



APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS 2T26

5 de agosto de **2026**



ENGIE Brasil Energia S.A.



Aviso Importante

Este material pode incluir declarações que representem expectativas sobre eventos ou resultados futuros de acordo com a regulamentação de valores mobiliários brasileira e internacional. Essas declarações estão baseadas em certas suposições e análises feitas pela **ENGIE Brasil Energia S.A.** (“ENGIE Brasil Energia” ou “Companhia”), de acordo com a sua experiência e o ambiente econômico, nas condições de mercado e nos eventos futuros esperados, muitos dos quais estão fora do controle da **ENGIE Brasil Energia**. Fatores importantes que podem levar a diferenças significativas entre os resultados reais e as declarações de expectativas sobre eventos ou resultados futuros incluem a estratégia de negócios da **ENGIE Brasil Energia**, as condições econômicas brasileira e internacional, tecnologia, estratégia financeira, desenvolvimentos da indústria de serviços

públicos, condições hidrológicas, condições do mercado financeiro, incerteza a respeito dos resultados de suas operações futuras, planos, objetivos, expectativas e intenções e outros fatores. Em razão desses fatores, os resultados reais da **ENGIE Brasil Energia** podem divergir significativamente daqueles indicados ou implícitos nas declarações de expectativas sobre eventos ou resultados futuros.

As informações e opiniões aqui contidas não devem ser entendidas como recomendação a potenciais investidores e nenhuma decisão de investimento deve se basear na veracidade, atualidade ou completude dessas informações ou opiniões. Nenhum dos assessores da **ENGIE Brasil Energia** ou partes a eles relacionadas ou seus representantes terá qualquer responsabilidade por quaisquer perdas que possam decorrer da utilização ou do

conteúdo desta apresentação.

Este material inclui declarações acerca de eventos futuros sujeitas a riscos e incertezas, as quais baseiam-se nas atuais expectativas e projeções sobre eventos futuros e tendências que podem afetar os negócios da **ENGIE Brasil Energia**.

Essas declarações incluem projeções de crescimento econômico e demanda e fornecimento de energia, além de informações sobre posição competitiva, ambiente regulatório, potenciais oportunidades de crescimento e outros assuntos. Inúmeros fatores podem afetar adversamente as estimativas e suposições nas quais essas declarações se baseiam.

SUMÁRIO

01.

**Destques e
Indicadores ESG**

04

02.

**Destques
operacionais**

08

03.

**Desempenho
Financeiro**

13

04.

Expansão

22

05.

Material de Apoio

28

01.

DESTAQUES E

INDICADORES

ESG



Oferta Primária de Ações (EGIE3 Follow-on):



O Conselho de Administração aprovou, em 10 de junho, a realização de **Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações e a convocação de AGE** para aprovação do valor atribuído às ações da **Jirau Energia detidas pela controladora**.



Na AGE de 02 de julho, foi **aprovado exclusivamente pelos minoritários**, o **Laudo de Avaliação e o valor das ações da Jirau Energia**, para fins de integralização ao capital.

Valor atribuído: R\$ 5,74 bilhões

Participação de 40% na Jirau Energia



Em **17 de julho**, ocorreu a **liquidação das 274.082.684 ações**, emitidas no âmbito da **Oferta Pública** e a Companhia passou a deter diretamente a **participação de 40% na Jirau Energia**.

Valor total da oferta: R\$ 8,36 bilhões

Participação dos minoritários: R\$ 2,62 bilhões



A Companhia reconheceu no 2T26, a **adesão ao mecanismo de repactuação do Uso do Bem Público (UBP)**, referente às obrigações futuras associadas às **UHEs Cana Brava e Ponte de Pedra**. A **liquidação financeira** ocorreu em **20 de julho**, com o pagamento total de R\$ 2,23 bilhões.



Em 31 de julho, foi aprovada em AGE a **incorporação** pela Companhia de sua **subsidiária integral, Companhia Energética do Jari – CEJA**, visando simplificar a estrutura organizacional.

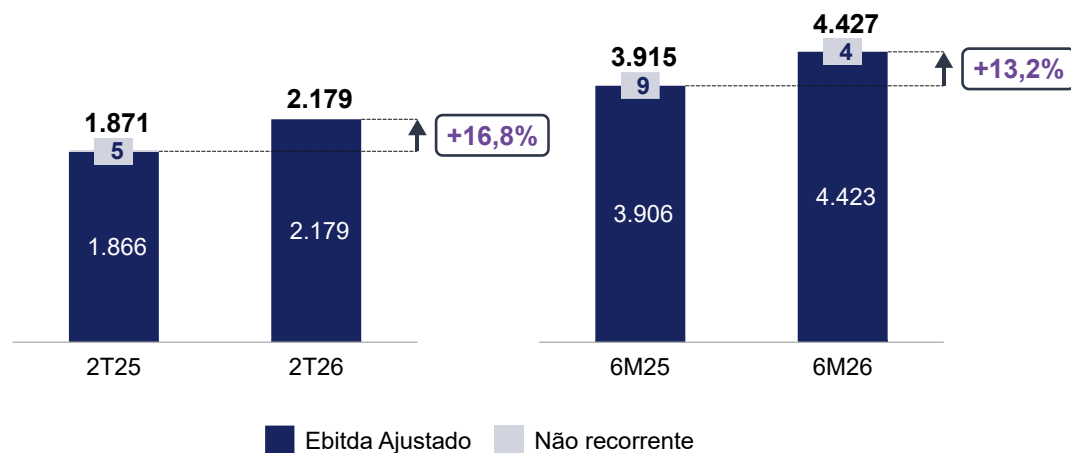


Distribuição de dividendos intercalares: R\$ 770,8 milhões (R\$ 0,5442/ação), equivalente a 55% do lucro líquido distribuível do **1º semestre de 2026, desconsiderando o reconhecimento do ganho financeiro com a repactuação do UBP**.

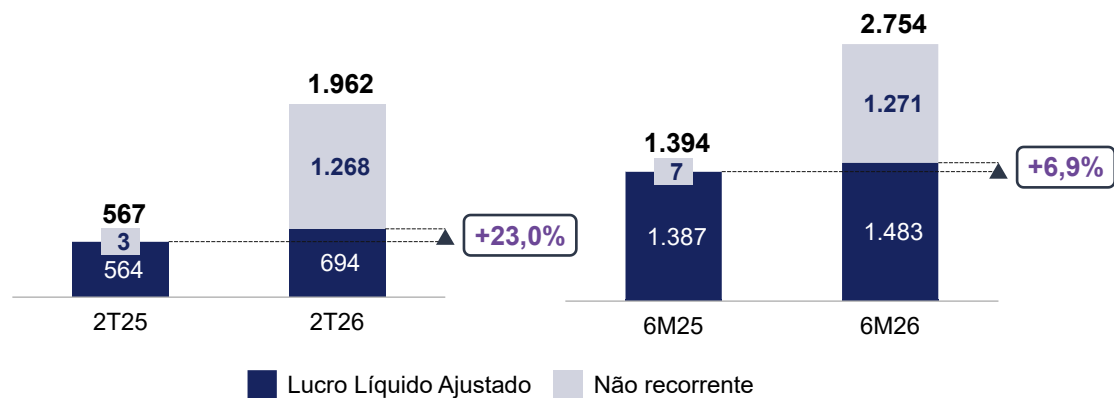
- Ex-dividendos a partir de **21/08/2026**.
- Data de pagamento será definida posteriormente.

