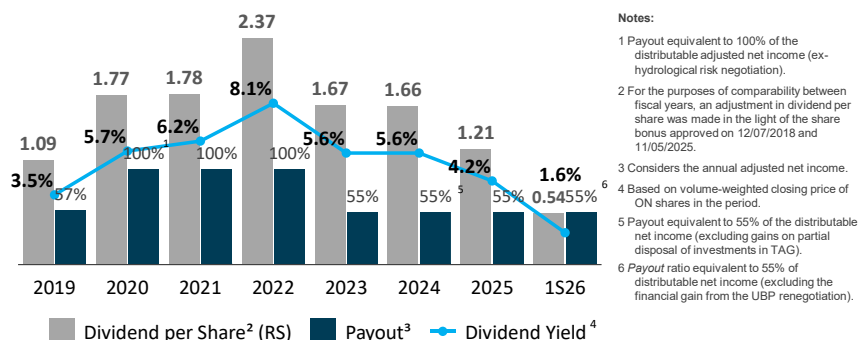


Indebtedness (R\$ million)

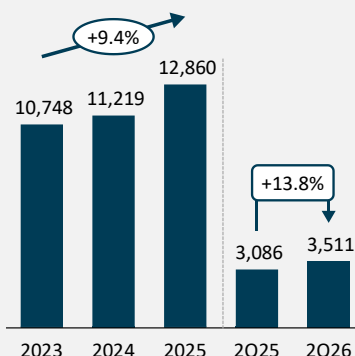


Dividend Policy

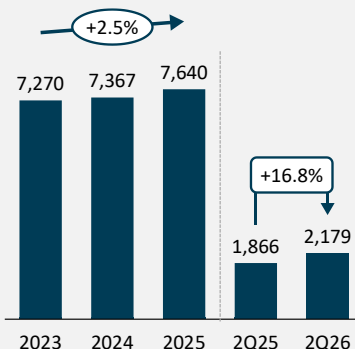
- By-law minimum payout: **30%** of distributable net income.
- Management commitment: minimum payout of **55%** of distributable net income.
- At least 2 dividends per year.



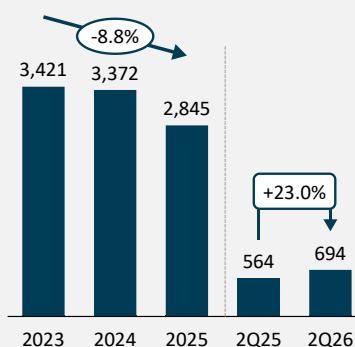
Net revenue (R\$ million)



Adjusted Ebitda (R\$ million)



Adjusted net income (R\$ million)


ISEB3
ICO2B3
IDIVERSA B3

Investors Relations

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

