EGIE
B3 LISTED NM

RELEASE DE RESULTADOS 4T25 E 2025

ENGIE Brasil Energia S.A.



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

Videoconferência de resultados

26/02/2026 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



Florianópolis (SC), 25 de fevereiro de 2026. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE", ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Quarto Trimestre e período de 12 meses, encerrado em 31 de dezembro de 2025 (4T25/12M25). 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 avança em 2025 com crescimento sustentável e expansão estratégica em renováveis e transmissão.

DESTAQUES

A **receita operacional líquida** da Companhia atingiu **R$ 12.860 milhões** no ano de 2025, 14,6% (R$ 1.641 milhões) acima do montante apurado no ano de 2024.

O **Ebitda ajustado**[2] no ano de 2025 alcançou **R$ 7.640 milhões**, aumento de 3,7% (R$ 273 milhões) em comparação com 2024.

O **lucro líquido ajustado** nos 12 meses de 2025 foi de **R$ 2.845 milhões**, valor 15,6% (R$ 527 milhões) abaixo do alcançado no ano de 2024.

O **preço médio dos contratos de venda de energia**, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de **R$ 213,18/MWh** no ano de 2025, valor 3,4% inferior ao registrado em 2024.

A quantidade de **energia vendida** no ano de 2025, sem considerar as operações de *trading*, foi de **39.933 GWh (4.559 MW médios)**, volume 11,0% superior ao comercializado em 2024.

Conjunto Eólico Serra do Assuruá, na Bahia **atingiu operação comercial de 100% dos seus 188 aerogeradores,** totalizando 846 MW de capacidade instalada.

O primeiro trecho do Sistema de Transmissão **Asa Branca, com 334 quilômetros, entrou em operação comercial** em novembro de 2025, representando 33% da RAP total do projeto.

Instalado o **Comitê Especial Independente de Transações com Partes Relacionadas,** com o objetivo de assessorar nas análises relativas à potencial transferência da participação de 40% na **Jirau Energia**, detida hoje pela ENGIE Brasil Participações, para a ENGIE Brasil Energia.

Foi concretizado o **aumento de capital social com emissão de novas ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal, distribuídas aos acionistas da Companhia, a título de bonificação**, na proporção de 1 ação para cada 2,5 de sua titularidade.

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (em R$ milhões)	4T25	4T24	Var.	12M25	12M24	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.418	3.271	**4,5%**	12.860	11.219	**14,6%**
Resultado do Serviço (EBIT)	1.479	1.685	**-12,2%**	6.268	7.682	**-18,4%**
Ebitda [1]	1.863	1.973	**-5,6%**	7.660	8.754	**-12,5%**
Ebitda ajustado [2]	1.863	1.934	**-3,7%**	7.640	7.367	**3,7%**
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas [3]	1.820	1.766	**3,1%**	7.105	6.907	**2,9%**
Ebitda / ROL - (%) [1]	54,5	60,3	**-5,8 p.p.**	59,6	78,0	**-18,4 p.p.**
Ebitda / ROL - (%) ajustada [2]	54,5	59,1	**-4,6 p.p.**	59,4	65,7	**-6,3 p.p.**
Lucro Líquido	727	1.090	**-33,3%**	2.858	4.303	**-33,6%**
Lucro Líquido ajustado	727	1.060	**-31,4%**	2.845	3.372	**-15,6%**
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) ajustado [4]	20,4	27,4	**-7,0 p.p.**	20,4	27,4	**-7,0 p.p.**
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) ajustado [5]	13,9	17,1	**-3,3 p.p.**	13,8	17,2	**-3,4 p.p.**
Dívida Líquida [6]	25.514	20.126	**26,8%**	25.514	20.126	**26,8%**
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [7]	6.301	6.110	**3,1%**	5.491	6.173	**-11,0%**
Energia Vendida (MW médios) [8]	4.867	4.332	**12,3%**	4.559	4.106	**11,0%**
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	210,66	224,93	**-6,3%**	213,18	220,79	**-3,4%**
Número de Empregados - Total	1.350	1.210	**11,6%**	1.350	1.210	**11,6%**
Empregados EBE	1.321	1.188	**11,2%**	1.321	1.188	**11,2%**
Empregados em Projetos em Construção	29	22	**31,8%**	29	22	**31,8%**

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 Jaguara e Miranda).

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

Eventos Subsequentes

A ENGIE Brasil Energia foi novamente incluída na ***A-list* do CDP (*Carbon Disclosure Project*) em 2025**, recebendo notas máximas em Clima e Água por suas estratégias e governança exemplares em sustentabilidade ambiental.

A Companhia segue integrando o **Sustainability Yearbook da S&P** figurando entre os 5% melhores do setor de *eletric utilities* mundial.

O **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol** alcançou sua operação comercial plena em fevereiro de 2026, **incorporando 753 MWac** de capacidade instalada ao portfólio da Companhia.

O Conselho de Administração aprovou a proposta de **distribuição de dividendos obrigatórios e complementares** no montante de **R$ 557,8 milhões (R$ 0,48828975686/ação)**, a ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária (AGO), a quem caberá definir as condições de pagamento.

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.


Assú Sol (RN)

Mensagem da Administração

Construídos ao longo de quase três décadas de atuação, atributos como **solidez, resiliência e adaptabilidade** foram fundamentais para que a ENGIE Brasil Energia seguisse, em 2025, **criando e compartilhando valor de forma sustentável**. Em um contexto marcado por tensões geopolíticas, desafios macroeconômicos e regulatórios, avançamos de forma consistente na execução de nossa estratégia, ao conciliar **crescimento, desempenho econômico-financeiro e integração dos temas ambientais, sociais e de governança** com nosso modelo de negócios.

Os resultados do ano refletem esses avanços, ancorados na excelência operacional e no desenvolvimento de soluções energéticas alinhadas às necessidades da sociedade e às oportunidades do mercado brasileiro. No acumulado do ano, a Companhia registrou **receita operacional líquida de R$ 12,9 bilhões**, sustentada pela robustez de seu portfólio de geração e pela previsibilidade proporcionada pelos ativos de transmissão. **O Ebitda ajustado**, contando também com a contribuição da TAG, **ultrapassou R$ 7,6 bilhões**, evidenciando a capacidade de geração de caixa mesmo em um ambiente setorial desafiador.

O **lucro líquido ajustado** manteve-se em patamar sólido, reforçando a capacidade de sustentar investimentos estratégicos: **R$ 2,8 bilhões**, que apoiaram a expansão da capacidade instalada e o avanço de projetos de transmissão. A estrutura de capital segue equilibrada, com alavancagem compatível com a estratégia e com a preservação do grau de investimento.

Em âmbito operacional, 2025 foi marcado pelo sucesso de projetos estruturantes. **O Conjunto Eólico Serra do Assuruá,** implantado no sudoeste da Bahia, **entrou em plena operação comercial, com 846 MW instalados**, e o **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, no Rio Grande do Norte, entregou novos 753 MWac ao mercado**. Tais marcos concluem um ciclo de investimento em renováveis de grande escala, que agregaram alta eficiência e baixo impacto ambiental, de modo a ampliar a oferta de energia renovável de forma competitiva e contribuindo para a mitigação das mudanças climáticas.

Outro marco do ano foi a **aquisição de duas usinas hidrelétricas** já em operação nos estados do Amapá e Pará: **Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão**. Juntas, agregaram 612 MW de capacidade à Companhia, que agora conta com um portfólio de 12,4 GW de capacidade instalada operada.

Soma-se ao protagonismo como geradora de energia a **operação de 3,2 mil km de linhas de transmissão**, fundamentais para ampliar o acesso à energia renovável e a confiabilidade do sistema. Em 2025, demos continuidade à implantação de dois sistemas de transmissão de grande porte – **Asa Branca e Graúna** – que acrescentarão, juntos, 1,9 mil km de linhas ao país e trazem à Companhia a estabilidade e a previsibilidade de receitas inerentes a esse negócio.


Serra do Assuruá (BA)

Manteremos nosso trabalho de preparar os negócios para um cenário de crescimento estrutural da demanda por energia no país.

Na área comercial, registramos **crescimento de aproximadamente 24% na base de clientes e de 34% no total de unidades consumidoras** em relação ao ano anterior. Os resultados refletem a consistência da nossa estratégia comercial e a crescente demanda por soluções energéticas sustentáveis e de longo prazo.

O desempenho anual também atesta a robustez dos mecanismos de gestão de riscos corporativos, os quais conferem a nossos processos decisórios uma análise criteriosa de fatores operacionais, comerciais, regulatórios, financeiros, socioambientais, climáticos e de governança. Dessa forma, temos reforçado a previsibilidade do negócio de forma abrangente, mitigando riscos em diferentes cenários e horizontes temporais e, assim, protegendo valor.

Nesse sentido, completamente integrada ao modelo de negócios, nossa **Jornada pelo Clima** reafirma o rigor da gestão ambiental da Companhia, focada na redução de impactos ao longo de todo o ciclo de vida de nossos ativos. O compromisso com **agendas de mitigação e adaptação às mudanças do clima** permaneceu no centro de nossa estratégia, orientando investimentos, inovação e a busca contínua por eficiência e resiliência.

No âmbito social, o **cuidado com as pessoas** — colaboradores, fornecedores e comunidades — seguiu como um elemento central da nossa cultura organizacional. Investimos em **segurança, diversidade, inclusão e desenvolvimento humano**, reconhecendo que resultados sustentáveis são construídos por pessoas engajadas e preparadas para os desafios do futuro. Aprofundamos nossa atuação nos territórios onde estamos inseridos, investindo R$ 26 milhões em iniciativas de impacto social que geram valor compartilhado, fortalecem o desenvolvimento local e ampliam o diálogo com diferentes públicos.

A governança corporativa também foi um destaque do ano. A **reestruturação da Diretoria Executiva** ocorreu de forma planejada, alinhada ao aprimoramento e integração das linhas de negócio da Companhia e ao fortalecimento do papel executivo no Brasil, na estrutura de gestão do Grupo ENGIE – com continuidade estratégica e estabilidade institucional. Mantivemos, nesse processo, elevados padrões de ética, transparência e integridade, assegurando uma gestão responsável e atenta aos interesses dos acionistas e da sociedade.

A experiência de nosso controlador, aliada à relevância estratégica atribuída pelo Grupo ENGIE às operações brasileiras, reforça a perspectiva positiva da Companhia para os próximos anos. Os debates da COP30 (30ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudança do Clima), realizada no Brasil em 2025, demonstram que nosso país figura entre os protagonistas da transição energética, ao aliar uma matriz já majoritariamente renovável à capacidade de expandir a oferta de energia de forma segura e sustentável. Esse potencial se torna ainda mais relevante diante do crescimento estrutural do consumo de eletricidade associado à digitalização de processos produtivos – e, em especial, ao avanço da inteligência artificial. Não há dúvida de que a captura das oportunidades geradas por esse novo ciclo de desenvolvimento exigirá mais resiliência do setor elétrico, com **equilíbrio regulatório, racionalidade econômica e diálogo constante entre setor privado, poder público e sociedade**.

A ENGIE Brasil Energia seguirá dedicada a colaborar com a construção de um ambiente de negócios que favoreça investimentos, inovação e competitividade, que faça frente ao incremento da demanda por energia no país.

Agradecemos a todas as pessoas e instituições que compartilham de nosso propósito e, ao longo de 2025, agiram para acelerar a transição à economia de baixo carbono. Juntos, tornaremos a energia renovável cada vez mais acessível, de forma confiável e justa.

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 4T25, a ENGIE Brasil Energia contava com **10.684,8 MW de capacidade instalada**, operando um parque gerador de 12.384,5 MW, composto de 133 usinas, sendo 13 hidrelétricas e 120 de fontes renováveis complementares — central a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 130 pertencem integralmente à Companhia e três (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

Em 1º de outubro de 2025, foi encerrada a operação de transferência de 95% das ações da usina de cogeração a biomassa Ibitiúva Bioenergética, para a Tereos Açúcar e Energia Brasil S.A., não fazendo mais parte do portfólio da Companhia a partir desta data.

| Parque Gerador em 31 de dezembro de 2025

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

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[2]	Eólica	24	Gentio do Ouro (BA)	846,0	846,0	nov/56	410,2
Conjunto Assú Sol[3]	Solar	4	Assú (RN)	171,6	171,6	fev/57	52,9
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[4]	Solar	3	Pirapora (MG)	198,0	198,0	abr/54	53,0
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	25,6
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	11,9
Nova Aurora	Solar		Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável[5]	0,2
Tubarão	Eólica		Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável[5]	0,3
Tubarão 2	Eólica		Tubarão (SC)	4,2	4,2	não aplicável[5]	0,0
Total - Complementares				**3.644,6**	**3.644,6**		**1.623,2**
Total				**12.384,5**	**10.684,8**		**5.199,8**

1 Para composição dos conjuntos eólicos e fotovoltaicos.
2 Conjunto composto por 24 centrais eólicas, em operação comercial integral desde 12/12/2025.
3 Conjunto composto por 16 centrais solares, das quais 4 em operação comercial integral em 31/12/2025.
4 A usina Lar do Sol não possui garantia física declarada, portanto sua capacidade comercial é baseada na geração prevista.
5 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 31 de dezembro de 2025

Linhas de Transmissão	Localização	Extensão km	RAP anual (R$ milhões) *	Subestações	Propriedade	Vencimento concessão
Gralha Azul	Paraná	909,0	341,1	5 próprias e ampliação de 5 existentes	100%	mar/48
Novo Estado	Pará e Tocantins	1.800,0	463,0	1 própria e ampliação de 3 existentes	100%	mar/48
Gavião Real	Pará	-	7,8	Novo pátio em 1 existente	100%	set/52
Graúna - trecho *brownfield*	Minas Gerais e Espírito Santo	162,0	14,0	2 subestações existentes	100%	dez/54
Asa Branca - trecho Morro do Chapéu II - Poções III	Bahia	334,0	93,3	Ampliação de 2 associadas	100%	set/53
Total		**3.205,0**	**919,2**			

** RAP: Receita Anual Permitida. / Valores na data-base de junho de 2025 (ciclo 2025-2026), líquidos de PIS e Cofins.*

Ativos de Transporte de Gás

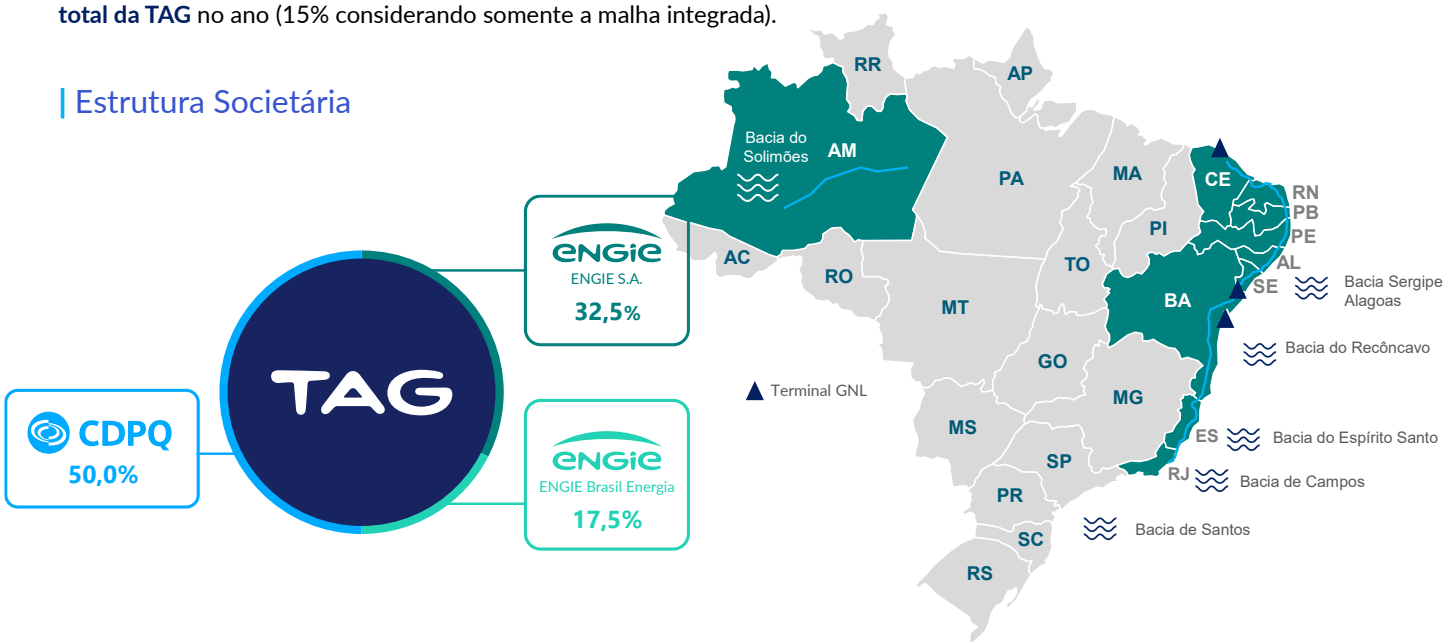
Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

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 interconexão, com 14 pontos de entrada de gás ativos (incluindo três terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)), 90 pontos de saída e 2 pontos de entrada e saída bidirecionais (há mais um em construção – PS Buriti), conexão com 10 distribuidoras de gás, atendendo 2 refinarias, 10 termelétricas e 2 plantas de fertilizantes. A rede conta ainda com 11 estações de compressão ao longo da malha, todas próprias. A operação dos ativos é realizada da Central de Supervisão e Controle (CSC), localizada na sede da empresa no Rio de Janeiro (RJ).

A TAG encontra-se 100% contratada, via contratos legados de longo prazo com a Petrobras e um contrato de conexão para atendimento ao Polo Sergipe, na Região Nordeste, todos regulados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Além destes, a TAG assinou **717 contratos firmes em 2025 (106 ativos),** que totalizaram um volume de 11 milhões de m^3 de volume de transporte contratado, em contratos de entrada e saída, representando cerca de **10% da receita total da TAG** no ano (15% considerando somente a malha integrada).

| Estrutura Societária



A TAG possui diversos projetos no pipeline a serem executados nos próximos cinco anos, com previsão de superar R$ 5,4 bilhões em investimentos. Deste valor, 57% serão alocados em projetos de expansão da capacidade de transporte ou de extensão da sua malha, em linha com as perspectivas positivas do Grupo ENGIE para a indústria de gás natural no Brasil.

| Projeto Concluído:

- **Ponto de saída Itagibá**, na Bahia, é um novo ponto de entrega para atender a companhia de distribuição local, localizada no trecho norte do Gasene. Esse projeto demandou investimento de R$ 19,6 milhões. **A obra foi finalizada em agosto de 2023 e está no aguardo da emissão da Autorização de Operação.**

| Projeto em Implantação:

- **Ponto de saída Buriti**, no Amazonas, um novo ponto de saída, conectado à rede da distribuidora local e será implantado para atender à expansão da demanda termelétrica da região de Manaus, trazendo segurança energética e apoiando a descarbonização da região. **O projeto teve sua Autorização de Construção emitida em julho de 2025.** A previsão para conclusão é o segundo trimestre de 2026.

| Principais Projetos em Desenvolvimento:

- **Ponto de entrada Suape**, novo ponto de entrada, que permitirá a injeção de gás originário do Terminal de Regaseificação GNL no Porto de Suape, localizado em Ipojuca (PE).
- **Ponto de entrada Miranga**, novo ponto de entrada para conexão da nova Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) Miranga, da Petroreconcavo, à rede da TAG, na Estação de Distribuição de Gás (EDG) Catu, em Pojuca (BA).
- **Estação de compressão Itajuípe**, localizada no trecho Norte do Gasene, para incrementar a capacidade de transporte atual em 3 milhões de m^3/dia. O projeto está listado no Novo Programa de Aceleração do Crescimento (PAC).
- **Gasoduto dos Goytacazes (GASOG), conexão do terminal de regaseificação do Porto do Açú ao gasoduto Cabiúnas-Vitória**, com 45 km de extensão e 10 milhões de m^3/dia de capacidade de transporte. O termo de compromisso para projeto conceitual foi aprovado no final de 2022.
- **Estocagem:** a TAG e a Origem Energia assinaram acordo não vinculante para desenvolvimento do primeiro projeto de estocagem de gás natural no Brasil. O investimento total estimado para o projeto será de aproximadamente US$ 100 milhões (após atualização das premissas houve redução no montante estimado). A capacidade de armazenamento estimada para a fase inicial é de 51 milhões de m^3 e poderá chegar a 84 milhões de m^3 após a fase de expansão.