Destaques

Ebitda Ajustado¹ (R\$ milhões)



Lucro Líquido Ajustado (R\$ milhões)



Principais drivers do resultado vs. 2T25

Segmento Geração

↑ R\$ 269 milhões

Segmento Transmissão

↑ R\$ 113 milhões

Resultado Equivalência Patrimonial (TAG)

↓ R\$ 69 milhões

Depreciação e amortização

↓ R\$ 89 milhões

Resultado Financeiro

↓ R\$ 69 milhões

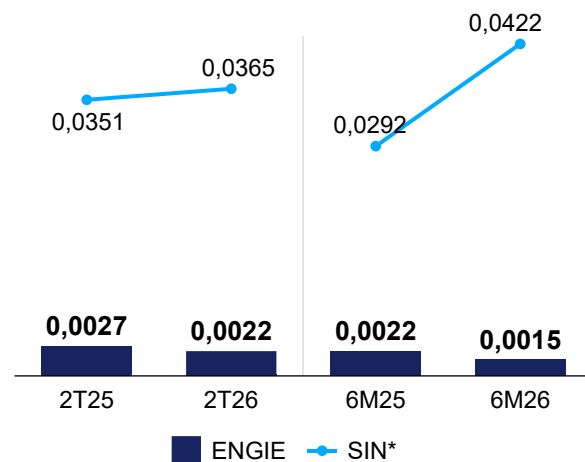
IR e CSLL

↓ R\$ 25 milhões

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

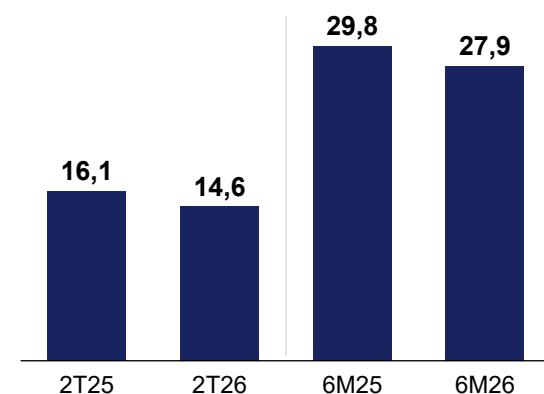
Indicadores ESG

Intensidade de emissões¹ (tCO₂e/MWh)



*Fonte: Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação

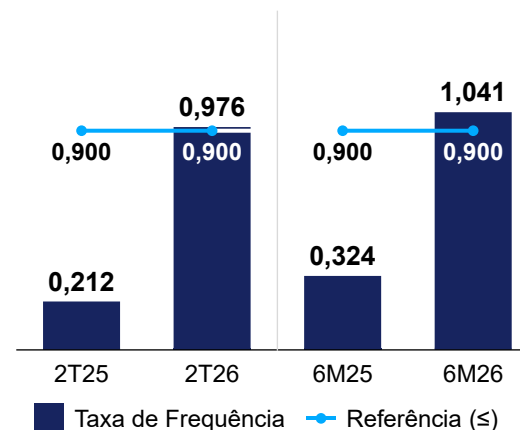
Investimento em Inovação² (R\$ milhões)



Notas: ¹ Dados de emissões sujeitos a revisão após a consolidação anual no inventário de emissões.

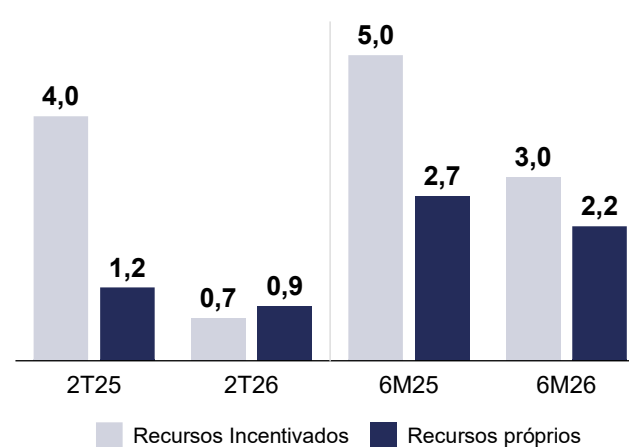
² Investimentos em 2026 passaram a ser divulgados por valor realizado, ante montante provisionado adotado anteriormente.

Saúde e segurança – taxa de frequência (colaboradores próprios + prestadores de serviços)*

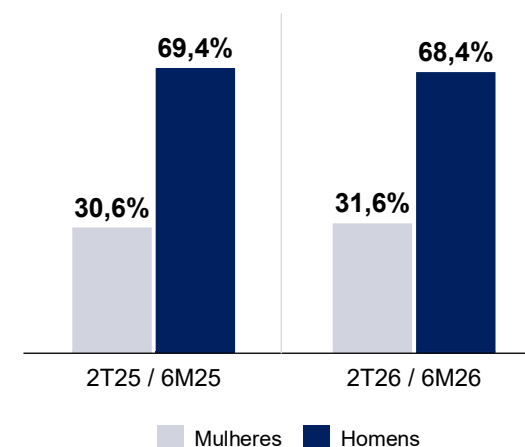


*Nº de acidentes/ milhão de horas de exposição a riscos

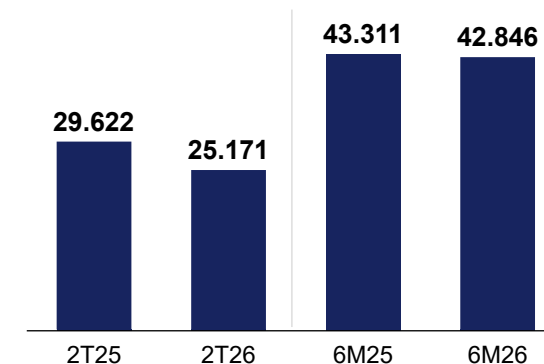
Investimentos Resp. Social (R\$ milhões)



Distribuição de gênero em posições de liderança (%)



Pessoas engajadas – programa de relacionamento com a comunidade “conexão”



02.

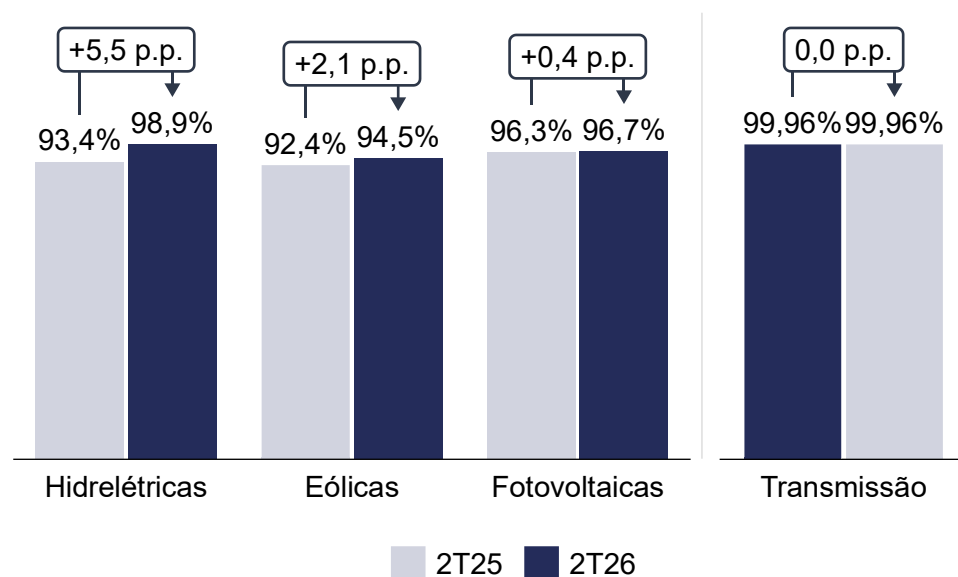
DESTAQUES

OPERACIONAIS



Índice de Disponibilidade dos Ativos

Excelência operacional nos ativos de geração e transmissão

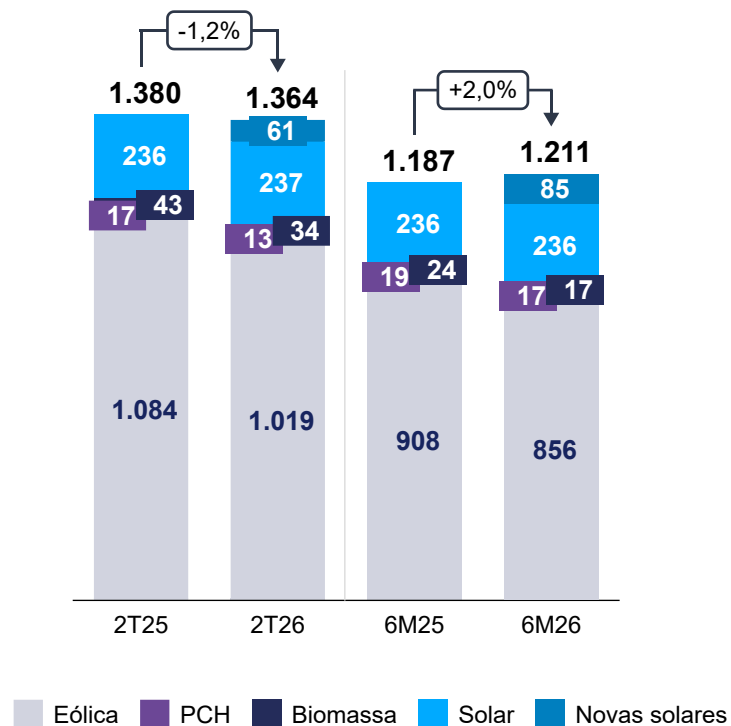


Nota: Considerando-se paradas programadas e forçadas.

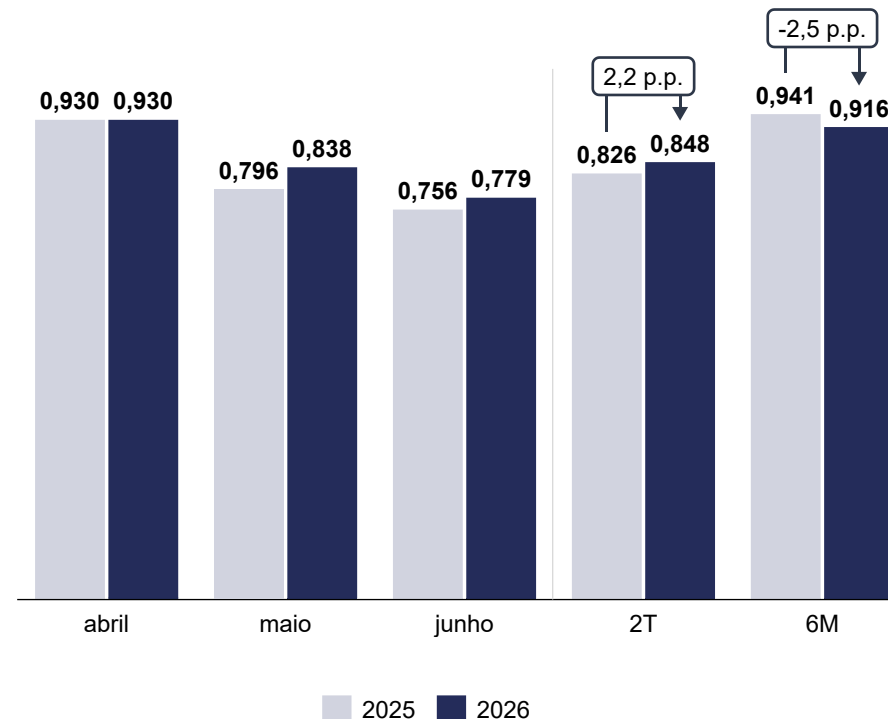
Geração de Energia

Incremento de geração solar impulsionado pelo crescimento orgânico
Geração hídrica do MRE superior ao 2T25, medida pelo GSF¹

Geração por Fonte Complementar (MW médios)



Generating Scaling Factor (GSF')

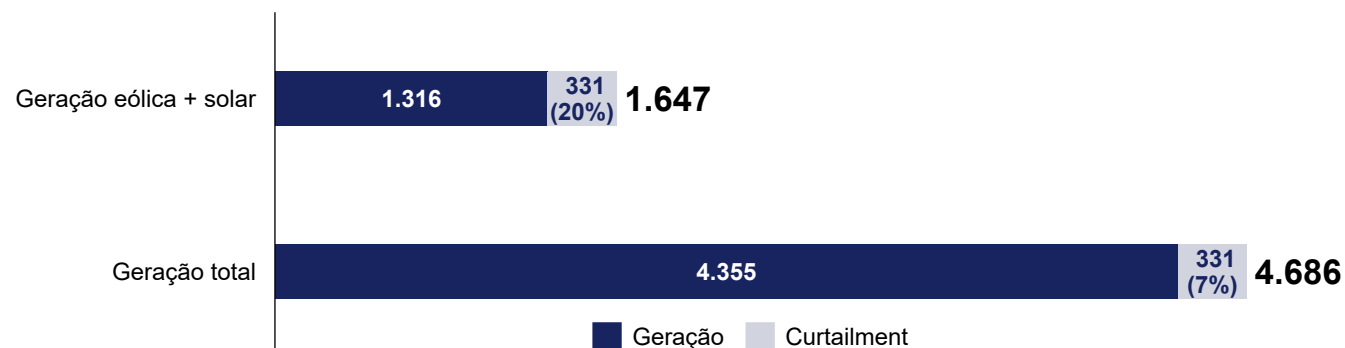


Nota:

¹GSF': sem efeitos da sazonalização dos agentes.

Geração de Energia: *Curtailment*

% de *Curtailment* sobre Geração – 2T26 (MWm)



% de *Curtailment** por fonte

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

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



Curtailment no 2T26 4 p.p. acima do 2T25.