Adicionalmente, outros projetos em distintas fases de estudos podem demandar cerca de R$ 20 bilhões em investimentos, representando um potencial de crescimento relevante.

| Detalhamento dos Contratos

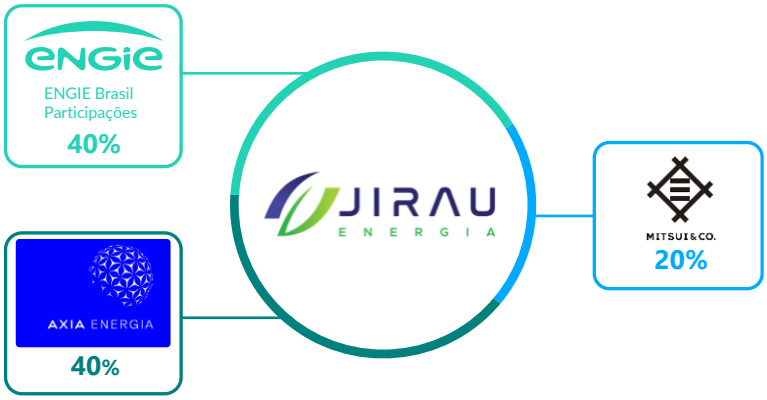
Contrato/Trecho	Extensão (km)	Cliente	Vencimento do Contrato[1]	Volumes Contratados (MM m^3/dia)	% da Receita Operacional Líquida[2]	Índice de reajuste
Malha Nordeste	2.100	Petrobras	dez/25	21,6	23,3%	IGP-M
Lagoa Parda-Vitória[4]	100	Diversos	dez/25	0,3	0,2%	55% IGP-M; 45% IPCA
Urucu-Coari-Manaus	800	Petrobras	nov/30	6,7	29,6%	50% IGP-M; 50% IPCA
Pilar-Ipojuca	200	Petrobras	nov/31	15,0	6,3%	IGP-M
Gasene	1.400	Petrobras	nov/33	30,3	40,1%	46% Cesta IGP[3]; 54% US PPI
Conexão GNL Sergipe	25	Eneva	out/54	14,0	0,5%	20% IGP-M; 80% IPCA
Total	**~4.600**			**87,9**	**100,0%**	

[1] Após o vencimento dos contratos, será iniciado um ciclo de revisão tarifária, estimado em 5 anos, que determinará a receita máxima permitida (RMP).
[2] Variações na representatividade da receita entre os contratos podem ocorrer.
[3] 1/3 IGP-M, 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.
[4] Capacidade do trecho contratada no regime de entradas e saídas por meio do Portal de Oferta de Capacidade (POC) para o período de janeiro a dezembro de 2025.

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.**

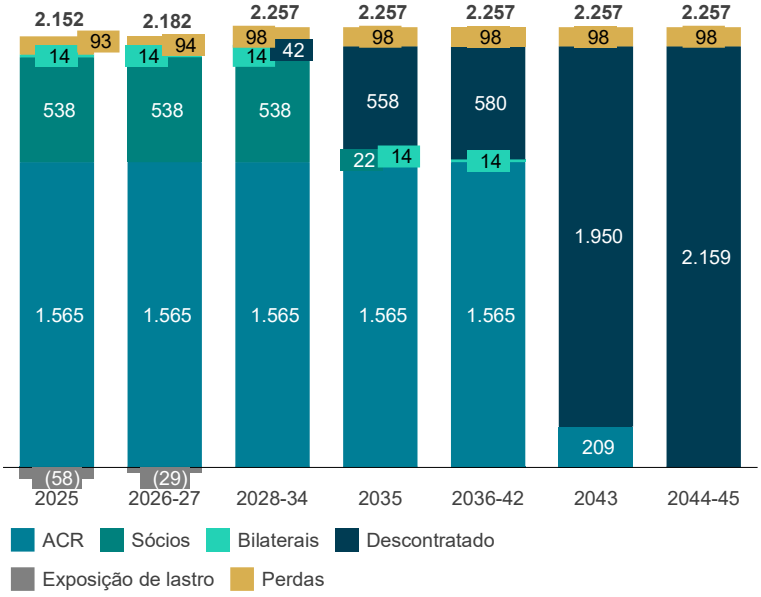


Em 20 de maio de 2025, o Ministério de Minas e Energia (MME) emitiu a Portaria nº 2.946, estabelecendo **os novos montantes de garantia física** para a Usina Hidrelétrica Jirau. Os valores definidos são de 2.222,6 MW médios para operação na cota 90 metros ampliada e de 2.335,1 MW médios para operação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

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.

Portfólio de Contratos da Jirau Energia | MW médios



No 4T25, a Jirau Energia gerou 1.154 MW médios, 46,5% acima dos 788 MW médios gerados no 4T24, **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 4T25, 1.133 MW médios formam a parcela atribuída ao Brasil**, descontada a cota pertencente ao governo da Bolívia.

No acumulado do ano, a geração total registrada foi de 1.814 MW médios, um crescimento de 29,3% comparado aos 1.403 MW médios de 2024, com FID de 100%. Do total gerado **no ano de 2025, 1.800 MW médios correspondem à parcela atribuída ao Brasil**.

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 24 de junho de 2025, foi **emitida pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente (Ibama) a Licença Prévia** para os trechos LT 500kV Poções III - Medeiros Neto II - João Neiva 2 - Viana 2 e subestações associadas. No 3T25 foi protocolado o **pedido de Licença de Instalação** neste mesmo órgão, que segue em trâmite.

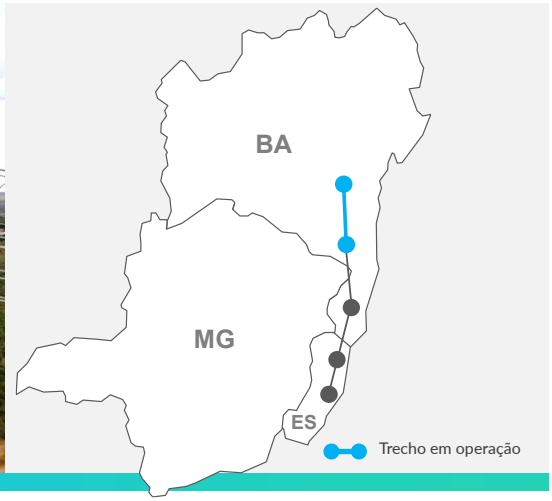
No 4T25, as obras do trecho LT 500kV Morro do Chapéu II – Poções III, de 334 quilômetros de extensão, foram concluídas e as instalações foram **energizadas com sucesso em 26 de novembro de 2025**.

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	282,7	2.667,0
Total		**282,7**	**2.667,0**

1 Valor na data-base de junho de 2025.


Montagem das torres

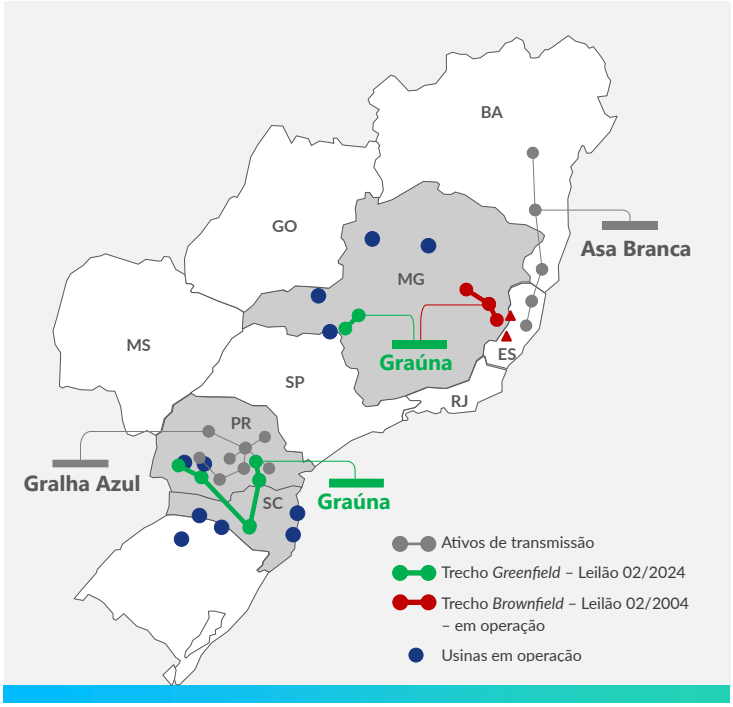


Graúna Transmissora de Energia – Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo.

Arrematado no Leilão de Transmissão nº 02/2024, promovido pela Aneel, o Lote 1 foi denominado como Graúna e contempla a implantação de seis novas linhas de transmissão, sendo uma delas um seccionamento, totalizando cerca de **732 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 continuidade da operação de quatro linhas existentes (162 quilômetros)** e duas subestações nos estados de Minas Gerais e Espírito Santo.

O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a operação e a manutenção das instalações de transmissão é de 30 anos, contados a partir da data 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* do projeto**, composto por 162 quilômetros de extensão e duas subestações, localizados nos estados de Minas Gerais e Espírito Santo. A Receita Anual Permitida (RAP) desse trecho é de R$ 14,0 milhões, correspondente a aproximadamente 5% do total do projeto.



No 4T25, **foram concluídas as negociações de contratos principais de fornecimento.** No âmbito de licenciamento ambiental, foram realizadas as vistorias em campo no trecho delegado ao Órgão Ambiental do Estado do Paraná, assim como as audiências públicas relacionadas a esse processo de Licença Prévia. Também, no trecho delegado ao Órgão Ambiental do Estado de Minas Gerais, foram realizadas vistorias em campo. Ainda, destacam-se as atividades de liberação fundiária, com avanço das negociações e liberações para construção, com as atividades de topografia e sondagem em fase final, além do avanço no desenvolvimento de projetos executivos.

O prazo máximo para conclusão das obras é de 60 meses, com possibilidade de antecipação. O projeto apresenta sinergias locacionais relevantes com a Gralha Azul Transmissora de Energia e outros ativos do portfólio da Companhia, favorecendo 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	268,3	2.933,6
Total		**268,3**	**2.933,6**

1 Valor na data-base de junho de 2025.

Conjunto Fotovoltaico Assú Sol – Rio Grande do Norte.

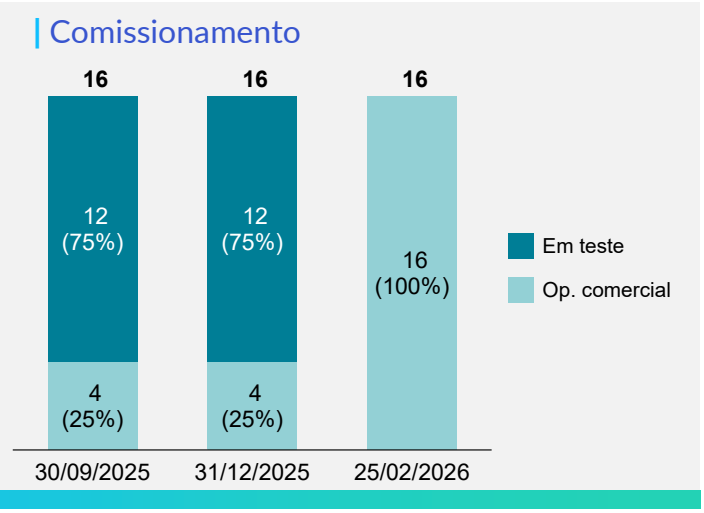
O projeto está localizado no município de Assú, no Rio Grande do Norte e terá **capacidade instalada de aproximadamente 753 MWac (895 MWp)** e capacidade comercial estimada de **229,6 MW médios. Com investimento previsto da ordem de R$ 3,3 bilhões** (base jan/23), a energia está sendo totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre.

As atividades de implantação foram concluídas no final do 4T25. Estão em execução exclusivamente algumas atividades de correções em drenagens já implantadas, além dos testes de confiabilidade e performance de algumas unidades fotovoltaicas.

A entrada em operação em testes das primeiras unidades fotovoltaicas ocorreu em outubro de 2024. **Até o fim do 4T25, quatro dos 16 parques estavam em operação comercial e os demais 12 encontravam-se na fase de testes, totalizando 753 MWac em operação.**

Como evento subsequente, em fevereiro de 2026, **entraram em operação comercial os demais 12 parques que se encontravam em teste no final do 4T25, totalizando 100% do projeto.**


Conclusão da montagem dos módulos



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

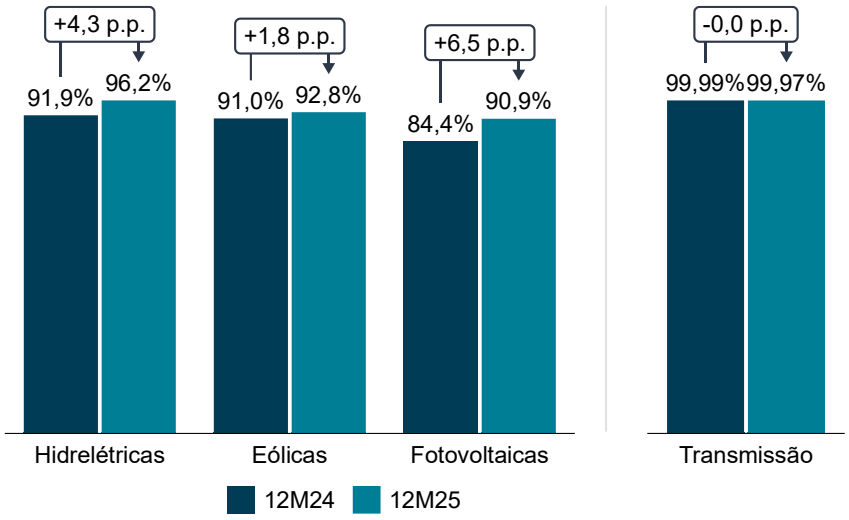
No 4T25, as usinas hidrelétricas operadas pela ENGIE Brasil Energia, incluindo as Usinas Hidrelétricas Cachoeira Caldeirão e Santo Antônio do Jari, adquiridas em agosto de 2025, atingiram **índice de disponibilidade interna de 98,0%, (considerando-se as paradas programadas e forçadas)**. O índice apresentou aumento de 5,4 p.p. no 4T25 em relação ao mesmo período do ano anterior (92,6%), reflexo principalmente das indisponibilidades resultantes das modernizações realizadas em Unidades Geradoras das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório ao longo do 4T24.

No que se refere às **usinas eólicas**, o índice de disponibilidade energética interna do 4T25 foi de 91,3%, ligeiramente acima do observado no 4T24, quando atingiu 90,4%. O Conjunto Eólico Serra do Assuruá passou a operar integralmente e apresentou resultados positivos, contribuindo positivamente para os indicadores de disponibilidade.

Nas **usinas fotovoltaicas**, o índice de disponibilidade energética atingiu 92,7%, no 4T25, representando um crescimento de 0,5 p.p. em comparação com os 92,2% do 4T24. Esse avanço resulta das ações de manutenção realizadas pela Companhia, com melhorias nos sistemas de inversores, *strings* e redes de média tensão.

No **acumulado dos 12 meses de 2025, considerando-se todas as paradas programadas e forçadas**, as **usinas hidrelétricas** operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de 96,2%. Observa-se um aumento de 4,3 p.p. no índice de disponibilidade em relação ao ano de 2024, resultante, principalmente, da intervenção de longo prazo realizada na Unidade Geradora 2 da Usina Hidrelétrica Salto Santiago, no segundo semestre de 2024.

| Disponibilidade | Considerando as Paradas Programadas e Forçadas



As **usinas eólicas** registraram disponibilidade de 92,8% no acumulado dos 12 meses de 2025, aumento de 1,8 p.p. em relação aos 91,0% observados em 2024. Esse resultado evidencia a maturidade operacional e a consolidação das práticas de gestão aplicadas pela Companhia a essa fonte de energia ao longo do tempo.

Nas **usinas solares**, o índice de disponibilidade em 2025 foi de 90,9%, resultado 6,5 p.p. superior ao registrado em 2024. Esse avanço decorre predominantemente do retorno à operação da Usina Fotovoltaica Paracatu 4, que havia sido impactada por um evento climático em 2023.

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 99,92% no 4T25 e 99,97% no acumulado de 2025**. Esses resultados ficaram levemente abaixo dos 99,99% observados no 4T24 e acumulado de 2024, devido principalmente a eventos climáticos extremos ocorridos no estado do Paraná no 4T25. Desde o início de sua operação comercial, os ativos de transmissão têm apresentado performance operacional de excelência.

Geração de Energia

A geração de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia, **no 4T25, foi de 13.912 GWh** (6.301 MW médios), resultado 3,1% superior à produção do 4T24.

Do total gerado, as **usinas hidrelétricas** foram responsáveis por 10.890 GWh (4.932 MW médios) e as **complementares**, por 3.022 GWh (1.369 MW médios). Esses resultados representam elevação de 0,6% e 13,4% na geração das usinas hidrelétricas e complementares, respectivamente, em comparação ao 4T24.

O leve aumento na geração total das **usinas hidrelétricas** no 4T25, em comparação ao mesmo período de 2024, reflete o comportamento hidrológico do período úmido, que se mostrou similar em ambos os anos. Embora as Usinas Hidrelétricas Cachoeira Caldeirão e Santo Antônio do Jari tenham sido incorporadas ao portfólio, ambas estavam em período seco, o que limitou sua capacidade de geração e, consequentemente, sua contribuição para o resultado do trimestre.

O aumento na geração das **usinas complementares** decorre, principalmente, do crescimento de 2,3% na geração eólica e de 84,6% na geração fotovoltaica, impulsionado pela entrada em operação de novos parques do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. Esse ativo gerou 405 GWh (183 MW médios) no 4T25, correspondendo a 53,4% do total da geração solar do período.

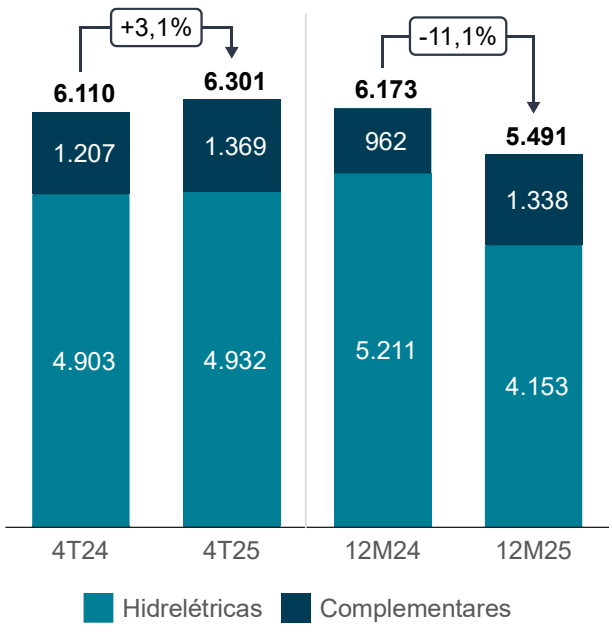
No acumulado dos 12 meses de 2025, a geração global das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia totalizou 48.098 GWh (5.491 MW médios), representando uma redução de 11,3% em relação a 2024, quando haviam sido gerados 54.223 GWh (6.173 MW médios).

Nas **usinas hidrelétricas**, a geração em 2025 atingiu 36.379 GWh (4.153 MW médios), resultado 20,5% inferior ao observado no ano anterior. Como as condições hidrológicas foram semelhantes entre 2024 e 2025, essa variação decorre, principalmente, da política operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN), que define a alocação de geração visando a otimização dos recursos hídricos disponíveis e a priorização do despacho de fontes complementares.

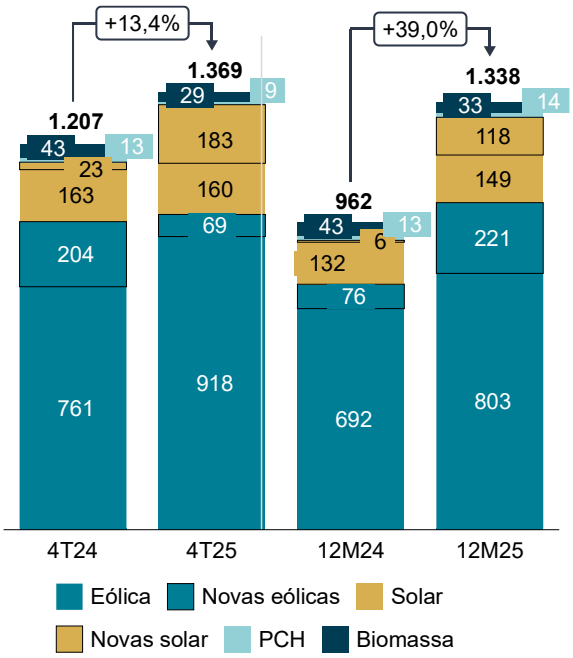
Já nas **usinas complementares**, a geração de energia em 2025 foi de 11.719 GWh (1.338 MW médios), 38,6% superior ao ano de 2024. Esse crescimento é explicado, principalmente, pela entrada em operação plena do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol.