Ressarcimento do curtailment:
(Portaria MME 140/2026, publicada em 21/07/2026)

Período de compensação:
1º de setembro de 2023 até 25 de novembro de 2025;

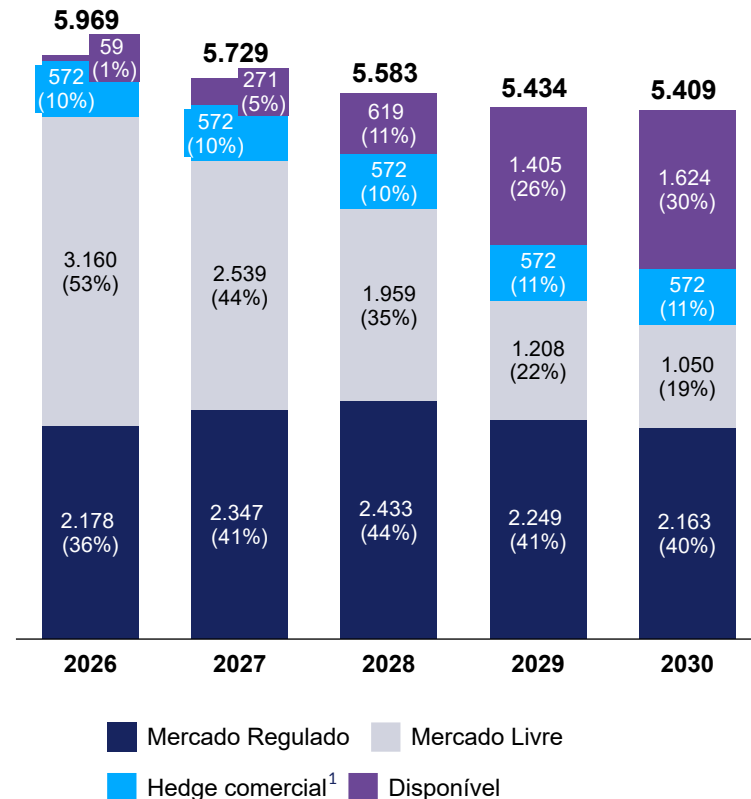
Compensação: indisponibilidade externa e confiabilidade elétrica;

Termo de compromisso: prazo de 20 dias para manifestar o interesse prévio.

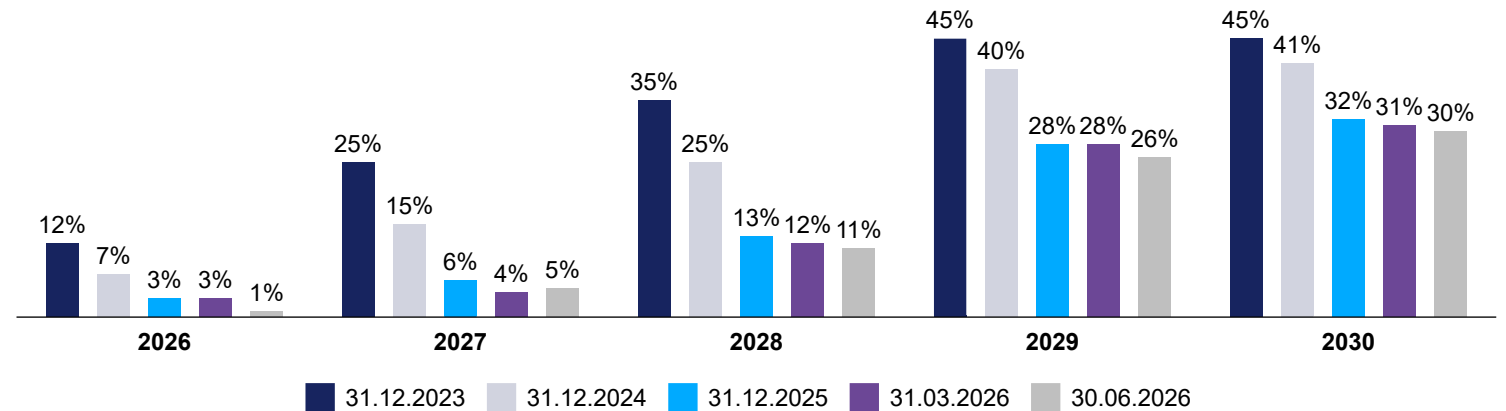
Estratégia de Comercialização de Energia

Venda gradativa da energia, com preservação de hedge para proteção contra riscos do portfólio

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



Energia descontratada em relação à disponibilidade de um dado período



Evolução número de
clientes livres e
unidades consumidoras



2.790

(+42,3% em rel. 2T25)

Número de consumidores
livres no 2T26²



4.981

(+21,7% em rel. 2T25)

Unidades Consumidoras
atendidas no 2T26²

Notas:

¹ Hedge comercial indicativo, podendo flutuar dependendo das condições de mercado.

² Considera todas as unidades consumidoras com contratos vigentes.

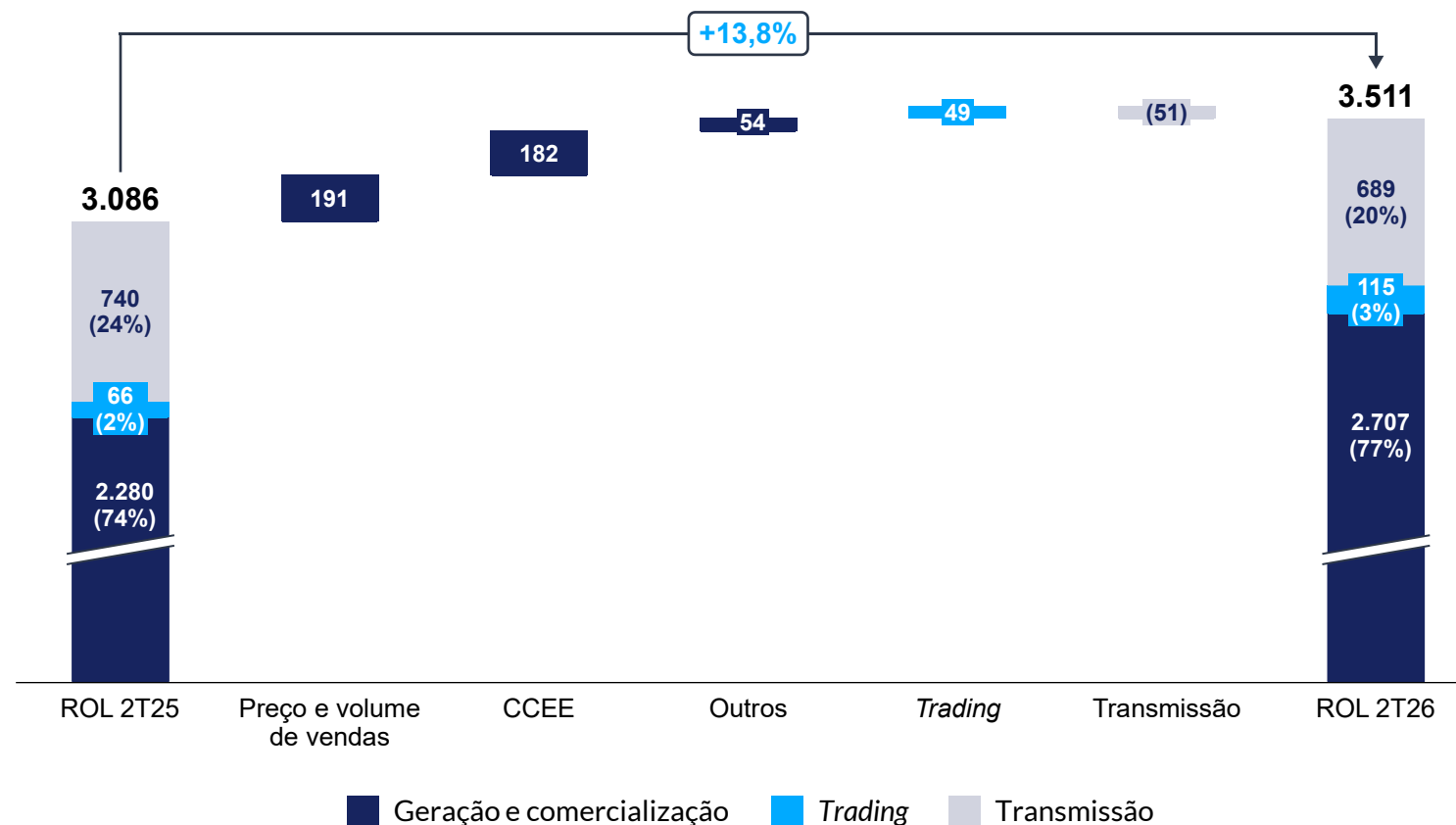
03.

DESEMPENHO FINANCEIRO



Evolução da Receita Operacional Líquida

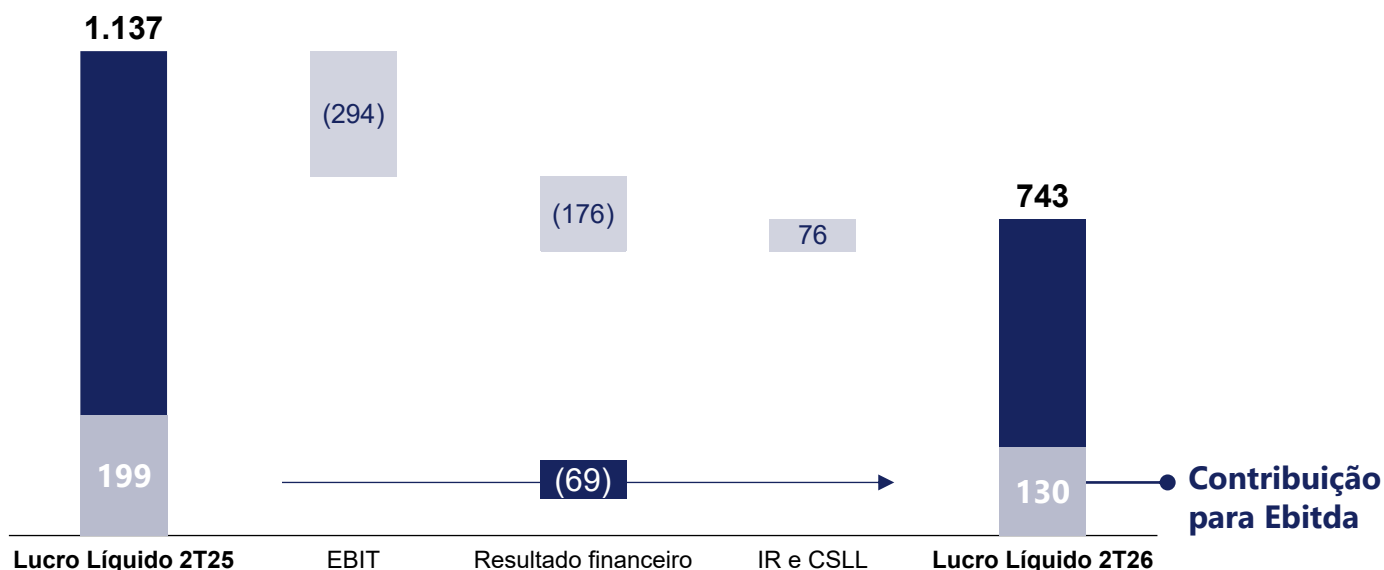
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)



Resultado de Participações Societárias

Contribuição do Resultado da Transportadora Associada de Gás (TAG) ao Ebitda da Companhia

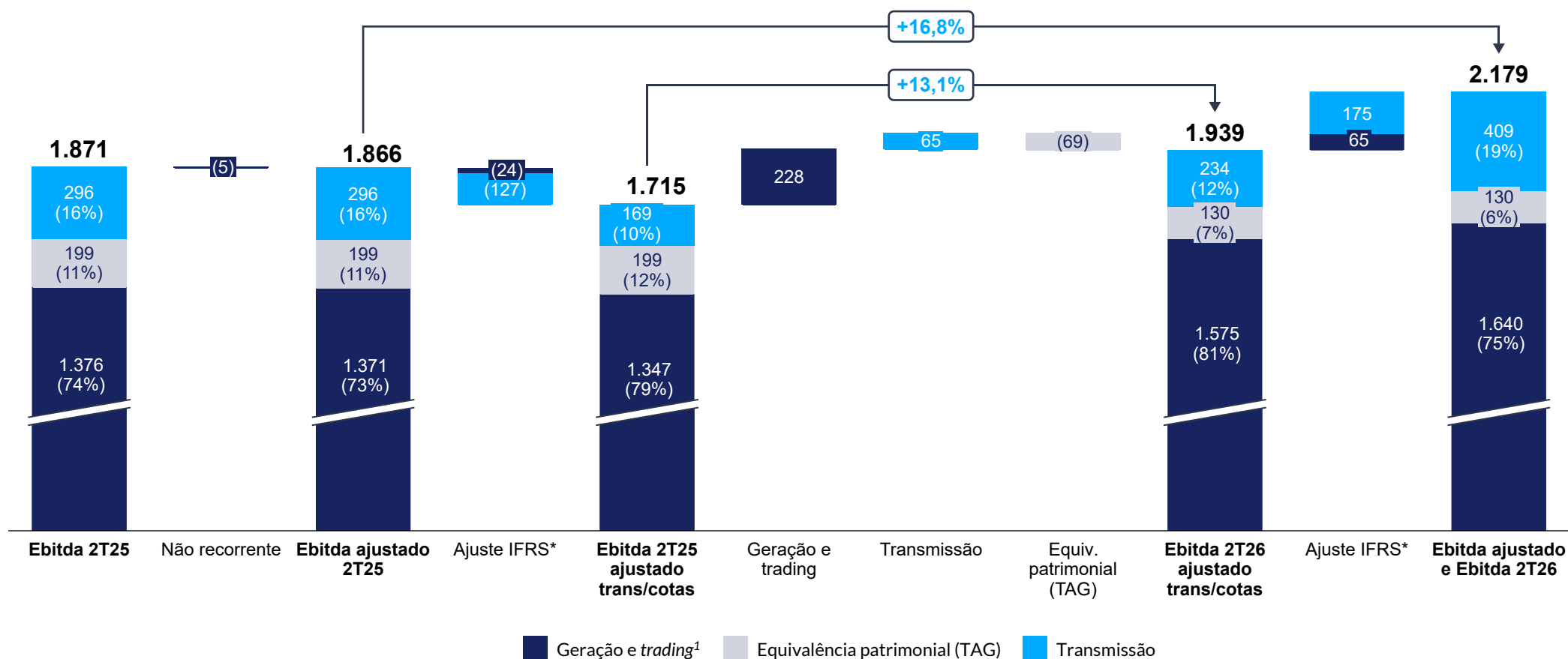
Evolução lucro líquido TAG (R\$ milhões)



Participação de **17,5%** na TAG, resultou na contribuição de **R\$ 130 milhões** no Ebitda da Companhia no **2T26**, via equivalência patrimonial.

Evolução do Ebitda

Ebitda (R\$ milhões)



Notas:

¹ Contempla o resultado dos segmentos de geração e trading.

*IFRS: *International Financial Reporting Standards* (Normas Internacionais de Contabilidade)

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

Repactuação UBP (Uso do Bem Público)

Geração de valor

Em 20 de julho foi concluída a liquidação da repactuação das parcelas vincendas à título de UBP para as concessões das **UHEs Cana Brava e Ponte de Pedra**.