Cumpre destacar que uma redução da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em deterioração do seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, o aumento desse tipo de geração não implica obrigatoriamente em melhoria do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes.

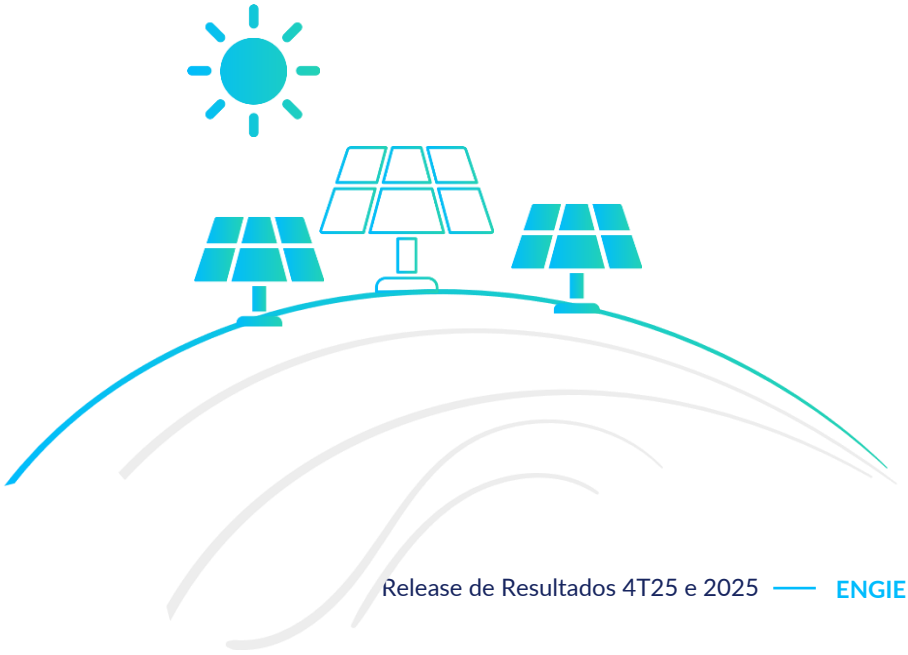
| Geração | MW médios



| Geração por Fonte Complementar | MW médios



Nota:
A diferença entre os percentuais calculados em GWh e MW médios nos 12M24 ocorre em razão de 2024 ter sido ano bissexto.



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 **4T25, as usinas eólicas e solares operadas pela ENGIE Brasil Energia registraram frustração de geração de 22%**, frente a uma indisponibilidade total de 24% para o conjunto de usinas que integram o Sistema Integrado Nacional (SIN). As usinas eólicas da Companhia apresentaram redução de geração de 21%, inferior aos 23% verificados no SIN, enquanto as usinas solares registraram frustação de 24%, também abaixo dos 26% apurados para o SIN, conforme pode ser observado na tabela a seguir:

| *Curtailment* por fonte

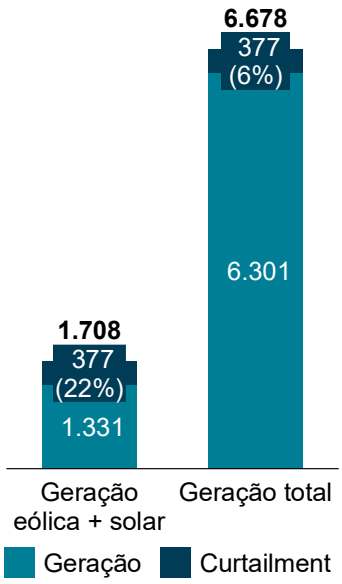
	4T25			12M25	4T24			12M24
	Eólico	Solar	Total	Total	Eólico	Solar	Total	Total
Curtailment ENGIE Brasil Energia	21%	24%	22%	21%	6%	22%	11%	11%
Curtailment SIN	23%	26%	24%	19%	8%	17%	10%	9%

| *Curtailment* por ativo

Ativos eólicos	Capacidade comercial (MWm)	4T25 (%)	4T24 (%)
Trairi (CE)	97,2	31%	12%
Santo Agostinho (RN)	224,2	36%	13%
Campo Largo I e II (BA)	359,0	17%	4%
Serra do Assuruá (BA)	846,0	14%	1%
Umburanas (BA)	213,3	18%	5%

Ativos solares [2]	Capacidade comercial (MWm)	4T25 (%)	4T24 (%)
Sol do Futuro (CE)	16,2	19%	11%
Floresta (RN)	25,1	29%	19%
Assú V (RN)	9,2	26%	14%
Assú Sol (RN)	171,6[1]	16%	-
Juazeiro (BA)	34,8	28%	25%
Sertão Solar (BA)	26,1	35%	23%
São Pedro (BA)	16,0	53%	41%
Lar do Sol (MG)	53,0	27%	19%
Paracatu (MG)	34,0	22%	24%

| % *Curtailment* sobre Geração 4T25 | MW médios



Nota:
[1] Capacidade comercial operacional em 31/12/2025.
[2] Dados solares disponíveis a partir de abril/2024.
Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia com base em premissas divulgadas pelo ONS e sujeitas a atualizações.

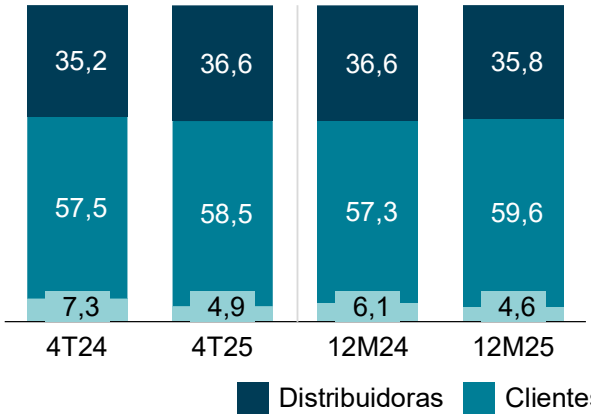
Transporte de Gás

Em 2025, a TAG encontra-se 100% contratada, via contratos legados de longo prazo com a Petrobras e um contrato de conexão para atendimento ao Polo Sergipe, na Região Nordeste, todos regulados pela ANP. Adicionalmente, até o 4T25, foram assinados 717 contratos firmes (106 ativos) com 27 carregadores, **totalizando um volume de 11 milhões de m³/dia de volume de transporte contratado**. Esse volume representa aproximadamente **15% do volume total contratado de transporte pela TAG**, e 17% considerando somente a malha integrada (excluindo Gasoduto de Transporte de Gás (GTA) Urucu-Manaus, onde a Petrobras se mantém como único carregador).

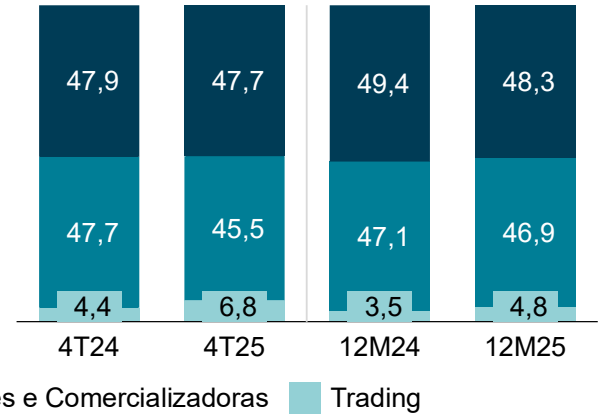
Portfólio de Venda de Energia Elétrica

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 (%)





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 **31 de dezembro de 2025**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia

	(em MW médios)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Em R$/MWh			
	Recursos Próprios	5.139	5.207	5.206	5.207	5.166	4.278	Preço Bruto no Leilão	Data de Referência	Preço Bruto Corrigido	Líquido de PIS/ Cofins/P&D
+	Compras para Revenda	639	401	361	226	204	156				
=	**Recursos Totais (A)**	**5.778**	**5.608**	**5.567**	**5.433**	**5.370**	**4.434**				
	Vendas Leilões do Governo[1]	2.180	2.338	2.414	2.230	2.144	2.144				
	2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	331,3	297,6
	2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	363,9	326,9
	2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	379,4	340,9
	2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	342,0	307,3
	Proinfa	19	10	-	-	-	-	147,8	jun-04	472,0	454,8
	2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	363,4	350,1
	2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	245,6	222,8
	2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	307,8	279,4
	8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/ Paracatu/Juazeiro/Sol do Futuro)	119	119	119	119	119	119	298,2	nov-15	493,5	447,9
	7º Leilão de Reserva (São Pedro)	15	15	15	15	15	15	301,8	nov-15	515,3	467,7
	2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	246,0	223,2
	2017-EN-2021-20 (Sertão Solar)	27	27	27	27	27	27	189,5	nov-14	209,2	189,9
	2024-EE-2025-2	17	-	-	-	-	-	162,6	-	162,6	147,6
	2012-EN-2017-30	151	151	151	151	151	151	95,3	dez-12	184,2	167,2
	2010-EN-2015-30	190	190	190	190	190	190	104,0	dez-10	231,5	210,1
	2025-EE-2027-3	-	184	270	86	-	-	207,7	nov-25	207,7	188,5
	Vendas Reguladas - Cotas										
	2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	227	227	227	227	227	227	-	jul-17	220,0	209,9
	2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	132	-	jul-17	253,0	241,3
+	Vendas Bilaterais	2.864	2.375	1.880	1.101	919	647				
=	**Vendas Totais (B)**	**5.044**	**4.713**	**4.294**	**3.331**	**3.063**	**2.791**				
-	**Hedge comercial**	**572**	**572**	**572**	**572**	**572**	**572**				
	Saldo (A - B)	**162**	**323**	**701**	**1.530**	**1.735**	**1.071**				
	Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)**[2, 3]:	222,4	225,2	231,6							
	Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)**[4]:	180,1	169,0	163,0							

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

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

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

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

Notas:

- O balanço está referenciado ao centro de gravidade (líquido de perdas e consumo interno das usinas).

- Os preços médios são meramente estimativos, elaborados com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.

Desempenho Econômico-Financeiro

| Resultado por segmento – 4T25 X 4T24 | R$ milhões

	Energia elétrica				
	Geração[1]	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
4T25					
Receita operacional líquida	2.674	578	166	-	3.418
Custos operacionais	(1.421)	(390)	(166)	-	(1.977)
Lucro bruto	**1.253**	**188**	**-**	**-**	**1.441**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(131)	(8)	(1)	-	(140)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(26)	48	-	-	22
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	156	156
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.096**	**228**	**(1)**	**156**	**1.479**
4T24					
Receita operacional líquida	2.537	634	100	-	3.271
Custos operacionais	(1.229)	(347)	(100)	-	(1.676)
Lucro (prejuízo) bruto	**1.308**	**287**	**-**	**-**	**1.595**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(134)	(12)	(1)	-	(147)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(22)	1	-	-	(21)
Reversão de *impairment*	14	-	-	-	14
Alienação de subsidiária	25	-	-	-	25
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	219	219
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.191**	**276**	**(1)**	**219**	**1.685**
Variação					
Receita operacional líquida	137	(56)	66	-	147
Custos operacionais	(192)	(43)	(66)	-	(301)
Lucro bruto	**(55)**	**(99)**	**-**	**-**	**(154)**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	3	4	-	-	7
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(4)	47	-	-	43
Reversão de *impairment*	(14)	-	-	-	(14)
Alienação de subsidiária	(25)	-	-	-	(25)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	(63)	(63)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**(95)**	**(48)**	**-**	**(63)**	**(206)**

[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.

| Resultado por segmento – 12M25 X 12M24 | R$ milhões

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
12M25					
Receita operacional líquida	9.779	2.651	430	-	12.860
Custos operacionais	(4.834)	(1.592)	(428)	-	(6.854)
Lucro bruto	**4.945**	**1.059**	**2**	**-**	**6.006**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(490)	(22)	(7)	-	(519)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(15)	89	-	-	74
Alienação de subsidiária	20	-	-	-	20
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	687	687
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**4.460**	**1.126**	**(5)**	**687**	**6.268**
12M24					
Receita operacional líquida	9.410	1.521	288	-	11.219
Custos operacionais	(4.271)	(546)	(295)	-	(5.112)
Lucro (prejuízo) bruto	**5.139**	**975**	**(7)**	**-**	**6.107**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(466)	(37)	(5)	-	(508)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(55)	27	-	-	(28)
Reversão de *impairment*, líquido	45	-	-	-	45
Alienação de subsidiária	16	-	-	-	16
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1.336	1.336
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	714	714
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**4.679**	**965**	**(12)**	**2.050**	**7.682**
Variação					
Receita operacional líquida	369	1.130	142	-	1.641
Custos operacionais	(563)	(1.046)	(133)	-	(1.742)
Lucro (prejuízo) bruto	**(194)**	**84**	**9**	**-**	**(101)**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(24)	15	(2)	-	(11)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	40	62	-	-	102
Reversão de *impairment*, líquido	(45)	-	-	-	(45)
Alienação de subsidiária	4	-	-	-	4
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(1.336)	(1.336)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	(27)	(27)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**(219)**	**161**	**7**	**(1.363)**	**(1.414)**

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 – 4T25 X 4T24 | R$ milhões

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
4T25				
Ambiente de contratação regulado[1]	1.158	-	-	1.158
Ambiente de contratação livre[2]	1.106	-	-	1.106
Remuneração dos ativos de concessão	108	235	-	343
Receita de construção	-	314	-	314
Transações no mercado de curto prazo	203	-	-	203
Operações de *trading* de energia	-	-	166	166
Receita de serviços prestados	42	21	-	63
Indenizações	29	-	-	29
Outras receitas	28	8	-	36
Receita operacional líquida	**2.674**	**578**	**166**	**3.418**
4T24				
Ambiente de contratação regulado	1.079	-	-	1.079
Ambiente de contratação livre	1.073	-	-	1.073
Remuneração dos ativos de concessão	134	255	-	389
Receita de construção	-	352	-	352
Transações no mercado de curto prazo	188	-	-	188
Operações de *trading* de energia	-	-	100	100
Receita de serviços prestados	39	27	-	66
Indenizações	18	-	-	18
Outras receitas	6	-	-	6
Receita operacional líquida	**2.537**	**634**	**100**	**3.271**
Variação				
Ambiente de contratação regulado	79	-	-	79
Ambiente de contratação livre	33	-	-	33
Remuneração dos ativos de concessão	(26)	(20)	-	(46)
Receita de construção	-	(38)	-	(38)
Transações no mercado de curto prazo	15	-	-	15
Operações de *trading* de energia	-	-	66	66
Receita de serviços prestados	3	(6)	-	(3)
Indenizações	11	-	-	11
Outras receitas	22	8	-	30
Receita operacional líquida	**137**	**(56)**	**66**	**147**

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

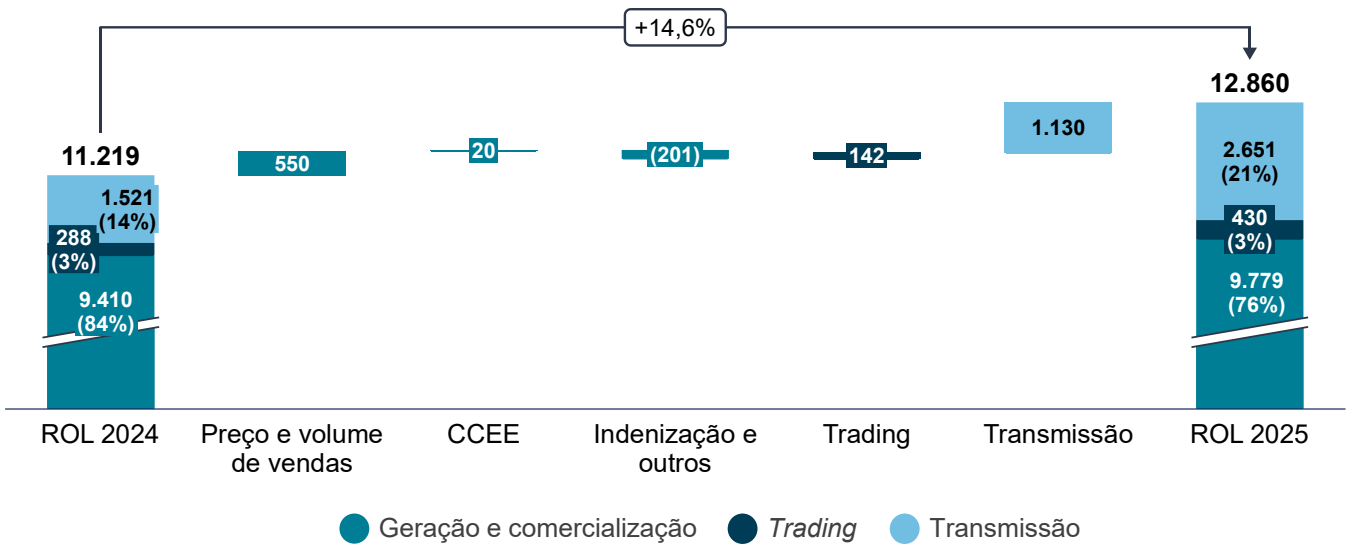
No 4T25, a receita operacional líquida aumentou 4,5% (R$ 147 milhões) quando comparada ao 4T24, passando de R$ 3.271 milhões para **R$ 3.418 milhões**.

| Receita por segmento – 12M25 X 12M24 | R$ milhões

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
12M25				
Ambiente de contratação regulado	4.321	-	-	4.321
Ambiente de contratação livre	4.192	-	-	4.192
Remuneração dos ativos de concessão	491	1.034	-	1.525
Receita de construção	-	1.510	-	1.510
Transações no mercado de curto prazo	504	-	-	504
Operações de *trading* de energia	-	-	430	430
Receita de serviços prestados	161	99	-	260
Indenizações	32	-	-	32
Outras receitas	78	8	-	86
Receita operacional líquida	**9.779**	**2.651**	**430**	**12.860**
12M24				
Ambiente de contratação regulado	4.077	-	-	4.077
Ambiente de contratação livre	3.886	-	-	3.886
Remuneração dos ativos de concessão	499	935	-	1.434
Receita de construção	-	500	-	500
Transações no mercado de curto prazo	484	-	2	486
Operações de *trading* de energia	-	-	286	286
Receita de serviços prestados	152	86	-	238
Indenizações	287	-	-	287
Outras receitas	25	-	-	25
Receita operacional líquida	**9.410**	**1.521**	**288**	**11.219**
Variação				
Ambiente de contratação regulado	244	-	-	244
Ambiente de contratação livre	306	-	-	306
Remuneração dos ativos de concessão	(8)	99	-	91
Receita de construção	-	1.010	-	1.010
Transações no mercado de curto prazo	20	-	(2)	18
Operações de *trading* de energia	-	-	144	144
Receita de serviços prestados	9	13	-	22
Indenizações	(255)	-	-	(255)
Outras receitas	53	8	-	61
Receita operacional líquida	**369**	**1.130**	**142**	**1.641**

A receita operacional líquida passou de R$ 11.219 milhões em 2024 para **R$ 12.860 milhões em 2025**, ou seja, aumento de R$ 1.641 milhões (**14,6%**).

| 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$ 210,66/MWh no 4T25. Esse valor foi 6,3% inferior** ao do 4T24, que foi de R$ 224,93/MWh. **Nos 12 meses de 2025**, esse preço médio foi de **R$ 213,18/MWh**, 3,4% inferior ao praticado em 2024, que foi de R$ 220,79/MWh.

Durante os anos de 2024 e 2025 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$ 228,68/MWh no 4T24, para **R$ 214,99/MWh no 4T25, redução de 6,0%. Já no período de 12 meses**, o preço médio líquido de venda de energia passou de R$ 226,26 em 2024 para **R$ 219,40 em 2025, redução de 3,0%**.

A redução do preço entre os períodos em análise foi motivada, substancialmente, (i) pelos menores preços de mercado históricos ao longo de 2023 e 2024, os quais impactaram negativamente as condições do mercado livre para 2025, composto por Consumidores Livres e Comercializadoras; (ii) pela manutenção dos ressarcimentos decorrentes da entrega de energia eólica e solar em quantidades inferiores às contratadas no ambiente regulado, com reflexos diretos sobre o preço líquido reportado nos trimestres; (iii) em decorrência do ingresso dos contratos vinculados à aquisição das usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; e parcialmente atenuada (iv) pela maior participação dos Conjuntos Fotovoltaicos adquiridos em 2024, ativos com energia contratada a preços superiores à média do portfólio, que passaram a contribuir para o ciclo completo em 2025 (versus 9 meses em 2024), e continuaram contribuindo positivamente para o mix de preços; e pela (vi) atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes, que atuou no sentido de sustentar parcialmente os preços médios.

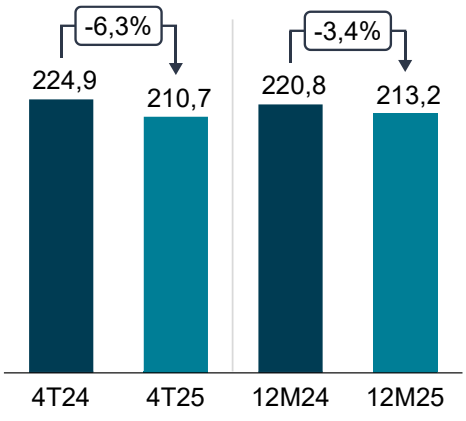
A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 9.566 GWh (4.332 MW médios) no 4T24, para **10.747 GWh (4.867 MW médios) no 4T25**, um acréscimo de 1.181 GWh (535 MW médios), ou 12,3%, entre os períodos comparados. **Em 2025**, o volume de venda de energia foi de **39.933 GWh (4.559 MW médios)**, contra 36.064 GWh (4.106 MW médios) registrados em 2024, incremento de 3.869 GWh (453 MW médios) ou 11,0%.

O aumento na quantidade de energia vendida observado no trimestre foi motivado, substancialmente, pelo acréscimo da oferta própria disponível, em decorrência da evolução da operação comercial dos empreendimentos renováveis adicionados ao portfólio, com destaque para o Conjunto Eólico Serra do Assuruá e para o Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, que ampliaram o volume de energia alocado principalmente ao Ambiente de Contratação Livre; e, adicionalmente, pelo ingresso dos contratos vinculados às Usinas Hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, que contribuíram para o conjunto das vendas reguladas.

Já a variação anual foi motivada, substancialmente, pelo aumento das vendas no mercado livre, decorrente do acréscimo da capacidade instalada própria ao longo do ano e da maior participação dos Conjuntos Fotovoltaicos adquiridos em 2024, com operação integral em 2025, sendo essa evolução parcialmente compensada pela estabilidade do volume vendido às distribuidoras, quando comparado ao ano anterior, considerando a recomposição gradual do portfólio regulado da Companhia.

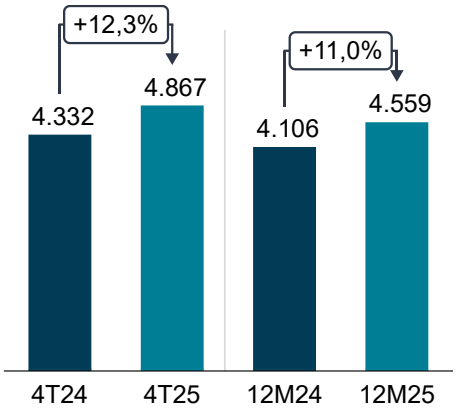
As variações nos volumes e nos preços médios de venda, ocasionaram, em conjunto, um aumento de R$ 112 milhões e de R$ 550 milhões, na receita operacional líquida da Companhia no 4T25 e no acumulado do ano, respectivamente.

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



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

| Volume de Vendas[2] | MW médios



[2] Líquido de operações de *trading*.

| Receita de Venda de Energia Elétrica

Ambiente de Contratação Regulado:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 1.158 milhões no 4T25, R$ 79 milhões (7,3%) superior aos R$ 1.079 milhões auferidos no 4T24. A variação foi ocasionada pela elevação de R$ 138 milhões em razão do acréscimo de 492 GWh (223 MW médios) na quantidade vendida e parcialmente atenuada pela redução de R$ 59 milhões com o decréscimo de 5,5% no preço médio líquido de vendas.

Em 2025, a receita atingiu R$ 4.321 milhões, aumento de R$ 244 milhões (6,0%) em relação ao ano de 2024, quando foi de R$ 4.077 milhões. Esse acréscimo é explicado pelos seguintes itens: (i) aumento de R$ 268 milhões dado o aumento de 926 GWh (110 MW médios) na quantidade vendida; atenuado pela (ii) redução de R$ 24 milhões pelo decréscimo de 0,6% no preço médio líquido de vendas.

O aumento no volume de vendas entre os trimestres comparados decorre, principalmente, pelo ingresso da energia proveniente das Usinas Hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, adquiridas em 13 de agosto de 2025 e integralmente contratadas no ACR, movimento parcialmente atenuado pelo encerramento de contratos no ambiente regulado. Já o aumento no volume vendido entre os anos comparados é consequência, substancialmente, da contribuição anualizada da energia contratada no ACR associada às hidrelétricas adquiridas, que reforçou o portfólio regulado da Companhia.

A redução do preço médio líquido de vendas, entre os trimestres e anos em análise, foi motivado, principalmente (i) pelo ingresso dos contratos vinculados à aquisição das Usinas Hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; (ii) atenuado pela atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes.

Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos anteriormente citados, o preço médio líquido de vendas das distribuidoras reduziu 4,8% e aumentou 0,3%, respectivamente, entre os trimestres e anos analisados.

Ambiente de Contratação Livre:

A receita de venda a consumidores livres aumentou R$ 33 milhões (3,1%) entre os trimestres em análise, passando de R$ 1.073 milhões no 4T24 para **R$ 1.106 milhões no 4T25**. A variação resulta do aumento de 689 GWh (312 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 115 milhões), atenuado pelo decréscimo de 7,6% no preço médio líquido de vendas (R$ 82 milhões).

Em 2025, a receita alcançou R$ 4.192 milhões, montante R$ 306 milhões (7,9%) superior aos R$ 3.886 milhões verificados em 2024. Esse acréscimo decorre do aumento de 2.943 GWh (343 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 520 milhões), atenuada pela redução de 5,5% no preço médio líquido de vendas (R$ 214 milhões).

A variação na quantidade de energia vendida entre os trimestres e anos analisados, deve-se, principalmente, às entradas em operação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, que ampliaram a quantidade de energia disponível no portfólio da Companhia destinada ao Ambiente de Contratação Livre. Já a redução no preço médio líquido de vendas foi motivada, principalmente, pela melhora histórica no cenário hidrológico, conforme explicado anteriormente, fatores parcialmente atenuados pela atualização monetária dos contratos vigentes.

| Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 4T25, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de **R$ 203 milhões**, enquanto no 4T24 foi de R$ 188 milhões, o que representa um **acréscimo de R$ 15 milhões (8,0%)** entre os trimestres comparados. **Nos 12 meses de 2025**, em relação ao ano anterior, houve **acréscimo de R$ 20 milhões (4,1%)** na receita das transações de curto prazo, passando de R$ 484 milhões em 2024 para **R$ 504 milhões em 2025**. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".

| Remuneração dos Ativos Financeiros de Concessões

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 Jaguara 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$ 134 milhões, no 4T24, para **R$ 108 milhões no 4T25, decréscimo de R$ 26 milhões (19,4%)**. **Na comparação anual, a redução foi de R$ 8 milhões (1,6%)**, passando de R$ 499 milhões em 2024 para **R$ 491 milhões em 2025**. A variação foi motivada, substancialmente, pela redução do IPCA entre os períodos em comparação.

| Indenizações

A variação observada entre os períodos em comparação, deve-se, principalmente, ao registro no ano de 2024 do montante de R$ 262 milhões, oriundo de indenizações por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção do Conjunto Eólico Santo Agostinho, principalmente relacionadas ao atraso na conclusão da obra. Esse valor foi apurado de forma a compensar a Companhia pela receita não auferida em consequência do adiamento do cronograma da entrada em operação.



UHE Jaguara (MG)

Custos Operacionais

| Custos por segmento – 4T25 x 4T24 | R$ milhões

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
4T25				
Compras de energia	318	-	164	482
Depreciação e amortização	371	4	-	375
Custos de construção	-	369	-	369
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	213	-	-	213
Materiais e serviços de terceiros	158	13	-	171
Transações no mercado de curto prazo	136	-	-	136
Pessoal	79	7	-	86
Seguros	65	-	-	65
Royalties	63	-	-	63
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	2	2
Repactuação do risco hidrológico	(1)	-	-	(1)
Outros custos operacionais, líquidos	19	(3)	-	16
Custos operacionais	**1.421**	**390**	**166**	**1.977**
4T24				
Compras de energia	350	-	93	443
Depreciação e amortização	275	3	-	278
Custos de construção	-	317	-	317
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	181	-	-	181
Materiais e serviços de terceiros	176	19	-	195
Transações no mercado de curto prazo	77	-	3	80
Pessoal	63	2	-	65
Seguros	36	-	-	36
Royalties	54	-	-	54
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	4	4
Outros custos operacionais, líquidos	17	6	-	23
Custos operacionais	**1.229**	**347**	**100**	**1.676**
Variação				
Compras de energia	(32)	-	71	39
Depreciação e amortização	96	1	-	97
Custos de construção	-	52	-	52
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	32	-	-	32
Materiais e serviços de terceiros	(18)	(6)	-	(24)
Transações no mercado de curto prazo	59	-	(3)	56
Pessoal	16	5	-	21
Seguros	29	-	-	29
Royalties	9	-	-	9
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(2)	(2)
Repactuação do risco hidrológico	(1)	-	-	(1)
Outros custos operacionais, líquidos	2	(9)	-	(7)
Custos operacionais	**192**	**43**	**66**	**301**

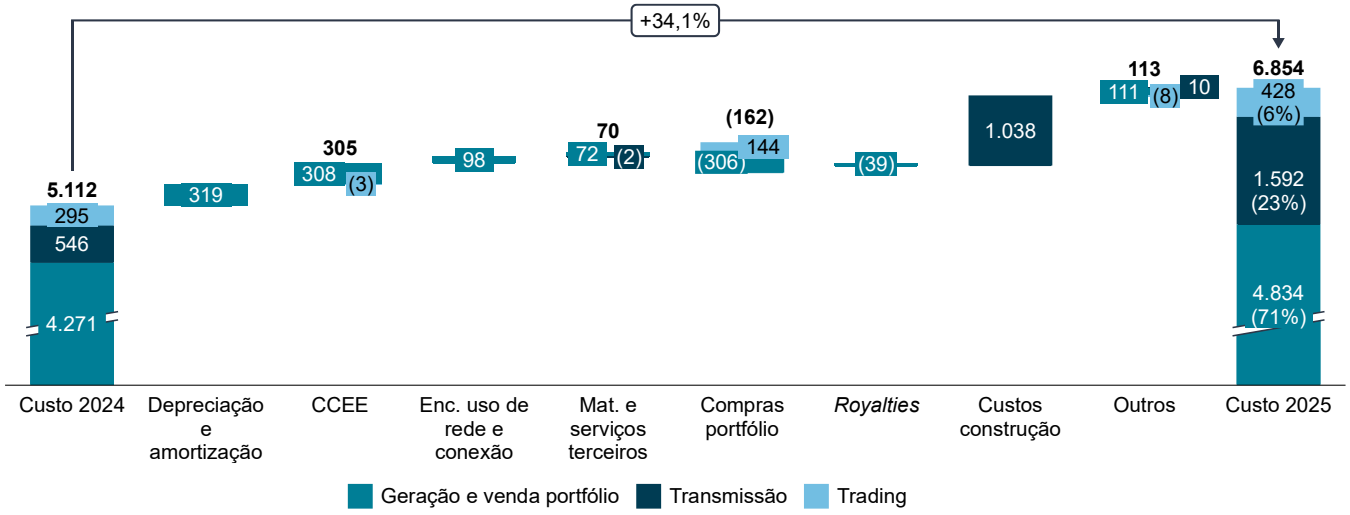
Os custos operacionais aumentaram em R$ 301 milhões (18,0%) entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.676 milhões no 4T24 para **R$ 1.977 milhões no 4T25**. Esta variação foi reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) elevação de R$ 192 milhões (15,6%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (ii) aumento de R$ 66 milhões (66,0%) nos custos de operações de *trading* de energia; e (iii) acréscimo de R$ 43 milhões (12,4%) nos custos do segmento de transmissão.

| Custos por segmento – 12M25 x 12M24 | R$ milhões

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
12M25				
Custos de construção	-	1.501	-	1.501
Compras de energia	965	-	424	1.389
Depreciação e amortização	1.337	13	-	1.350
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	804	-	-	804
Materiais e serviços de terceiros	539	45	-	584
Transações no mercado de curto prazo	439	-	-	439
Pessoal	277	17	-	294
Royalties	186	-	-	186
Seguros	179	2	-	181
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	4	4
Repactuação do risco hidrológico	(10)	-	-	(10)
Outros custos operacionais, líquidos	118	14	-	132
Custos operacionais	**4.834**	**1.592**	**428**	**6.854**
12M24				
Custos de construção	-	463	-	463
Compras de energia	1.271	-	280	1.551
Depreciação e amortização	1.018	13	-	1.031
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	706	-	-	706
Materiais e serviços de terceiros	467	47	-	514
Transações no mercado de curto prazo	131	-	3	134
Pessoal	245	10	-	255
Royalties	225	-	-	225
Seguros	120	2	-	122
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	12	12
Outros custos operacionais, líquidos	88	11	-	99
Custos operacionais	**4.271**	**546**	**295**	**5.112**
Variação				
Custos de construção	-	1.038	-	1.038
Compras de energia	(306)	-	144	(162)
Depreciação e amortização	319	-	-	319
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	98	-	-	98
Materiais e serviços de terceiros	72	(2)	-	70
Transações no mercado de curto prazo	308	-	(3)	305
Pessoal	32	7	-	39
Royalties	(39)	-	-	(39)
Seguros	59	-	-	59
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(8)	(8)
Repactuação do risco hidrológico	(10)	-	-	(10)
Outros custos operacionais, líquidos	30	3	-	33
Custos operacionais	**563**	**1.046**	**133**	**1.742**

Em 2025, os custos operacionais atingiram R$ 6.854 milhões, superiores em R$ 1.742 milhões (34,1%) aos custos de 2024, de R$ 5.112 milhões. Esta variação foi reflexo da combinação dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R$ 1.046 milhões (191,6%) nos custos do segmento de transmissão, substancialmente pelo aumento dos custos de construção do Sistema de Transmissão Asa Branca; (ii) acréscimo de R$ 563 milhões (13,2%) no segmento de geração e venda de energia do portfólio; e (iii) aumento de R$ 133 milhões (45,1%) nos custos de operações de *trading* de energia.

| Evolução dos Custos Operacionais | R$ milhões



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

Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

Segmento de Geração e Venda de Energia do Portfólio

- **Compras de energia:** entre o 4T24 e o 4T25 houve redução de R$ 32 milhões (9,1%) nas compras de energia, substancialmente motivada pela combinação da redução de 188 GWh (85 MW médios) na quantidade de energia comprada (R$ 33 milhões) e acréscimo de 0,2% no preço médio líquido de compras de energia (R$ 1 milhão). Na comparação anual, houve decréscimo de R$ 306 milhões (24,1%) nessas operações, substancialmente motivado pela combinação dos seguintes eventos: (i) R$ 169 milhões — redução de 1.048 GWh (120 MW médios) na quantidade de energia comprada; e (ii) R$ 137 milhões — redução de 12,5% no preço médio líquido de compras de energia. As variações dos volumes decorrem da gestão de portfólio da Companhia, que contou com aumento da capacidade instalada própria nos últimos anos, e por sua vez, reduziu a necessidade de compras de energia de terceiros entre os períodos analisados. Já a variação dos preços médios de compras no ano foi impactada pelo término de contratos de longo prazo com preços superiores aos praticados em 2025.

- **Depreciação e amortização:** aumentos de R$ 96 milhões (34,9%) e de R$ 319 milhões (31,3%), respectivamente, entre os trimestres e exercícios em análise. A variação decorre, principalmente, (i) pelas entradas em operação comercial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, a partir de agosto de 2024 e janeiro de 2025, respectivamente; (ii) da finalização da entrada em operação comercial dos parques do Conjunto Eólico Santo Agostinho, ao longo de 2024; (iii) do início da amortização do direito de uso dos ativos – intangíveis oriundos da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol ("Conjuntos Fotovoltaicos") e das subsidiárias adquiridas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; e (iv) do acréscimo de depreciação das subsidiárias adquiridas em 2025.

- **Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** acréscimos de R$ 32 milhões (17,7%) e de R$ 98 milhões (13,9%) entre os trimestres e anos analisados, respectivamente, resultante, substancialmente (i) da entrada em operação comercial total do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e parcial do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol em 2025; (ii) da aquisição das subsidiárias Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; e (iii) do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição.

- **Materiais e serviços de terceiros:** redução de R$ 18 milhões (10,2%) e aumento de R$ 72 milhões (15,4%) entre os trimestres e anos analisados. Os principais motivadores da variação anual resultam, substancialmente, dos seguintes fatores: (i) entrada em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Serra do Assuruá e Santo Agostinho e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii) aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos; e (iii) prestação de serviços de consultoria e assessoria. O decréscimo trimestral é explicado pela redução na prestação de serviços de assessoria, parcialmente suavizada pelos itens (i) e (ii) supramencionados.

- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram superiores em R$ 59 milhões (76,6%) entre os trimestres em análise e superiores em R$ 308 milhões (235,1%) no comparativo anual. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".

- **Seguros:** aumentos de R$ 29 milhões (80,6%) e de R$ 59 milhões (49,2%) entre os trimestres e anos analisados, respectivamente, resultante, substancialmente (i) das entradas em operação comercial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, a partir de agosto de 2024 e janeiro de 2025, respectivamente; (ii) da finalização da entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Santo Agostinho, ao longo de 2024; (iii) da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos em 2024 e das subsidiárias Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão em 2025; e (iv) do reajuste anual das apólices.

- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** elevação de R$ 9 milhões (16,7%) em decorrência, basicamente, da maior geração das usinas hidrelétricas durante o 4T25, quando comparado com o 4T24, acrescido do reajuste anual. Já entre os anos analisados, houve diminuição de R$ 39 milhões (17,3%), em virtude do decréscimo da geração das usinas hidrelétricas, suavizado pelo reajuste anual.
- **Repactuação do risco hidrológico:** em setembro de 2021, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) publicou a Resolução Homologatória nº 2.932/2021, que homologou os prazos de extensão de outorga para usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), como forma de compensação pelos prejuízos acumulados até 31 de dezembro de 2020. Essa medida decorre do novo tratamento aplicado ao período anterior à vigência da repactuação do risco hidrológico, conforme previsto na Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, em complemento à Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015. Em 1º de abril de 2025, a Aneel publicou a Resolução Homologatória nº 3.439/2025, a qual ampliou o período de cobertura dos impactos no MRE até 30 de junho de 2023, reconhecendo que os prejuízos das usinas hidrelétricas continuaram se acumulando mesmo após 2020. Diante disto, a Companhia obteve a extensão do prazo de concessão de suas usinas de 1 a 3 dias, e o efeito no resultado foi um ganho de R$ 10 milhões em 2025.

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

Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia


Gralha Azul (PR)

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

O resultado bruto do segmento de transmissão de energia atingiu R$ 188 milhões positivos no 4T25, redução de R$ 99 milhões (34,5%), em relação ao mesmo trimestre de 2024, cujo valor foi de R$ 287 milhões. As variações decorrem, substancialmente, (i) do efeito negativo de R$ 90 milhões (257,1%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção (redução de R$ 38 milhões e aumento de R$ 52 milhões, respectivamente), oriundo, principalmente, do reconhecimento de perda no Sistema de Transmissão Asa Branca de R$ 70 milhões, decorrente da revisão do CAPEX estimado para implantação do projeto; e (ii) do decréscimo R$ 20 milhões (7,8%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pela redução dos índices inflacionários. Adicionalmente, os efeitos negativos foram atenuados pelo avanço das obras dos Sistemas de Transmissão Asa Branca e Graúna.