Usina Hidrelétrica	Pagamento Anual (em R\$ mil) em 31.12.2025	Vencimento
Cana Brava	553,486	até 30.09.2033
Ponte de Pedra	219,710	até 30.11.2034
São Salvador	91,193	até 30.04.2037
Estreito	8,991	até 27.04.2040
Jari	3,120	até 01.12.2045
Cachoeira Caldeirão	1,357	até 01.08.2048

➔ **R\$ 773 milhões / ano**
Pagamento encerrado

➔ **R\$ 105 milhões / ano**
Pagamento mantido



Principais etapas:

- ✓ 16/abril: aprovação CA
- ✓ 30/abril: adesão formal
- ✓ 08/06: assinatura do Termo Aditivo
- ✓ 20/07: liquidação financeira

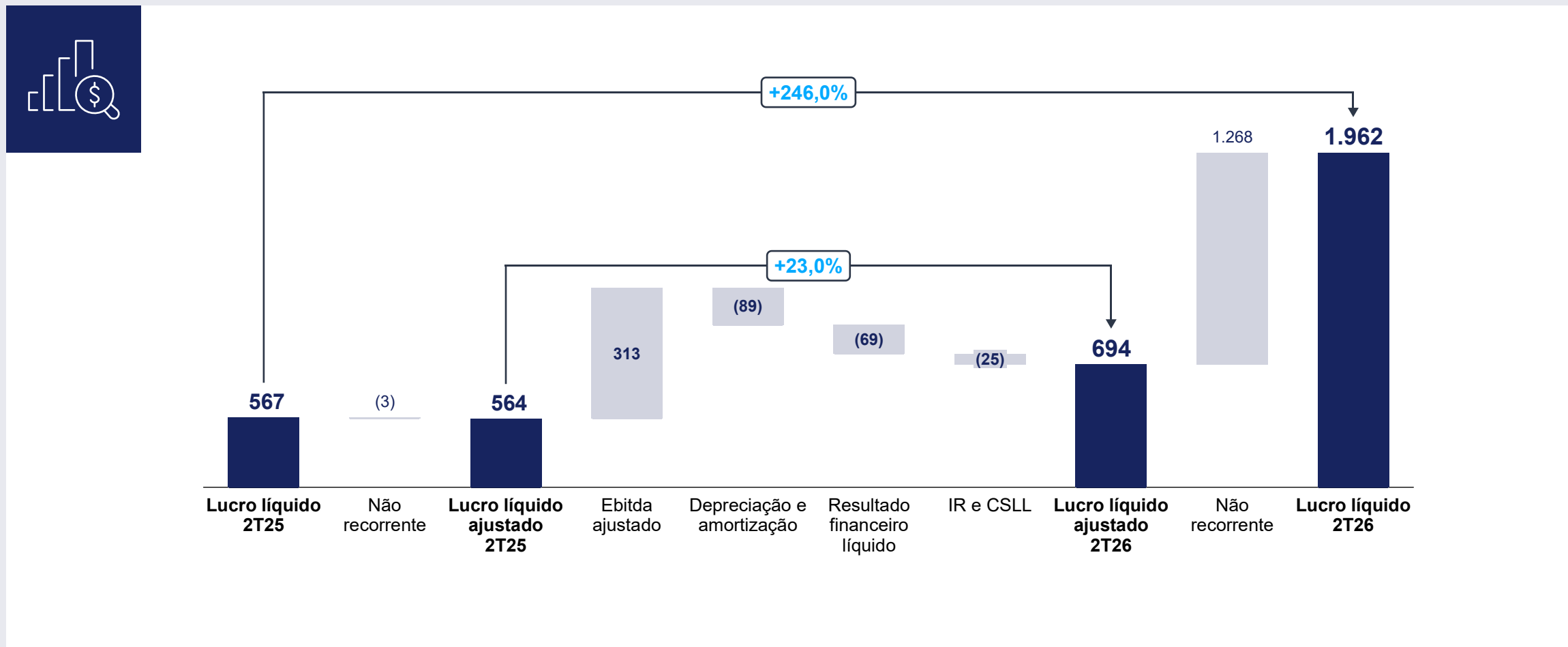
Notas:

¹ Saldo de dez/25 após correção do passivo pela SELIC e desconto dos pagamentos efetuados no período.

² Valor final pago em 16/07/2026 (UHPP) e 20/07/2026 (UHCB).

Evolução do Lucro Líquido (R\$ milhões)

Não recorrente no 2T26 devido ao ganho de capital da UBP, líquido de impostos



Endividamento Equilibrado

Sem exposição cambial



Controle da dívida



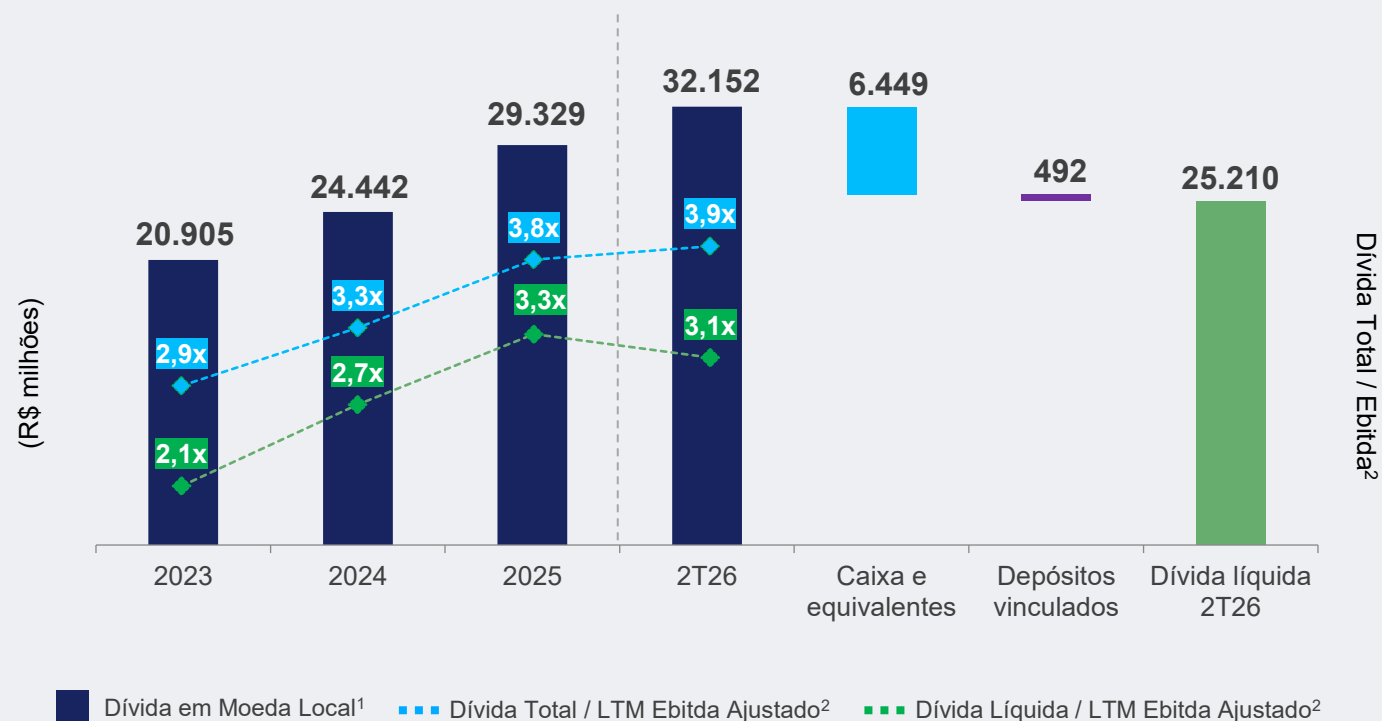
gestão ativa dos custos
do endividamento



decisões de investimentos
com **disciplina financeira**

asseguram níveis equilibrados
da relação Dívida Líquida/Ebitda.