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida no 4T25 foi de R$ 209 milhões, (R$ 185 milhões no 4T24), sendo R$ 188 milhões (R$ 158 milhões no 4T24) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R$ 21 milhões (R$ 27 milhões no 4T24) relativos à receita de serviços prestados de O&M. A variação da RAP entre os trimestres decorre, principalmente, do início da operação do trecho *brownfield* do Sistema de Transmissão Graúna em julho de 2025 e da entrada em operação comercial parcial do Sistema de Transmissão Asa Branca em dezembro de 2025.

No ano de 2025, o resultado bruto foi de R$ 1.059 milhões, R$ 84 milhões (8,6%) superior ao resultado de 2024 de R$ 975 milhões. As variações decorrem, substancialmente, (i) do acréscimo R$ 99 milhões (10,6%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pela evolução das obras nos Sistemas de Transmissão Asa Branca e Graúna; e atenuado, pelo (ii) efeito negativo de R$ 28 milhões (75,7%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção (acréscimos de R$ 1.010 milhões e R$ 1.038 milhões, respectivamente), oriundo, principalmente do reconhecimento de perda no Sistema de Transmissão Asa Branca decorrente da revisão do CAPEX estimado para implantação projeto; e atenuado pelo avanço das obras dos Sistemas de Transmissão Asa Branca e Graúna.

Adicionalmente, no 4T25 e no acumulado de 12 meses foram reconhecidos R$ 45 milhões e R$ 84 milhões (R$ 25 milhões em 2024), respectivamente, com efeito positivo no resultado, em contrapartida ao ativo de contrato. Este resultado decorre, principalmente, da expectativa de revisão da estrutura de investimentos realizados e da taxa de remuneração de capital, resultando em modificações nos valores das RAP futuras. Em função dessa revisão, o saldo do ativo contratual foi ajustado para considerar o novo fluxo financeiro.

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida em 2025 foi de R$ 789 milhões (R$ 742 milhões em 2024), sendo R$ 690 milhões (R$ 656 milhões em 2024) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R$ 99 milhões (R$ 86 milhões em 2024) relativos à receita de serviços prestados de O&M. A variação da RAP entre os períodos decorre, principalmente, do início da operação do trecho *brownfield* do Sistema de Transmissão Graúna em julho de 2025 e da entrada em operação comercial parcial do Sistema de Transmissão Asa Branca em dezembro de 2025.

Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão:

(em R$ milhões)	4T25	4T24	Variação	2025	2024	Variação
RAP, líquida de PIS e Cofins	209	185	24	789	742	47
Custos operacionais	(17)	(27)	10	(78)	(70)	(8)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(8)	(12)	4	(22)	(37)	15
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	11	1	10	13	2	11
Ebitda regulatório de transmissão	**195**	**147**	**48**	**702**	**637**	**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 em 2025 foi de R$ 2 milhões positivos, apresentando acréscimo de R$ 9 milhões, quando comparado ao montante negativo de R$ 7 milhões de 2024, decorrente, substancialmente, do efeito positivo da marcação a mercado de R$ 8 milhões, e do impacto positivo de R$ 1 milhão das transações de compra e venda de energia realizadas.

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	*Trading*	Consolidado
4T25			
Receita operacional líquida	203	-	203
Custos operacionais	(136)	-	(136)
Resultado líquido	**67**	**-**	**67**
4T24			
Receita operacional líquida	188	-	188
Custos operacionais	(77)	(3)	(80)
Resultado líquido	**111**	**(3)**	**108**
Variação			
Receita operacional líquida	15	-	15
Custos operacionais	(59)	3	(56)
Resultado líquido	**(44)**	**3**	**(41)**

No 4T25 e no 4T24, **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$ 67 milhões** e R$ 108 milhões, respectivamente. O montante representa **redução de R$ 41 milhões entre os períodos comparados**, sendo o decréscimo de R$ 44 milhões proveniente no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e o aumento de R$ 3 milhões do segmento de *trading* de energia.

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, da combinação do efeito negativo da redução da energia livre decorrente à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos, combinada com a variação positiva do PLD, que ampliou a exposição líquida no trimestre. Esses efeitos foram reforçados pelo (i) impacto negativo em virtude da redução do Fator de Ajuste do MRE (GSF), tendo em vista a alocação de garantia física e a geração das usinas participantes (a média do GSF passou de 79,9% no 4T24 para 67,4% no 4T25); e (ii) efeito negativo nas operações de fechamento de mês, recontabilizações e modulações entre os trimestres analisados.

	Geração	*Trading*	Consolidado
12M25			
Receita operacional líquida	504	-	504
Custos operacionais	(439)	-	(439)
Resultado líquido	**65**	**-**	**65**
12M24			
Receita operacional líquida	484	2	486
Custos operacionais	(131)	(3)	(134)
Resultado líquido	**353**	**(1)**	**352**
Variação			
Receita operacional líquida	20	(2)	18
Custos operacionais	(308)	3	(305)
Resultado líquido	**(288)**	**1**	**(287)**

No acumulado de 2025, o resultado líquido, decorrente de transações de curto prazo, **foi positivo em R$ 65 milhões**, o que representou um decréscimo de R$ 287 milhões em relação ao resultado positivo de R$ 352 milhões do ano de 2024, sendo redução de R$ 288 milhões no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e aumento de R$ 1 milhão no resultado do segmento de *trading* de energia.

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) redução da energia livre devido à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos, combinada com a variação positiva do PLD; (ii) impacto negativo em virtude da redução de 87,1% em 2024 para 82,6% em 2025 do Fator de Ajuste do MRE (GSF), tendo em vista a alocação de garantia física e a geração das usinas participantes; (iii) efeito negativo no MRE, em virtude da redução da geração hidrelétrica das usinas e pelo menor volume de energia produzido pelas usinas participantes do mecanismo; e (iv) efeito negativo nas operações de fechamento de mês, recontabilizações e modulações entre os anos analisados.

Em dezembro de 2024, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2025 em R$ 751,73/MWh e R$ 58,60/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	4T25	4T24	Var. 4T (%)	12M25	12M24	Var. 12M (%)
Sul	264,70	216,36	22,3%	225,95	127,89	76,7%
Sudeste/Centro-Oeste	264,75	216,36	22,4%	223,46	127,88	74,7%
Nordeste	253,09	205,59	23,1%	176,61	118,34	49,2%

Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

A Companhia apresentou aumento nas despesas com vendas, gerais e administrativas, no montante de R$ 11 milhões entre 2025 e 2024. As principais variações entre os anos analisados, decorrem do aumento de R$ 24 milhões no segmento de geração, e uma redução de R$ 15 milhões no segmento de transmissão. No segmento de geração, a variação deve-se, substancialmente, aos seguintes eventos: (i) aumento nas despesas com pessoal, em decorrência do reajuste anual da remuneração e benefícios dos colaboradores e das contratações entre os períodos comparativos; (ii) aumento nas despesas com serviços de TI e digitalização; e (iii) aumento nas despesas relacionadas as aquisições de direito de exploração de projetos eólicos. Adicionalmente, a variação no segmento de transmissão decorre (i) da redução de despesas com serviços de engenharia relacionadas ao leilão de 2024; e (ii) da redução das despesas com pessoal.

Outras Receitas (Despesas) Operacionais, Líquidas

Em 2025, a Companhia apresentou aos coletivos sindicais a proposta de acordo para o Plano de Demissão Voluntária (PDV), voltado prioritariamente aos empregados aposentados ou que venham a se aposentar nos próximos anos. Após deliberação em assembleia entre sindicatos e colaboradores, a aprovação da proposta foi formalmente comunicada à Companhia e as adesões ao programa tiveram início em julho de 2025 e seguirão até dezembro de 2028, com data limite de desligamento em 31 de dezembro de 2028. No 4T25, a Companhia registrou o montante de R$ 22 milhões, tendo em vista a manifestação de interesse dos empregados ao programa.

No 4T24, a Companhia reconheceu, no segmento de geração, o montante de R$ 22 milhões referente a baixa de ativos, sendo que R$ 14 milhões referem-se ao Conjunto Fotovoltaico Paracatu, em decorrência dos fortes ventos na região em abril de 2023. Em 2024, o total de baixas de ativos totalizou R$ 57 milhões, sendo R$ 45 milhões relativos ao Conjunto Fotovoltaico Paracatu.

Adicionalmente, no 4T25 e no acumulado de 12 meses foram reconhecidos R$ 45 milhões e R$ 84 milhões, respectivamente (R$ 25 milhões em 2024), no segmento de transmissão. O reconhecimento se deu no grupo de outras despesas/receitas operacionais, com efeito positivo no resultado, em contrapartida do ativo de contrato. Mais detalhes estão descritos anteriormente no item específico do Segmento de Transmissão.

Reversão de *Impairment* Líquido e Alienação de Subsidiária

	Geração			Geração			
	Pampa Sul	Paracatu	Consolidado	Pampa Sul	Paracatu	Lages	Consolidado
	4T25			12M25			
Alienação de subsidiária	-	-	-	20	-	-	20
	4T24			12M24			
Reversão de *impairment*, líquido	-	14	14	-	45	-	45
Alienação de subsidiária	25	-	25	25	-	(9)	16
	Variação			Variação			
Reversão de *impairment*, líquido	-	(14)	(14)	-	(45)	-	(45)
Alienação de subsidiária	(25)	-	(25)	(5)	-	9	4

Reversão de *Impairment*:

No 4T24, a Companhia reconheceu R$ 14 milhões de reversão referente ao *impairment* anteriormente registrado em decorrência do sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu, em abril de 2023. Esta reversão ocorreu em virtude da baixa dos ativos, os quais foram reembolsados pela seguradora. Durante o ano de 2024, a reversão citada acima totalizou R$ 45 milhões, o que representa a reversão do restante do montante anteriormente provisionado. Ressalta-se que a baixa de ativos, somada ao reembolso da seguradora, não trouxe impactos ao resultado da Companhia.

Alienação de Subsidiária:

No 4T24 a Companhia registrou uma receita de alienação no montante de R$ 25 milhões oriunda de ajuste de preço da venda da subsidiária Pampa Sul, ocorrida em 2023. Este ajuste de preço provém de obrigações condicionadas para o recebimento. A Companhia registrou no ano de 2025, R$ 20 milhões, referente a recebimentos previstos no acordo de venda da subsidiária Pampa Sul.

Em 28 de junho de 2024, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária Lages Bioenergética Ltda. (“Lages”). Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O resultado com a alienação do ativo, líquido dos custos de venda, foi negativo em R$ 9 milhões, em 2024.

Alienação de Participação Societária em Controlada em Conjunto

Em 10 de janeiro de 2024, após o cumprimento de todas as condições precedentes, foi concluída a operação de alienação de 15% da participação societária detida pela Companhia na TAG, mediante transferência das ações e liquidação do preço, nos termos do contrato de compra e venda de ações e outras avenças celebrado em 28 de dezembro de 2023, entre a Companhia, na qualidade de vendedora, pela TAG, na qualidade de interveniente anuente, e pelo CDPQ, por meio de sua subsidiária integral CDP Groupe Infrastructure Inc., na qualidade de compradora. O preço de fechamento de venda foi de R$ 2.780 milhões, montante apurado após os ajustes de preço previstos no contrato de compra e venda.

A Companhia permanece acionista da TAG, sendo titular de ações representativas de 17,5% do capital social total da TAG, permanecendo o Grupo ENGIE com 50% do capital social total da TAG, ambos vinculados ao acordo de acionistas da TAG, mantendo o grupo de controle atual. O resultado com a alienação, líquido dos custos de venda, foi positivo em R$ 1.336 milhões.

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:

	4T25		4T24	
Demonstração dos resultados (em R$ milhões)	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
Receita operacional líquida	2.304	403	2.466	432
Custos dos serviços prestados	(664)	(116)	(663)	(116)
Lucro bruto	**1.640**	**287**	**1.803**	**316**
Despesas gerais e administrativas	(98)	(17)	82	14
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.542**	**270**	**1.885**	**330**
Resultado financeiro	(536)	(94)	(459)	(80)
Lucro antes dos impostos	**1.006**	**176**	**1.426**	**250**
Imposto de renda e contribuição social	(116)	(20)	(177)	(31)
Lucro líquido da TAG	**890**	**156**	**1.249**	**219**

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

	4T25		4T24	
Ebitda (em R$ milhões)	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.542**	**270**	**1.885**	**330**
Depreciação e amortização	195	34	173	30
Amortização da mais valia	150	26	150	26
Ebitda[1]	**1.887**	**330**	**2.208**	**386**
Margem Ebitda	**81,9%**		**89,5%**	

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

Entre o 4T24 e o 4T25, o resultado de equivalência patrimonial reduziu R$ 63 milhões (28,8%), passando de R$ 219 milhões para R$ 156 milhões, respectivamente.

Em relação à redução do resultado da TAG, a variação foi consequência, substancialmente: (i) da redução da variação cambial da receita do contrato de transporte do Sistema Gasene; (ii) da reversão do *impairment* do Projeto Gasfor II em 2024; (iii) do aumento da despesa financeira líquida, (iii.i) devido a variação cambial sobre a dívida e (iii.ii) resultado negativo do *swap* contratado; e (iv) pelo aumento da depreciação dos novos ativos imobilizados. Estes efeitos negativos foram suavizados (v) pela atualização com efeito positivo das tarifas de transporte, em decorrência da variação do IGPM, IPCA e dólar; e (vi) pela redução do imposto de renda e da contribuição social, em razão da redução do lucro antes dos impostos e efeitos positivos de incentivos fiscais.

O resultado de equivalência patrimonial da TAG dos anos de 2025 e 2024 é composto pelos seguintes itens:

Demonstração dos resultados (em R$ milhões)	12M25		12M24			
	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia		
				32,5%[1]	17,5%[1]	Total
Receita operacional líquida	9.315	1.630	9.062	80	1.543	1.623
Custos dos serviços prestados	(2.453)	(429)	(2.260)	(20)	(385)	(405)
Lucro bruto	**6.862**	**1.201**	**6.802**	**60**	**1.158**	**1.218**
Despesas gerais e administrativas	(224)	(39)	(64)	(2)	(10)	(12)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**6.638**	**1.162**	**6.738**	**58**	**1.148**	**1.206**
Resultado financeiro	(1.892)	(331)	(1.769)	(15)	(302)	(317)
Lucro antes dos impostos	**4.746**	**831**	**4.969**	**43**	**846**	**889**
Imposto de renda e contribuição social	(819)	(144)	(970)	(11)	(164)	(175)
Lucro líquido da TAG	**3.927**	**687**	**3.999**			**714**

[1] Até 9 de janeiro de 2024 a ENGIE Brasil Energia detinha 32,5% das ações de TAG e a partir do dia 10 de janeiro de 2024 passou a deter 17,5% das ações.

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

Ebitda (em R$ milhões)	12M25		12M24			
	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia		
		Total		32,5%[1]	17,5%[1]	Total
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**6.638**	**1.162**	**6.738**	**58**	**1.148**	**1.206**
Depreciação e amortização	745	129	669	6	114	120
Amortização da mais valia	598	104	436	5	74	79
Ebitda	**7.981**	**1.395**	**7.843**			**1.405**
Margem Ebitda	**85,7%**		**86,5%**			

[1] Até 9 de janeiro de 2024 a ENGIE Brasil Energia detinha 32,5% das ações de TAG e a partir do dia 10 de janeiro de 2024 passou a deter 17,5% das ações.

Entre os anos comparados, **o resultado de equivalência patrimonial reduziu R$ 27 milhões (3,8%)**, passando de R$ 714 milhões para **R$ 687 milhões**, respectivamente.

Em relação à redução do resultado da TAG, a variação foi consequência, substancialmente: (i) da reversão do *impairment* do Projeto Gasfor II em 2024; (ii) da revisão da vida útil da mais valia realizada em 2024 - considerando que inicialmente era limitada ao prazo de concessão dos contratos legados e, após a Nova lei do Gás, foi revisada para o mesmo tempo de vida útil de seus ativos; (iii) do aumento da despesa financeira líquida, devido, principalmente, a variação cambial e juros sobre a dívida; e (iv) pelo aumento da depreciação dos novos ativos imobilizados e pela reavaliação de bens como OPEX; suavizado (v) pela atualização com efeito positivo das tarifas de transporte, em decorrência da variação do IGPM, IPCA e dólar; e (vi) pela redução do imposto de renda e contribuição social, em razão da redução do lucro antes dos impostos e efeitos positivos de incentivos fiscais.



| Balanço Patrimonial

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG em 31 de dezembro de 2025 e 2024 eram estes:

Balanço Patrimonial	31/12/2025	31/12/2024
ATIVO		
Ativo circulante	**2.530**	**4.443**
Caixa e equivalentes de caixa	655	2.325
Contas a receber de clientes	1.706	1.830
Outros ativos circulantes	169	288
Ativo não circulante	**28.269**	**28.955**
Depósitos vinculados	460	326
Outros ativos não circulantes	162	155
Imobilizado	24.892	25.727
Intangível	2.755	2.747
Total	**30.799**	**33.398**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**2.888**	**4.377**
Instrumentos de dívida	2.004	3.432
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	73	7
Outros passivos circulantes	811	938
Passivo não circulante	**21.844**	**22.409**
Instrumentos de dívida	14.936	16.419
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	210	77
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.933	5.204
Outros passivos não circulantes	765	709
Patrimônio líquido	**6.067**	**6.612**
Total	**30.799**	**33.398**



Ebitda e Margem Ebitda

| Ebitda por segmento – 4T25 x 4T24 | R$ milhões

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Transporte de gás	Consolidado
4T25					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.096	228	(1)	156	1.479
Depreciação e amortização	380	4	-	-	384
Ebitda[1]	**1.476**	**232**	**(1)**	**156**	**1.863**
Ebitda ajustado	**1.476**	**232**	**(1)**	**156**	**1.863**
Margem Ebitda ajustada	**55,2%**	**40,1%**	**(0,6%)**	**-**	**54,5%**
4T24					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.191	276	(1)	219	1.685
Depreciação e amortização	285	3	-	-	288
Ebitda	**1.476**	**279**	**(1)**	**219**	**1.973**
Reversão de *impairment*	(14)	-	-	-	(14)
Alienação de subsidiária	(25)	-	-	-	(25)
Ebitda ajustado	**1.437**	**279**	**(1)**	**219**	**1.934**
Margem Ebitda ajustada	**56,6%**	**44,0%**	**(1,0%)**	**-**	**59,1%**
Variação					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	(95)	(48)	-	(63)	(206)
Depreciação e amortização	95	1	-	-	96
Ebitda	**-**	**(47)**	**-**	**(63)**	**(110)**
Reversão de *impairment*	14	-	-	-	14
Alienação de subsidiária	25	-	-	-	25
Ebitda ajustado	**39**	**(47)**	**-**	**(63)**	**(71)**
Margem Ebitda ajustada	**(1,4 p.p.)**	**(3,9 p.p.)**	**0,4 p.p.**	**-**	**(4,6 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 4T25 e o 4T24, o **Ebitda ajustado** reduziu R$ 71 milhões (3,7%), passando de R$ 1.934 milhões no 4T24 para **R$ 1.863 milhões no 4T25**. A variação foi consequência da combinação dos seguintes efeitos negativos: (i) R$ 63 milhões (28,8%) decorrentes de menor resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG; e (ii) R$ 47 milhões (16,8%) oriundos do segmento de transmissão de energia. Os efeitos negativos foram suavizados pelo (iii) aumento de R$ 39 milhões (2,7%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia.

A principal variação no Ebitda ajustado decorre, principalmente, do menor resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG, com uma redução de R$ 63 milhões, constando mais detalhes na seção destinada ao "Resultado da Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás". Esse efeito foi acentuado pelo segmento de transmissão, cujos efeitos decorrem, substancialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) R$ 90 milhões de decréscimo do resultado de construção; (ii) R$ 20 milhões de redução na receita de remuneração dos ativos de contrato; atenuados por (iii) R$ 45 milhões com efeito positivo, em virtude da expectativa de revisão da estrutura de investimentos realizados e a taxa de remuneração de capital, resultando em modificações nos valores das RAP futuras; (iv) elevação de R$ 4 milhões na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos); e (v) redução de R$ 6 milhões nos demais custos, despesas com vendas, gerais, administrativas e outras despesas operacionais, líquidas.

Adicionalmente, no 4T25, o Ebitda foi impactado positivamente pelo segmento de geração e venda de energia elétrica, cujos efeitos positivos, foram: (i) R$ 112 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (ii) redução R$ 32 milhões nas compras de energia; (iii) redução de R$ 18 milhões nos custos de materiais e serviços de terceiros; (iv) R$ 1 milhão referente à repactuação do risco hidrológico; e (v) R$ 4 milhões relativos às demais receitas, custos operacionais e despesas administrativas. Esses efeitos foram atenuados pelas seguintes variações com efeitos negativos: (i) redução de R$ 41 milhões no resultado líquido das operações de curto prazo; (ii) aumento de R$ 32 milhões com encargos de uso da rede elétrica e conexão; (iii) aumento de R$ 29 milhões com seguros; e (iv) redução de R$ 26 milhões de receita de remuneração e atualização monetária sobre ativos de concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda.

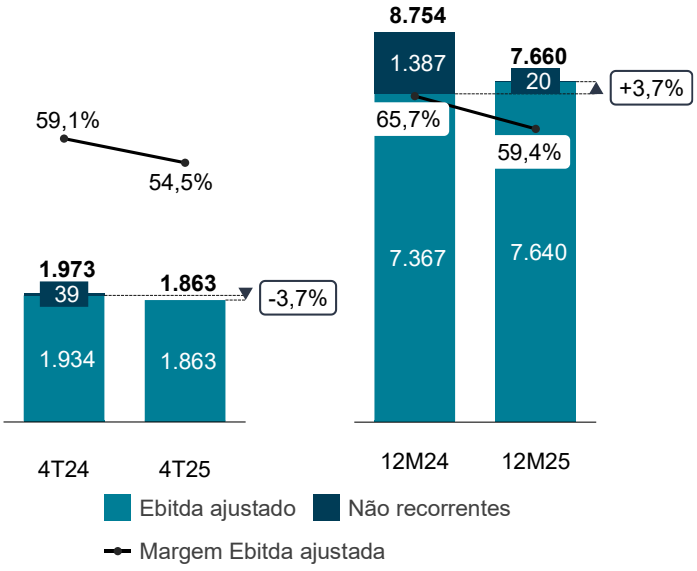
| Ebitda por segmento – 12M25 x 12M24 | R$ milhões

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Transporte de gás	Consolidado
12M25					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.460	1.126	(5)	687	6.268
Depreciação e amortização	1.379	13	-	-	1.392
Ebitda	**5.839**	**1.139**	**(5)**	**687**	**7.660**
Alienação de subsidiária	(20)	-	-	-	(20)
Ebitda ajustado	**5.819**	**1.139**	**(5)**	**687**	**7.640**
Margem Ebitda ajustada	**59,5%**	**43,0%**	**(1,2%)**	**-**	**59,4%**
12M24					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.679	965	(12)	2.050	7.682
Depreciação e amortização	1.059	13	-	-	1.072
Ebitda	**5.738**	**978**	**(12)**	**2.050**	**8.754**
Custos de aquisição de subsidiária	10	-	-		10
Reversão de *impairment*	(45)	-	-	-	(45)
Alienação de subsidiária	(16)	-	-	-	(16)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(1.336)	(1.336)
Ebitda ajustado	**5.687**	**978**	**(12)**	**714**	**7.367**
Margem Ebitda ajustada	**60,4%**	**64,3%**	**(4,2%)**	**-**	**65,7%**
Variação					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	(219)	161	7	(1.363)	(1.414)
Depreciação e amortização	320	-	-	-	320
Ebitda	**101**	**161**	**7**	**(1.363)**	**(1.094)**
Custos de aquisição de subsidiária	(10)	-	-	-	(10)
Reversão de *impairment*, líquido	45	-	-	-	45
Alienação de subsidiária	(4)	-	-	-	(4)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1.336	1.336
Ebitda ajustado	**132**	**161**	**7**	**(27)**	**273**
Margem Ebitda ajustada	**(0,9 p.p.)**	**(21,3 p.p.)**	**3,0 p.p.**	**-**	**(6,3 p.p.)**

Entre 2025 e 2024, o **Ebitda ajustado** aumentou R$ 273 milhões (3,7%), passando de R$ 7.367 milhões em 2024 para **R$ 7.640 milhões em 2025**. A variação foi consequência da combinação dos seguintes efeitos positivos: (i) R$ 161 milhões (16,5%) oriundos do segmento de transmissão de energia; (ii) R$ 132 milhões (2,3%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; e (iii) R$ 7 milhões oriundos do segmento de trading de energia. Os referidos impactos positivos foram parcialmente atenuados pelo efeito negativo de (iv) R$ 27 milhões (3,8%) decorrentes, principalmente, da redução do percentual de participação societária em controlada em conjunto – TAG.

O segmento de transmissão impactou positivamente o Ebitda, cujos efeitos foram, substancialmente, os seguintes: (i) R$ 99 milhões de aumento na receita de remuneração dos ativos de contrato; (ii) R$ 59 milhões com efeito positivo, em virtude da expectativa de revisão da estrutura de investimentos realizados e a taxa de remuneração de capital, resultando em modificações nos valores das RAP futuras; (iii) R$ 5 milhões de aumento na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos); (iv) R$ 18 milhões nos demais custos, despesas com vendas, gerais, administrativas e outras despesas operacionais, líquidas; e atenuado pelo decréscimo de (v) R$ 28 milhões do resultado de construção, haja vista a evolução das obras.

| Ebitda Ajustado[1] | R$ milhões



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

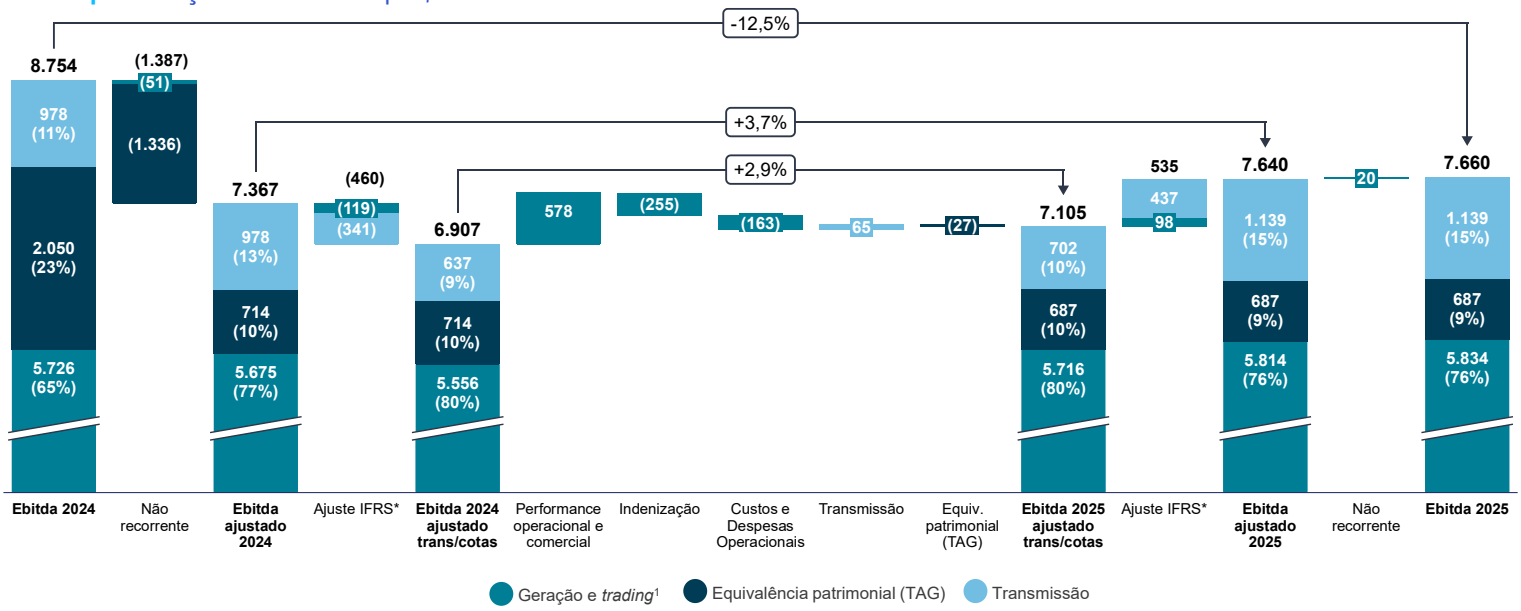
O segmento de geração e venda de energia elétrica, indicado no item (ii) acima, impactou positivamente o Ebitda, cujos efeitos positivos, foram: (i) R$ 550 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de vendas; (ii) decréscimo de R$ 306 milhões nas compras de energia; (iii) redução de R$ 39 milhões de *royalties*; (iv) R$ 10 milhões do reconhecimento adicional da repactuação do risco hidrológico; e (v) R$ 31 milhões relativos às demais receitas, custos e despesas operacionais e administrativas.

Esses efeitos foram atenuados pelo impacto negativo dos seguintes fatores: (vi) R$ 288 milhões de impacto negativo nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (vii) R$ 255 milhões com redução de receitas de indenizações; (viii) R$ 98 milhões de encargos de uso da rede elétrica e conexão; (ix) R$ 72 milhões de aumento dos custos de materiais e serviços de terceiros; (x) R$ 59 milhões de seguros; (xi) acréscimo de R$ 24 milhões de despesas com vendas, gerais e administrativas; e (xii) redução de R$ 8 milhões de receita de remuneração e atualização monetária sobre ativos de concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda.

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)	4T25	4T24	Var. (%)	12M25	12M24	Var. (%)
Lucro líquido recorrente	727	1.090	(33,3)	2.858	4.303	(33,6)
(+) Imposto de renda e contribuição social	107	148	(27,7)	768	1.403	(45,3)
(+) Resultado financeiro	645	447	44,3	2.642	1.976	33,7
(+) Depreciação e amortização	384	288	33,3	1.392	1.072	29,9
Ebitda	**1.863**	**1.973**	**(5,6)**	**7.660**	**8.754**	**(12,5)**
Efeitos não recorrentes						
(+) Custos de aquisição de subsidiárias	-	-	-	-	10	(100,0)
(-) Reversão de *Impairment*, líquido	-	(14)	(100,0)	-	(45)	(100,0)
(+) Alienação de subsidiária	-	(25)	(100,0)	(20)	(16)	25,0
(+) Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	-	(1.336)	(100,0)
Ebitda ajustado	**1.863**	**1.934**	**(3,7)**	**7.640**	**7.367**	**3,7**
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(232)	(279)	(16,8)	(1.139)	(978)	16,5
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	195	147	32,7	702	637	10,2
Ebitda societário cotistas (IFRS)	(185)	(207)	(10,6)	(798)	(784)	1,8
Ebitda regulatório cotistas	179	171	4,7	700	665	5,3
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotas	**1.820**	**1.766**	**3,1**	**7.105**	**6.907**	**2,9**

| 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)	4T25	4T24	Var. (R$)	12M25	12M24	Var. (R$)
Renda de aplicações financeiras	153	116	37	647	543	104
Outras receitas financeiras	-	17	(17)	82	79	3
Total receitas financeiras	**153**	**133**	**20**	**729**	**622**	**107**
Dívida:						
Juros	(473)	(230)	(243)	(1.644)	(998)	(646)
Atualização monetária	(152)	(222)	70	(847)	(784)	(63)
Outras receitas (despesas) financeiras, líquidas	(36)	92	(128)	(263)	(61)	(202)
Total despesas financeiras	**(661)**	**(360)**	**(301)**	**(2.754)**	**(1.843)**	**(911)**
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):						
Atualização monetária	(16)	(96)	80	(131)	(261)	130
Atualização a valor presente	(121)	(124)	3	(486)	(494)	8
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**(137)**	**(220)**	**83**	**(617)**	**(755)**	**138**
Resultado financeiro	**(645)**	**(447)**	**(198)**	**(2.642)**	**(1.976)**	**(666)**

Receitas financeiras: no 4T25, as receitas financeiras atingiram R$ 153 milhões, R$ 20 milhões ou 15,0% acima dos R$ 133 milhões auferidos no 4T24, substancialmente, pelo aumento de R$ 37 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 acréscimo do CDI.

No comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R$ 107 milhões (17,2%), passando de R$ 622 milhões em 2024 para R$ 729 milhões em 2025, em virtude, principalmente, do acréscimo da receita com aplicações financeiras no montante de R$ 104 milhões. O aumento foi motivado, substancialmente, pela elevação da média dos saldos de aplicações financeiras entre os anos, em conjunto com o aumento do CDI.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 4T25 foram de R$ 661 milhões, isto é, R$ 301 milhões ou 83,6% acima das registradas no 4T24, que foram de R$ 360 milhões. As principais variações observadas foram decorrentes do aumento de R$ 173 milhões sobre a dívida, entre os trimestres analisados, em virtude do (i) acréscimo de R$ 243 milhões de juros sobre a dívida, em virtude das 13ª, 14ª e 15ª emissões de debêntures da Companhia, ocorridas em outubro de 2024, março de 2025 e julho de 2025, respectivamente e do crescimento do CDI e da TJLP entre os períodos; atenuado pelo, (ii) decréscimo de R$ 70 milhões relativos à atualização monetária, em decorrência da redução dos índices inflacionários entre os períodos. Ressalta-se que, além do aumento de juros de dívida registrados no resultado, houve uma redução de R$ 55 milhões (31,5%) na capitalização no ativo imobilizado, decorrente da entrada em operação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e o avanço das obras do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol.

Em base anual, as despesas aumentaram de R$ 1.843 milhões em 2024 para R$ 2.754 milhões em 2025, ou seja, R$ 911 milhões (49,4%), principalmente pelo acréscimo de R$ 709 milhões sobre dívida, entre os anos analisados, em razão, principalmente, do (i) acréscimo de R$ 646 milhões de juros sobre a dívida, em virtude das 13ª, 14ª e 15ª emissões de debêntures da Companhia, ocorridas em outubro de 2024, março de 2025 e julho de 2025, respectivamente e do crescimento do CDI e da TJLP entre os períodos; e (ii) R$ 63 milhões de atualização monetária devido ao ingresso de novas dívidas atreladas à inflação.

Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público): as despesas de concessões a pagar reduziram em R$ 83 milhões (37,7%), atingindo R$ 137 milhões no 4T25 em contrapartida aos R$ 220 milhões no 4T24, em virtude, principalmente, do decréscimo de R$ 80 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, da redução do IGPM e do IPCA.

Na comparação entre os anos, houve redução de R$ 138 milhões, ou seja 18,3%, passando de R$ 755 milhões em 2024 para R$ 617 milhões em 2025, resultado, substancialmente, da redução de R$ 130 milhões de atualização monetária, motivada, principalmente, pelo decréscimo do IPCA e do IGPM entre os anos.

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

O valor apurado de **IR e CSLL no 4T25 foi R$ 107 milhões**, redução de R$ 41 milhões (27,7%) quando comparado ao mesmo trimestre de 2024, o qual foi R$ 148 milhões. A variação foi motivada, principalmente, pela redução do lucro antes dos impostos. **No acumulado do ano**, essas despesas reduziram R$ 635 milhões (45,3%), passando de R$ 1.403 milhões em 2024 para **R$ 768 milhões em 2025**. A variação foi motivada, principalmente, pela alienação de participação societária em controlada em conjunto, ocorrida em 2024.

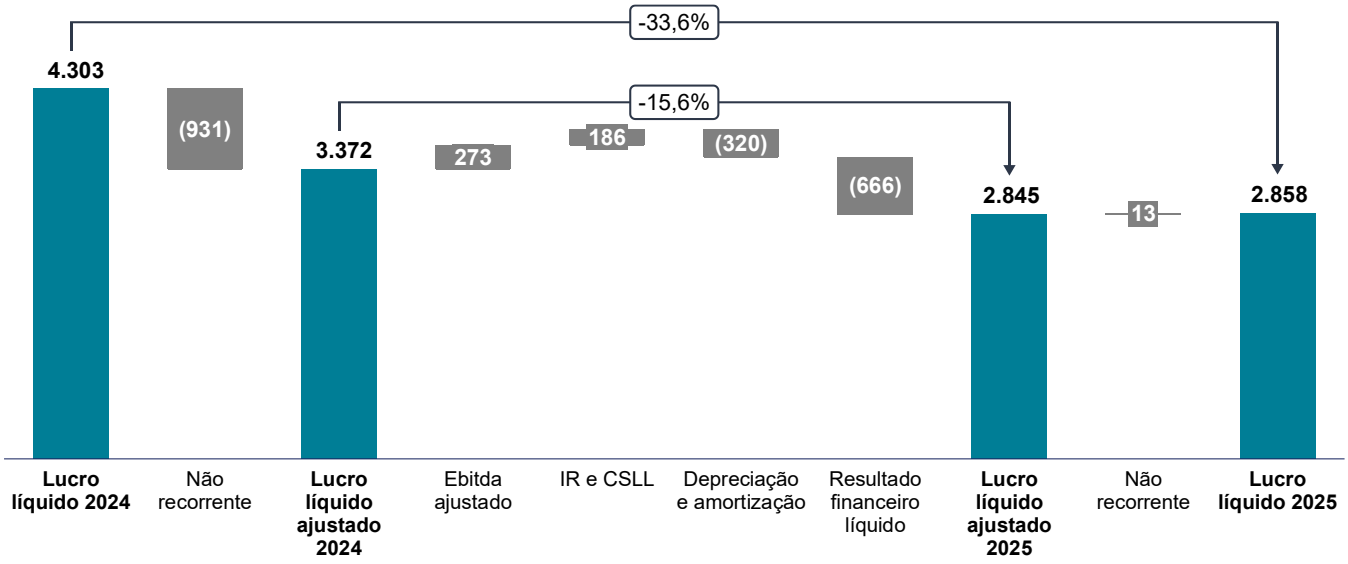
Desconsiderando os efeitos não recorrentes, as despesas com IR e CSLL, reduziram R$ 32 milhões (23,0%) e R$ 186 milhões (19,6%), respectivamente, entre os trimestres e anos analisados.

Lucro Líquido

O lucro líquido do 4T25 foi de R$ 727 milhões, R$ 363 milhões ou 33,3% menor do que os R$ 1.090 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse decréscimo é consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) efeito negativo de R$ 198 milhões do resultado financeiro líquido; (ii) aumento de R$ 96 milhões da depreciação e amortização; (iii) redução de R$ 71 milhões no Ebitda ajustado; e (iv) variação de efeitos não recorrentes com impacto líquido negativo de R$ 30 milhões. Estes fatores foram atenuados pela (v) redução de R$ 32 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes. Excluindo-se os efeitos não recorrentes, o lucro líquido reduziu em R$ 333 milhões (31,4%) entre os trimestres em comparação.