Overview da dívida (R\$ milhões)



Notas:

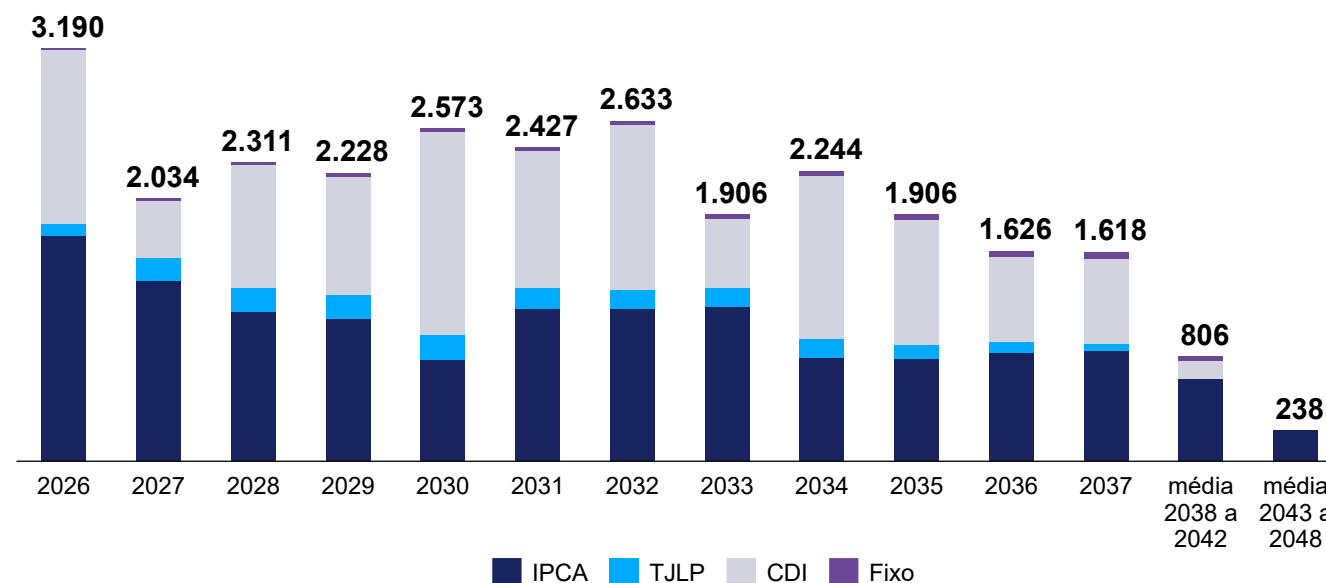
¹ Dívida bruta, líquida de operações de hedge.

² Ebitda ajustado nos últimos 12 meses.

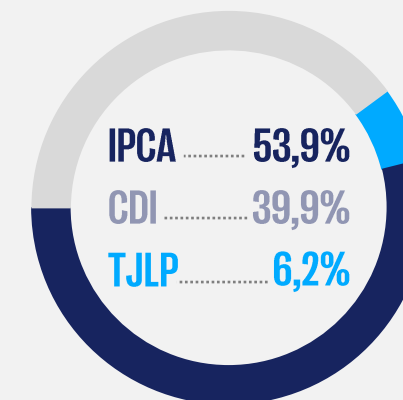
Perfil e Composição da Dívida

Rating AAA e forte geração de caixa garantem custo de dívida competitivo para financiar o crescimento

Cronograma de vencimento da dívida a partir de 30/06/2026 (R\$ milhões)



Composição do endividamento



2T26: Custo nominal da dívida:
11,3% a.a. (equivalente a IPCA + 6,4%)

Prazo médio da dívida: 7,1 anos

2T25: 11,8% a.a. (equiv. a IPCA + 6,1%)

A indexação da receita mitiga a exposição ao IPCA enquanto a posição de caixa mitiga parte da exposição ao CDI.

Política de Dividendos



Dividendo mínimo estatutário: 30% do lucro líquido distribuível

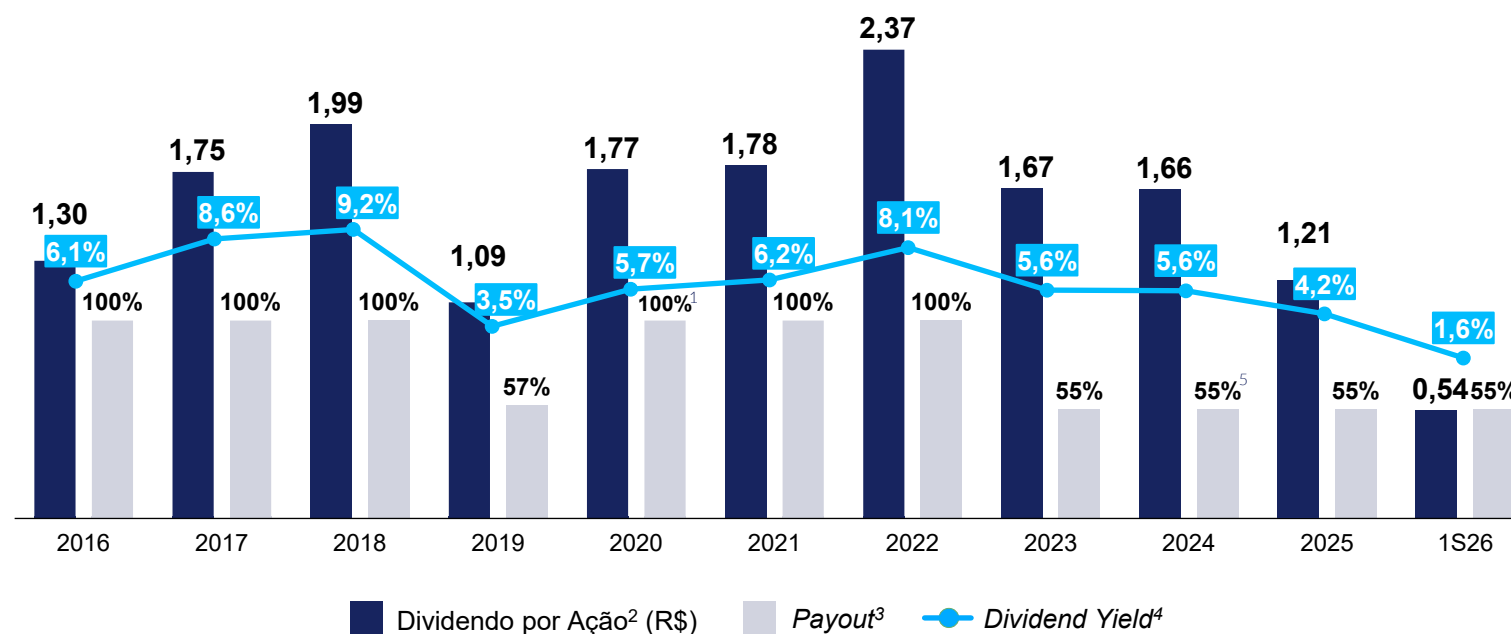


Compromisso da Administração: payout mínimo de 55% do lucro líquido distribuível



Periodicidade: semestral

Dividendos (calculados sobre o lucro líquido distribuível)



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 das bonificações aprovadas em 07/12/2018 e em 05/11/2025.