Em bases anuais, **o lucro líquido** passou de R$ 4.303 milhões em 2024 para **R$ 2.858 milhões em 2025, ou seja, decréscimo de R$ 1.445 milhões ou 33,6%.** Essa redução é consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) variação de efeitos não recorrentes, com impacto líquido negativo de R$ 918 milhões, substancialmente devido a alienação de participação na TAG; (ii) efeito negativo de R$ 666 milhões do resultado financeiro líquido; (iii) aumento de R$ 320 milhões da depreciação e amortização; atenuado pelo (iv) aumento de R$ 273 milhões no Ebitda ajustado; e (v) redução de R$ 186 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes. Excluindo-se os efeitos não recorrentes o lucro líquido reduziu em R$ 527 milhões (15,6%) entre os anos em comparação.

| Evolução do Lucro Líquido | R$ milhões

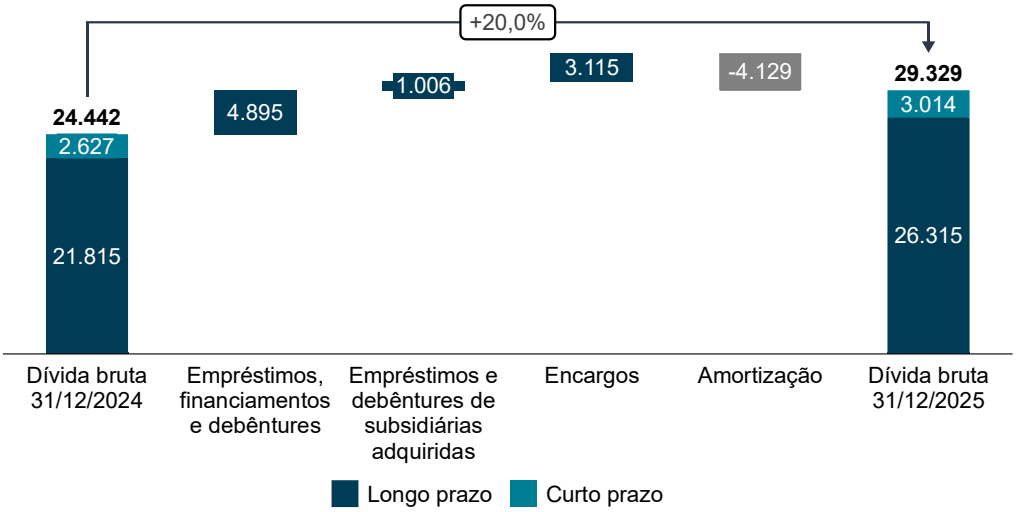


Endividamento

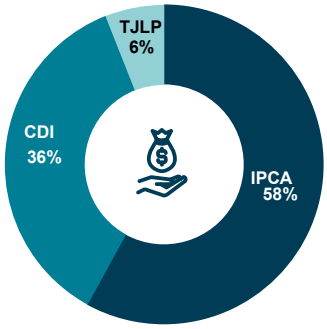
Em 31 de dezembro de 2025, a **dívida bruta total consolidada,** representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R$ 29.329 milhões — aumento de 20,0%** (R$ 4.887 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2024. O **prazo médio de vencimento da dívida** no fim do 4T25 era de **7,2 anos.**

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no ano de 2025: (i) R$ 4.086 milhões de emissão de debêntures; (ii) R$ 809 milhões de ingresso de empréstimos e financiamentos para construção de novos projetos; (iii) R$ 1.006 milhões de ingresso de empréstimos e debêntures por aquisição de subsidiárias; (iv) geração de R$ 3.115 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (v) R$ 4.129 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais.

| Evolução da Dívida Bruta | R$ milhões



| Composição da Dívida



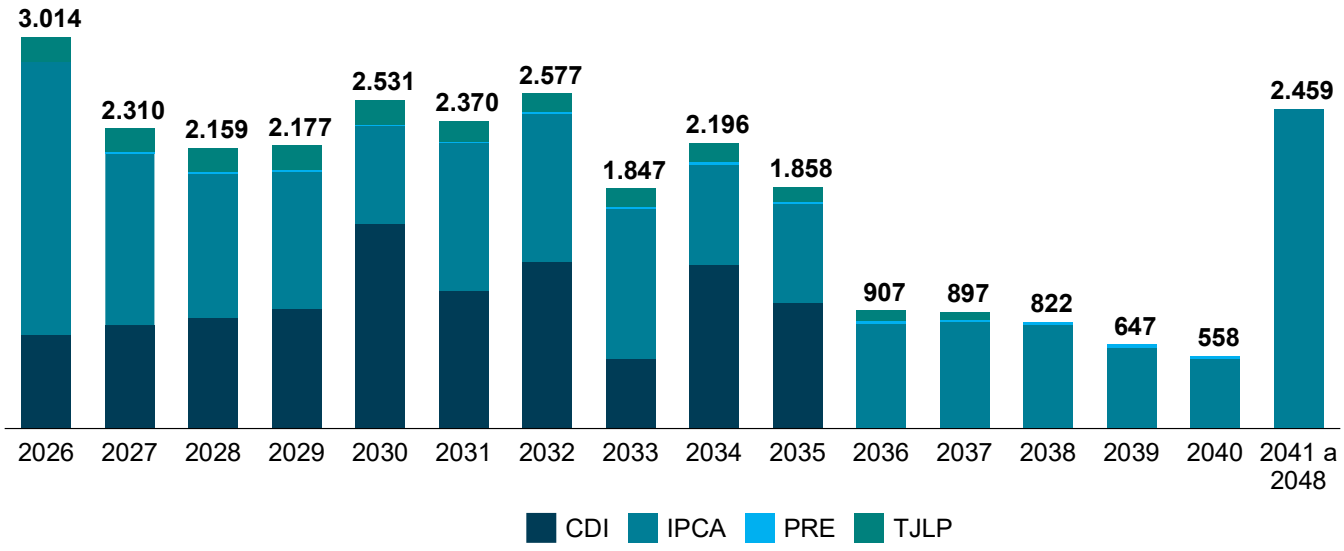
O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 4T25 foi 11,4% — equivalente a IPCA + 6,8% — 0,9 p.p. acima do registrado no fim do 4T24 (10,5% — equivalente a IPCA + 5,4%).

Em 31 de dezembro de 2025, 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$ 25.514 milhões, aumento de 26,8%** em relação ao registrado no 4T24.

| Dívida Líquida

(em R$ milhões)	31/12/2025	31/12/2024	Var. %
Dívida bruta	29.149	24.135	20,8
Resultado de operações de *hedge*	181	307	(41,2)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(457)	(357)	28,0
Caixa e equivalentes de caixa	(3.359)	(3.959)	(15,2)
Dívida líquida total	**25.514**	**20.126**	**26,8**
Dívida líquida/Ebitda ajustado últimos 12 meses	**3,3X**	**2,7X**	

| Cronograma de Vencimento da Dívida | R$ milhões



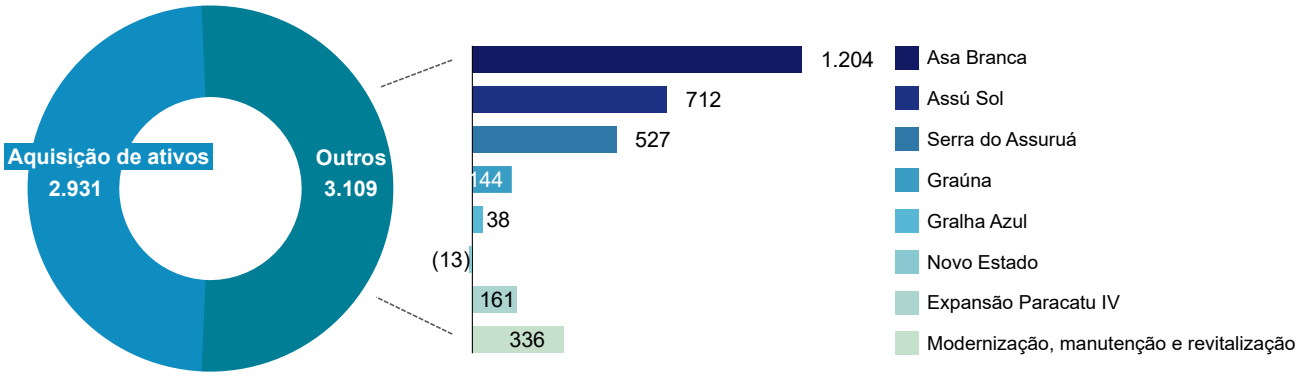
Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 4T25 alcançaram R$ 627 milhões, dos quais: (i) R$ 3 milhões pagos como complemento na aquisição de participação societária do Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (ii) R$ 516 milhões na construção de novos projetos, sendo: R$ 197 milhões na Asa Branca Transmissora de Energia, R$ 120 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, R$ 95 milhões na implantação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, R$ 73 milhões na Graúna Transmissora de Energia, R$ 21 milhões na execução do reforço da Subestação de Ponta Grossa, parte da Gralha Azul Transmissora de Energia e R$ 10 milhões na expansão da Usina Fotovoltaica Paracatu IV; (iii) R$ 72 milhões foram destinados à revitalização do parque gerador, principalmente em usinas hidrelétricas e solares; e (iv) R$ 36 milhões em projetos de modernização: R$ 35 milhões na Usina Hidrelétrica Jaguara, R$ 2 milhão na Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra e -R$ 1 milhão resultante de ajustes de adiantamentos e provisões incorridas durante a execução das melhorias na Usina Hidrelétrica Salto Osório.



No acumulado do ano de 2025, os investimentos da ENGIE Brasil Energia atingiram R$ 6.040 milhões, dos quais: (i) R$ 2.931 milhões referente a aquisição de novos ativos, sendo: (i.i) R$ 2.944 milhões na aquisição das Usinas Hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão — R$ 2.286 milhões pagos ao vendedor no fechamento da operação, como preço de compra ajustado, e assunção de R$ 658 milhões de dívida líquida (dívida total descontado caixa e depósitos vinculados) —; (i.ii) redução de R$ 16 milhões correspondentes ao ajuste do valor final na aquisição das usinas fotovoltaicas, após conclusão do laudo de incorporação; e (i.iii) R$ 3 milhões de complemento na aquisição de participação societária do Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (ii) R$ 2.773 milhões aplicados na construção dos novos projetos: R$ 1.204 milhões na Asa Branca Transmissora de Energia, R$ 712 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, R$ 527 milhões na implantação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, R$ 144 milhões na Graúna Transmissora de Energia, R$ 38 milhões na execução do reforço da Subestação de Ponta Grossa, parte da Gralha Azul Transmissora de Energia, R$ 161 milhões na expansão da Usina Fotovoltaica Paracatu IV, e -R$ 13 milhões na Novo Estado Transmissora de Energia, resultado de êxito em ação tributária, ocasionando redução do capex total do projeto; (iii) R$ 254 milhões destinados à revitalização do parque gerador, principalmente das usinas hidrelétricas e solares; e (iv) R$ 82 milhões destinados aos projetos de modernização: R$ 68 milhões na Usina Hidrelétrica Jaguara, R$ 4 milhão na Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra e R$ 10 milhões na Usina Hidrelétrica Salto Osório.

| Investimentos 2025 | R$ milhões



Dividendos e Juros Sobre o Capital Próprio

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 7 de agosto de 2025, o crédito de **dividendos intercalares** com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30 de junho de 2025, no valor de **R$ 719,2 milhões (R$ 0,88143194897 por ação), representando um *payout* de 55%** do lucro líquido distribuível do primeiro semestre de 2025. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos a partir de 22 de agosto de 2025. O pagamento ocorreu em 23 de dezembro de 2025.

Posteriormente, na reunião do dia 12 de dezembro de 2025, foi aprovada a distribuição de **juros sobre o capital próprio** referentes ao exercício de 2025, no valor de **R$ 100,0 milhões (R$ 0,08754276626 por ação)**. A data ex-juros sobre o capital próprio foi 19 de dezembro de 2025 e a data de pagamento será definida posteriormente pela Diretoria Executiva.

Adicionalmente, na Reunião do Conselho de Administração de 25 de fevereiro de 2026, foi aprovada a proposta de distribuição de **dividendos obrigatórios e complementares ao exercício de 2025, no montante de R$ 557,8 milhões (R$ 0,48828975686 por ação)**. A proposta mencionada será ratificada na Assembleia Geral Ordinária, a quem caberá definir as condições de crédito e pagamento.

O valor total de proventos proposto no ano de 2025 atingiu R$ 1.377,0 milhões (R$ 1,20542677239 por ação), equivalente a 55% do lucro líquido ajustado, com ***dividend yield* de 4,2%**. O valor por ação já considera o aumento de capital com bonificação de ações, realizada em dezembro de 2025.

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 ESG 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 31 de dezembro de 2025, das 133 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 65,6% da capacidade total operada pela Companhia.

Jornada pelo Clima

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

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

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

Destaques do Trimestre

- Foi efetivado o edital anual do programa **Mulheres do Nosso Bairro**, iniciativa voltada para a promoção do empreendedorismo feminino. O valor investido ultrapassa R$ 1,1 milhão, sendo **R$ 10 mil aplicado em cada um dos 115 projetos selecionados** nas regiões onde a ENGIE e seus parceiros atuam. Neste ano, foram contempladas inciativas de 63 cidades, de 17 estados. Como forma de reforçar o compromisso do programa com a equidade racial, no mínimo 50% de todos os projetos premiados foram destinados a mulheres negras. Além do valor em dinheiro para impulsionar o negócio, cada premiada recebe treinamentos na área de gestão empreendedora. A lista completa com as ganhadoras está disponível no site www.engie.com.br/mulheres-do-nosso-bairro.

- Ainda relacionado às ações de Responsabilidade Social corporativa, o **Programa Parcerias do Bem**, que mobiliza empresas de diferentes setores — incluindo 15 do setor de energia — para atuar em conjunto em ações de geração de renda, educação, saúde e cultura, completou seu quarto ano de execução celebrando 70 parceiros ativos e mais de R$ 9 milhões mobilizados desde seu início. A atuação conjunta reforça o compromisso com o 17º Objetivo de Desenvolvimento Sustentável da ONU, que incentiva parcerias para o desenvolvimento sustentável.



Evento Programa Parcerias do Bem

- A ENGIE Brasil Energia recebeu **dois importantes reconhecimentos durante a COP30** em Belém: o **Programa de Descarbonização de Fornecedores** da ENGIE Brasil foi um dos sete *cases* selecionados para compor a plataforma global *Business Action Bank*, por meio de uma iniciativa do *WBCSD (World Business Council for Sustainable Development*); e a ENGIE foi parte da celebração de **empresas que compõem os 3 Índices de Sustentabilidade** da Bolsa de Valores brasileira, B3 – ISE B3, ICO2 B3 e IDIVERSA B3.

- A Companhia foi destaque também na 3ª edição do **Prêmio de Intraempreendedorismo**, reforçando seu compromisso com a inovação e com o desenvolvimento de soluções de alto impacto para o negócio, obtendo posição de destaque em diversas categorias: Inovação de Sustentação (3º lugar), Inovação Aberta (3º lugar), Urgência Climática (3º lugar), dentre outras.

- O **1º Edital de Uso e Conservação da Água**, lançado este ano pela ENGIE Brasil Energia, selecionou cinco projetos, com ações previstas nos estados da Bahia, Ceará e Rio Grande do Norte, cobrindo de forma direta oito municípios. Foram 31 inscritos nesta primeira edição e cada projeto selecionado vai ganhar R$ 15 mil, totalizando R$ 75 mil em investimentos, que podem posteriormente ser replicados e amplificados. O objetivo do edital é promover iniciativas focadas na proteção, economia e recuperação de recursos hídricos no semiárido nordestino.

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 4T25 e 4T24.

| Indicadores de Sustentabilidade

Aspecto	Tema	Unid. de medida	Desempenho 4T25	Desempenho 4T24	Variação	Desempenho 12M25	Desempenho 12M24	Variação
E	Intensidade de emissões por geração de energia	$tonCO_2e$/MWh	0,0126	0,0154	-18,3%	0,0047	0,0054	-12,2%
	Intensidade de emissões por Receita Líquida	tCO2e/milhões R$	49,1	62,7	-21,7%	18,5	24,9	-25,7%
	Emissões totais (Escopo 1, 2 e 3)	Toneladas	167.952,0	205.111,6	-18,1%	237.548,4	279.748,2	-15,1%
	Intensidade de consumo de água	m^3/MWh	0,030	0,042	-29,4%	0,033	0,031	6,4%
	Pessoas engajadas - Programa de Relacionamento com a Comunidade "Conexão" [1]	Pessoas	23.739	26.480	-10,4%	94.005	122.251	-23,1%
S	Taxa de Frequência - Empregados próprios + prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,820	0,453	0,37 p.p.	0,580	0,274	0,31 p.p.
	Taxa de Frequência - Empregados próprios	nº acid/milhão horas	0,000	0,000	0,00 p.p.	0,000	0,000	0,00 p.p.
	Taxa de Frequência - Prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	1,080	0,520	0,56 p.p.	0,680	0,312	0,37 p.p.
	% de colaboradores treinados formalmente	%	2,6%	5,0%	-2,4 p.p.	99,0%	99,5%	-0,5 p.p.
	Taxa de rotatividade de colaboradores (turnover)	%	2,2%	3,9%	-1,7 p.p.	6,4%	9,1%	-2,7 p.p.
	Taxa de desligamento voluntário (turnover voluntário)	%	1,3%	0,9%	0,4 p.p.	3,7%	2,6%	1,0 p.p.
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Incentivados	R$	4.556.589	17.589.132	-74,1%	13.478.229	39.352.330	-65,7%
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Próprios	R$	1.305.468	1.303.648	0,1%	5.618.190	5.832.066	-3,7%
G	Investimento em Inovação	R$	23.429.359	17.889.596	31,0%	63.132.148	58.504.570	7,9%
	Total de colaboradores	Colaboradores	1.312	1.173	11,8%	1.312	1.173	11,8%
	% de colaboradores em operações certificadas (ISO 9.001, 14.001, 45.001)	%	81,0%	85,3%	-4,3 p.p.	81,0%	85,3%	-4,3 p.p.
	% de mulheres na Companhia	%	31,7%	32,1%	-0,4 p.p.	31,7%	32,1%	-0,4 p.p.
	% de mulheres em posições de liderança	%	31,8%	31,4%	0,4 p.p.	31,8%	31,4%	0,4 p.p.
	% colaboradores com deficiência	%	4,8%	5,1%	-0,3 p.p.	4,8%	5,1%	-0,3 p.p.

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

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 5 de novembro de 2025, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o **aumento de capital com emissão de 326.371.096 novas ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal, distribuídas aos seus acionistas, a título de bonificação**, no dia 1 de dezembro de 2025, na proporção de 1 nova ação para cada 2,5 ações ordinárias de sua titularidade. O benefício da bonificação foi estendido aos ADR, na mesma proporção das ações bonificadas.

Desempenho das Ações – EGIE3

No último trimestre de 2025, o Ibovespa registrou valorização de 10,2%, refletindo um cenário de maior otimismo no mercado doméstico. Esse desempenho foi impulsionado pelo fluxo consistente de capital estrangeiro, expectativas de início do ciclo de cortes na taxa Selic em 2026 e pelo bom resultado de empresas ligadas a setores como bancos, energia e commodities. Além disso, o ambiente internacional favorável, com sinais de flexibilização monetária em economias desenvolvidas, contribuiu para aumentar o apetite por ativos brasileiros. Apesar de alguma volatilidade pontual, o trimestre consolidou a tendência positiva do índice.

Já no ano de 2025, o Ibovespa teve um desempenho histórico, acumulando alta de 34,0%, a maior desde 2016. Durante o ano, o índice registrou 32 recordes de fechamento, impulsionado pelo aumento da confiança dos investidores e maior apetite ao risco. O ponto máximo foi alcançado em 4 de dezembro, com 164.455 pontos e, mesmo com a liquidez reduzida típica do fim de ano, encerrou o último pregão em 161.125 pontos.

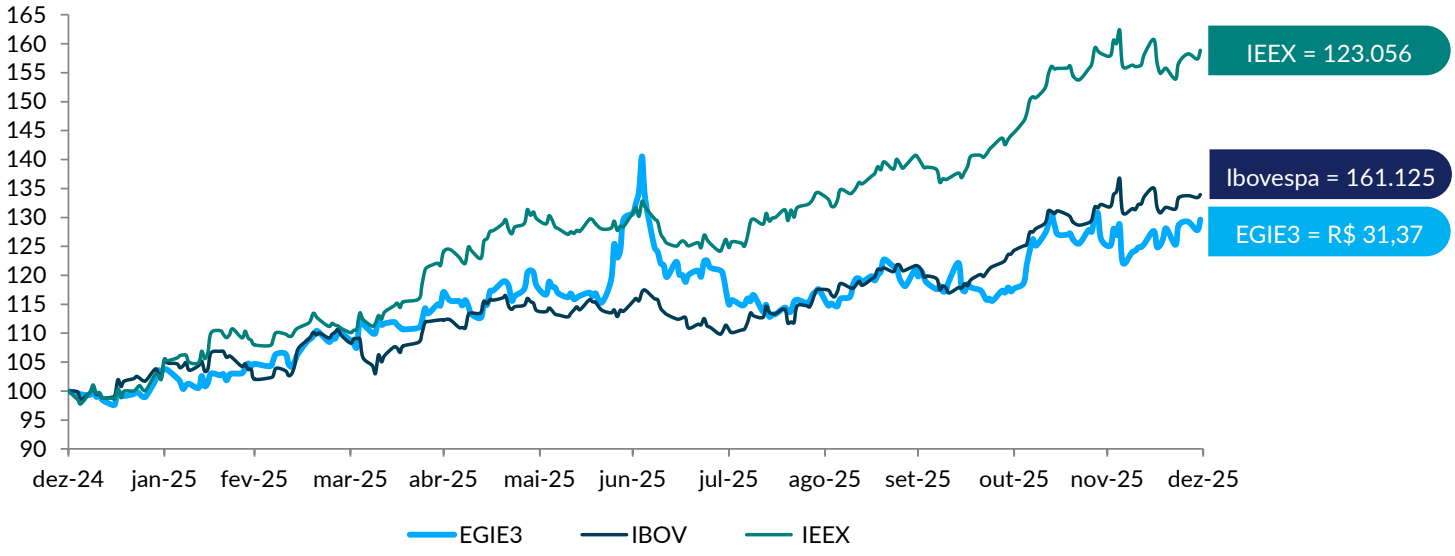
No 4T25, as ações da ENGIE Brasil Energia registraram valorização de 8,2%. No mesmo período, o Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) e o Ibovespa apresentaram desempenhos positivos de 13,3% e 10,2%, respectivamente.

Já no acumulado do ano de 2025, as ações da Companhia desempenharam positivamente em 29,6%, frente a valorização de 58,8% do IEEX e 34,0% do Ibovespa.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 59,2 milhões no 4T25, 6,1% acima do registrado no 4T24, quando atingiu R$ 55,8 milhões.

No último pregão de dezembro de 2025, as ações da Companhia encerraram cotadas a R$ 31,37/ação, **o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 35,8 bilhões.**

| EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX (Base 100 – 31/12/2024)



ANEXO 1

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – ATIVO

(Valores em R$ mil)	31/12/2025	31/12/2024
Ativo Circulante	**6.911.102**	**7.198.390**
Caixa e equivalentes de caixa	3.358.552	3.958.758
Contas a receber de clientes	1.322.661	1.174.405
Crédito de imposto de renda e contribuição social	517.755	490.704
Dividendos a receber	12	-
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	-	54.670
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	87.914	34.844
Depósitos vinculados	46.723	37.274
Ativo financeiro de concessão	414.211	395.040
Ativo de contrato	783.178	646.028
Outros ativos circulantes	375.519	402.090
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	4.577
Ativo Não Circulante	**48.401.807**	**42.913.911**
Realizável a Longo Prazo	**13.309.044**	**11.387.786**
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	44.323	55.305
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	28.497	7.289
Depósitos vinculados	486.458	360.682
Depósitos judiciais	92.677	72.591
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	36.899	43.234
Ativo financeiro de concessão	3.160.294	3.070.039
Ativo de contrato	8.710.991	7.028.394
Outros ativos não circulantes	748.905	750.252
Investimentos	**1.155.320**	**1.250.625**
Imobilizado	**28.182.030**	**24.857.228**
Intangível	**5.369.554**	**5.088.963**
Direito de uso de arrendamentos	**385.859**	**329.309**
Total	**55.312.909**	**50.112.301**

ANEXO 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO

(Valores em R$ mil)	31/12/2025	31/12/2024
Passivo Circulante	**6.158.138**	**7.273.026**
Fornecedores	916.391	1.061.422
Dividendos e juros sobre o capital próprio	121.521	1.595.587
Empréstimos e financiamentos	1.419.136	911.871
Debêntures	1.522.823	1.698.919
Ações preferênciais resgatáveis	22.873	10.142
Arrendamentos a pagar	49.492	38.459
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	835.932	796.725
Imposto de renda e contribuição social a pagar	204.438	323.212
Outras obrigações fiscais e regulatórias	165.011	142.120
Obrigações trabalhistas	161.375	130.989
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	87.336	29.139
Provisões	5.838	5.819
Obrigações com benefícios de aposentadoria	39.746	32.284
Outros passivos circulantes	606.226	496.338
Passivo Não Circulante	**35.240.278**	**30.558.877**
Empréstimos e financiamentos	13.753.916	12.931.409
Debêntures	11.963.481	8.105.450
Ações preferênciais resgatáveis	466.375	477.145
Arrendamentos a pagar	380.960	315.538
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	4.356.835	4.572.379
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	26.674	6.986
Provisões	702.793	598.429
Obrigações com benefícios de aposentadoria	215.828	231.977
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.762.822	2.519.353
Outros passivos não circulantes	610.594	800.211
Patrimônio Líquido	**13.914.493**	**12.280.398**
Capital social	6.863.707	4.902.648
Reserva de capital	(176.543)	(176.543)
Reservas de lucros	5.682.218	6.386.073
Dividendos adicionais propostos	525.890	348.033
Ajustes de avaliação patrimonial	(137.544)	(193.510)
Participação de acionista não controlador	1.156.765	1.013.697
Total	**55.312.909**	**50.112.301**

ANEXO 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	4T25	4T24	Var. %	12M25	12M24	Var. %
Receita Operacional Líquida	**3.417.629**	**3.270.906**	**4,5**	**12.860.075**	**11.218.635**	**14,6**
Custos Operacionais	**(1.977.004)**	**(1.674.952)**	**18,0**	**(6.853.514)**	**(5.112.053)**	**34,1**
Compras de energia	(483.267)	(446.074)	8,3	(1.392.681)	(1.563.232)	-10,9
Transações no mercado de energia de curto prazo	(136.389)	(79.713)	71,1	(439.469)	(133.521)	229,1
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(212.628)	(181.859)	16,9	(804.182)	(706.434)	13,8
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(63.256)	(53.346)	18,6	(186.302)	(224.602)	-17,1
Pessoal	(86.235)	(64.821)	33,0	(294.324)	(254.733)	15,5
Materiais e serviços de terceiros	(171.353)	(195.291)	-12,3	(583.751)	(514.365)	13,5
Depreciação e amortização	(374.534)	(278.871)	34,3	(1.350.328)	(1.031.423)	30,9
Seguros	(65.320)	(35.772)	82,6	(181.028)	(121.585)	48,9
Constituição de provisões operacionais, líquida	4.854	3.678	32,0	(17.203)	8.495	-302,5
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(369.437)	(316.661)	16,7	(1.500.771)	(462.567)	224,4
Outros	(19.439)	(26.222)	-25,9	(103.475)	(108.086)	-4,3
Lucro Bruto	**1.440.625**	**1.595.954**	**-9,7**	**6.006.561**	**6.106.582**	**-1,6**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(117.937)**	**(129.216)**	**-8,7**	**(425.640)**	**861.354**	**-149,4**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(139.797)	(147.330)	-5,1	(519.381)	(508.070)	2,2
Reversão de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	-	14.104	-100,0	-	45.061	-100,0
Alienação de subsidiária e de participação societária em controlada em conjunto	-	25.095	-100,0	20.309	1.352.048	-98,5
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	21.860	(21.085)	-203,7	73.432	(27.685)	-365,2
Resultado de Participações Societárias	**155.520**	**218.532**	**-28,8**	**687.404**	**714.115**	**-3,7**
Equivalência patrimonial	155.520	218.532	-28,8	687.404	714.115	-3,7
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**1.478.208**	**1.685.270**	**-12,3**	**6.268.325**	**7.682.051**	**-18,4**
Resultado Financeiro	**(645.447)**	**(447.203)**	**44,3**	**(2.641.807)**	**(1.976.080)**	**33,7**
Receitas financeiras	152.998	133.316	14,8	729.335	622.113	17,2
Despesas financeiras	(661.736)	(361.104)	83,3	(2.754.420)	(1.842.511)	49,5
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(136.709)	(219.415)	-37,7	(616.722)	(755.682)	-18,4
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**832.761**	**1.238.067**	**-32,7**	**3.626.518**	**5.705.971**	**-36,4**
Imposto de renda	(73.263)	(83.275)	-12,0	(542.142)	(983.859)	-44,9
Contribuição social	(33.489)	(65.048)	-48,5	(226.457)	(419.271)	-46,0
Lucro Líquido do Exercício	**726.009**	**1.089.744**	**-33,4**	**2.857.919**	**4.302.841**	**-33,6**
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	617.451	1.068.913	-42,2	2.582.841	4.279.349	-39,6
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética, Maracanã e Lar do Sol	108.558	20.831	421,1	275.078	23.492	1.070,9
Número de Ações Ordinárias	**1.142.298.836**	**1.142.298.836**		**1.142.298.836**	**1.142.298.836**	
Lucro Líquido por Ação	**0,5405**	**0,9358**	**-42,2**	**2,2611**	**3,7463**	**-39,6**

ANEXO 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	12M25	12M24
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	3.626.519	5.705.971
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(687.404)	(714.115)
Depreciação e amortização	1.392.171	1.072.024
Reversão de impairment	-	(45.061)
Juros e variação monetária	2.504.934	1.782.033
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	616.722	755.682
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	(1.336.133)
Alienação de subsidiária	(20.309)	(15.915)
Ajuste a valor de mercado de títulos e valores mobiliários	105.343	(100.084)
Repactuação do risco hidrológico	(9.858)	-
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(491.296)	(498.797)
Remuneração de ativo de contrato	(1.033.621)	(934.643)
Perdas não realizadas em operações de *trading*, líquidos	3.607	11.622
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	(1.509.763)	(499.463)
Perdas por ineficiência na construção	117.939	3.231
Outros	2.173	21.615
Lucro Ajustado	**4.617.157**	**5.207.967**
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	(119.000)	(51.716)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(36.913)	(36.878)
Depósitos vinculados e judiciais	(40.035)	13.012
Ativo financeiro de concessão	381.870	367.259
Ativo de contrato	689.965	611.231
Outros ativos	82.323	83.398
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	23.535	40.313
Obrigações fiscais e regulatórias	(2.709)	(18.822)
Obrigações trabalhistas	30.387	(5.398)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(48.677)	(45.078)
Outros passivos	25.421	374.443
Caixa Gerado pelas Operações	**5.603.324**	**6.539.731**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(1.642.118)	(1.377.917)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(615.695)	(1.007.572)
Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais	**3.345.511**	**4.154.242**
Atividades de Investimento	**(3.679.998)**	**(5.910.504)**
Dividendos e JCP recebidos, líquidos de imposto de renda	704.351	937.500
Aquisição de subsidiárias	(2.286.053)	(2.361.046)
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida	242.397	271.494
Aplicação no imobilizado e no intangível	(1.752.248)	(6.646.060)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	2.766.468
Redução de capital em controladas	234.313	-
Ajuste de preço na aquisição de subsidiárias	16.320	-
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	(4.007)	(104.225)
Recebimento pela alienação de subsidiária, líquido dos custos de venda	20.309	52.679
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária alienada	(10.308)	(19.873)
Pagamento de parcelas de concessões (Uso de Bem Público)	(844.068)	(806.480)
Outros	(1.004)	(961)
Atividades de Financiamento	**(265.719)**	**459.253**
Ingresso de instrumentos de dívida	4.895.264	4.016.631
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de hedge	(2.486.873)	(2.462.243)
Pagamento de dividendos e JCP bruto de imposto de renda	(2.741.349)	(1.133.999)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	67.239	38.864
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(600.206)**	**(1.297.009)**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	3.958.758	5.255.767
Saldo final	3.358.552	3.958.758
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(600.206)**	**(1.297.009)**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	704.363	612.500
Dividendos e juros sobre capital próprio prescritos	14.380	16.934
ICMS sobre venda de energia elétrica	(114.326)	11.833
Remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	10.834	(123.726)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(22.228)	153.306
Fornecedores de imobilizado e intangível	(309.170)	166.884
Renúncia de dividendos de subsidiárias adquiridas	(48.971)	-
Pagamento de parcela não efetiva do hedge de obrigações (Fornec. de imobilizado e intangív	-	(106.336)
Baixa de investimento pela alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	(1.430.335)
Baixa de investimento pela alienação de subsidiária	-	(34.975)
Ativos líquidos de controladas adquiridas	1.506.374	1.204.362
Passivo contingente na aquisição de subsidiária	30.086	-

ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

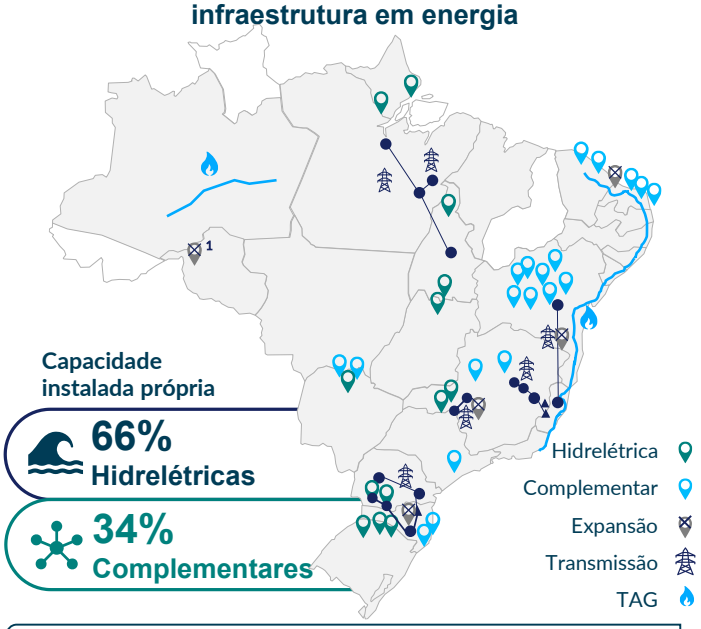
FACT SHEET 4T25

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 31.12.2025, seu valor de mercado era de R$ 35,8 bilhões e sua capacidade instalada própria totalizava **10.685 MW**, composta por **133 usinas**, das quais 13 são hidrelétricas e 120 complementares: uma a biomassa, 88 eólicas, duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e 29 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.

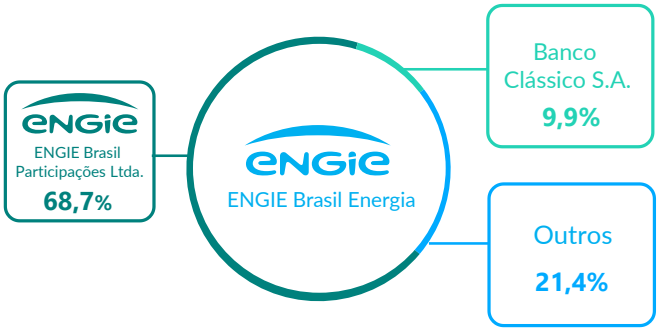
Portfólio equilibrado de negócios em infraestrutura em energia



Capacidade instalada própria de geração de energia de **10.685 MW (5.200 MWm), 3.205 Km** de linhas de transmissão em operação e participação de **17,5% na TAG.**

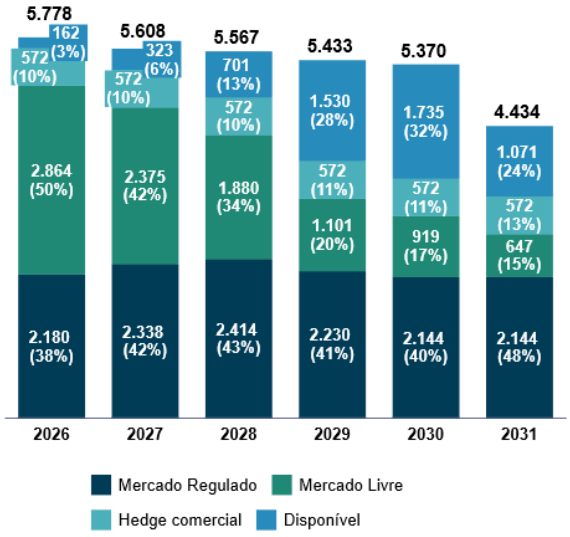
Composição Acionária

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



Balanço de Energia

Balanço de Energia (% do total; em MWm) | *em 31/12/2025*



EGIE B3 LISTED NM · IBOVESPA B3 · IEE B3 · ITAG B3

ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

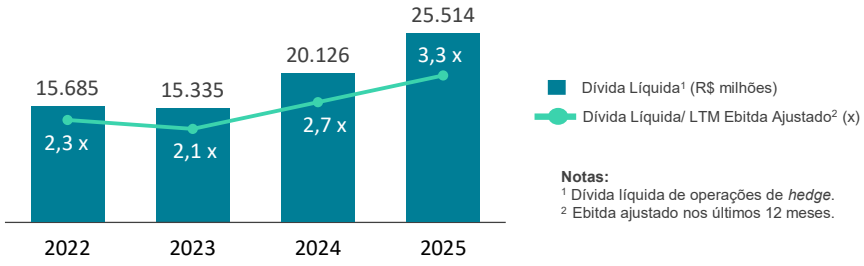
FACT SHEET 4T25

Consolidado (em R$ milhões)	4T25	4T24	Var.	12M25	12M24	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.418	3.271	**4,5%**	12.860	11.219	**14,6%**
Resultado do Serviço (EBIT)	1.479	1.685	**-12,2%**	6.268	7.682	**-18,4%**
Ebitda ajustado [1]	1.863	1.934	**-3,7%**	7.640	7.367	**3,7%**
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas [2]	1.820	1.766	**3,1%**	7.105	6.907	**2,9%**
Ebitda / ROL - (%) ajustada [1]	54,5	59,1	**-4,6 p.p.**	59,4	65,7	**-6,3 p.p.**
Lucro Líquido ajustado	727	1.060	**-31,4%**	2.845	3.372	**-15,6%**
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [3]	20,4	27,4	**-7,0 p.p.**	20,4	27,4	**-7,0 p.p.**
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [4]	13,9	17,1	**-3,3 p.p.**	13,8	17,2	**-3,4 p.p.**
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [5]	6.301	6.110	**3,1%**	5.491	6.173	**-11,0%**
Energia Vendida (MW médios) [6]	4.867	4.332	**12,3%**	4.559	4.106	**11,0%**
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [7]	210,66	224,93	**-6,3%**	213,18	220,79	**-3,4%**
Número de Empregados - Total	1.350	1.210	**11,6%**	1.350	1.210	**11,6%**

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 Jaguara e Miranda).
[7] Líquido de impostos sobre a venda e operações de trading.

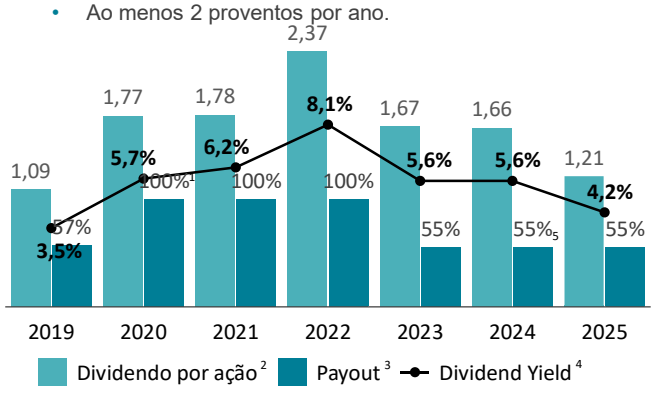
Endividamento (R$ milhões)



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

Política de Dividendos

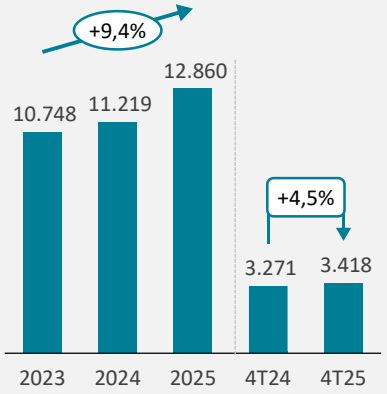
- Dividendo mínimo estatutário: **30%** do lucro líquido distribuível.
- Compromisso da Administração: *payout* mínimo de **55%** do lucro líquido distribuível.
- Ao menos 2 proventos por ano.



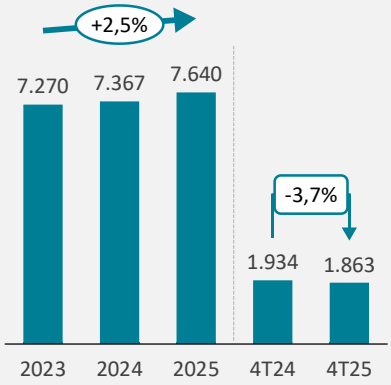
Notas:
1 Considerando *payout* equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-repactuação do risco hidrológico.
2 Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente da bonificação aprovada em 07/12/2018 e em 05/11/2025.
3 Considera o lucro líquido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

ISEB3 **ICO2 B3** **IDIVERSA B3**

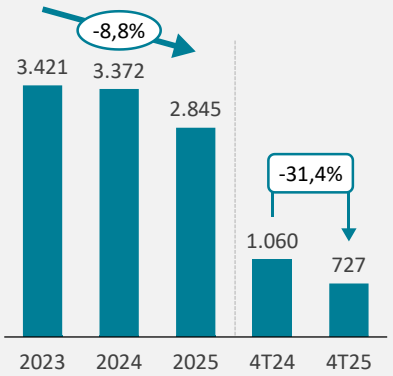
Receita líquida (R$ milhões)



Ebitda ajustado (R$ milhões)



Lucro líquido ajustado (R$ milhões)



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