³ Considera o lucro líquido distribuível do exercício.

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

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

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

04. EXPANSÃO



UHE Jirau: conclusão do processo de transferência

Processo com foco em governança e transparência

Dez/25 – Jun/26

- Conselho de Administração autorizou o início dos estudos de viabilidade para eventual transferência;
- Instalação do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas;
- Estudos e análises sobre a estrutura mais adequada para transferência das ações de emissão da Jirau Energia.
- Recomendação do Comitê Especial para Transações com Partes Relacionadas.



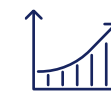
Oferta de Ações

- 10/jun: aprovação da Transação pelo Conselho de Administração e convocação Assembleia Geral Extraordinária;
- 2/jul: Assembleia Geral Extraordinária aprovou o Laudo de Avaliação, exclusivamente pelos minoritários;
- 14/jul – 17/jul: precificação e liquidação da Oferta de Ações e conclusão da transferência

Racional estratégico e econômico



- Alinhamento com a estratégia de expansão em geração hidrelétrica;
- Ativo 100% operacional com contribuições imediatas ao resultado.



- Contribuição via equivalência patrimonial (*stake* de 40%);
- Reforço à estrutura de capital da Companhia e gestão da alavancagem.

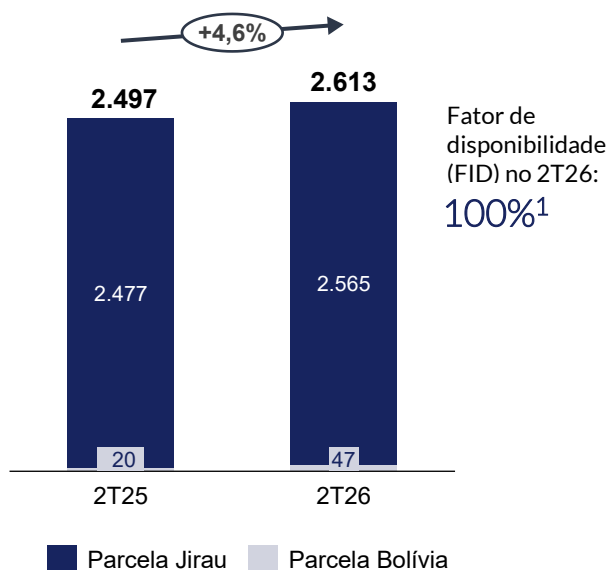


- Impacto positivo na longevidade do portfólio de ativos.

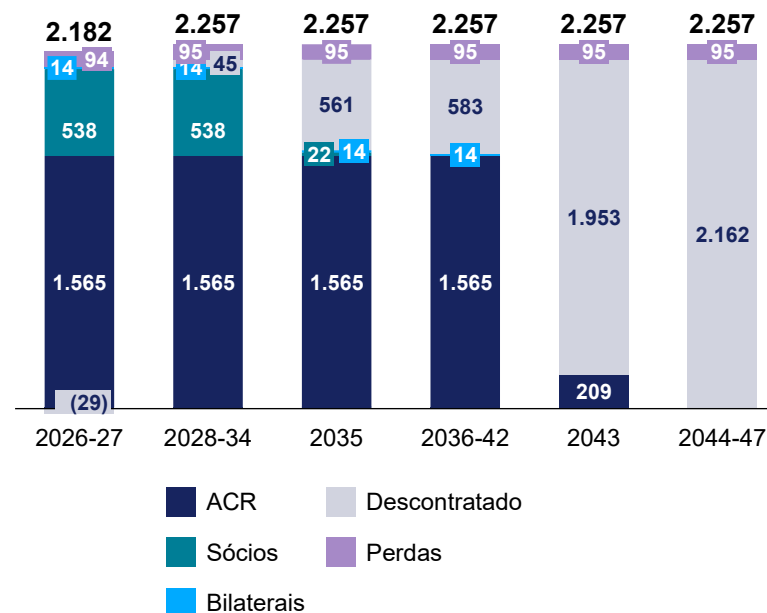
UHE Jirau: dados operacionais

Ativo hidrelétrico com receitas contratadas a longo prazo
Extensão da concessão até 2047

Geração Bruta (MW médio)



Portfólio de Contratos³ (MW médios)



Capacidade Instalada:
3.750 MW

50 Unidades Geradoras
75 MW cada UG

Garantia Física²:
2.182 MWm 90m ampliada
2.257 MWm 90m constante



Estrutura
Acionária:
a partir de
17/07/2026



40%
engie
Brasil Energia S.A.

40%
AXIA Energia

20%
MITSUI & CO.

Notas:

¹ Sujeitos à contabilização final da CCEE.

² Portaria nº 2.946 – MME estabeleceu os novos montantes de garantia física para a UHE Jirau de 2.222,6 MWm para operação na cota 90 metros ampliada e de 2.335,1 MWm para operação na cota 90 metros constante. Do total do incremento, um terço pertence ao governo da Bolívia. Com isso, a parcela atribuída ao Brasil corresponde a 2.182,2 MWm (cota ampliada) e 2.257,2 MWm (cota constante).

³ Extensão de concessão até **16/08/2047** aprovada pela Aneel em 14/07/2026, conforme Resolução Homologatória nº 3.598.

Leilão de Reserva de Capacidade: UHE Jaguará

Geração de valor em ativo hidrelétrico com receita regulada

Expansão da UHE Jaguará alinhada à estratégia da Companhia de investir em ativos de alta performance com energia 100% limpa.



Características do leilão



Início das atividades relacionadas ao projeto executivo.

Capacidade (potência) contratada (MW)	195,78 MW
Prazo do contrato	15 anos
Início da operação	agosto de 2030
Receita fixa anual	R\$ 270,4 milhões ¹
Investimento previsto	R\$ 1,2 bilhão ²

UHE Jaguará (MG)

Capacidade instalada atual:
424 MW

Capacidade comercial:
324 MW

Prazo de concessão:
junho/2048

Adição de capacidade instalada:
+232 MW (2 turbinas de 116 MW)



Características:

- 70% da capacidade comercial em regime de cotas (ACR), livre de GSF.
- 30% da capacidade comercial destinada ao Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Notas:

¹ Data-base: setembro/25 (reajuste anual em agosto pelo IPCA).

² Data-base: março/26.

Projetos de Transmissão em Implantação

Asa Branca Transmissora de Energia (BA, MG, ES)

RAP contratada¹:
R\$ 296,0 milhões

Capex Aneel²:
R\$ 2.667 milhões

Prazo de concessão:
30 anos

Prazo limite para início da operação:
mar/2029 (66 meses)

Principais características:

- extensão estimada de 1.000 Km;
- 4 linhas de transmissão de 500 Kv (circuito simples), cruzando 60 municípios nos estados da BA, MG e ES.

Notas:

¹ Valor base junho/26.

² Valor base dezembro/22.



Trecho LT 500kV Morro do Chapéu II – Poções III (BA), de 334 km de extensão, foi energizado em 26 de novembro de 2025, representando 32,3% da RAP total.



No 2T26, foi emitida a Licença de Instalação completa, permitindo o início das atividades de obras civis nas linhas de transmissão e ampliação das subestações.



Asa Branca

Graúna Transmissora de Energia (SC, PR, SP, MG, ES)

RAP contratada¹:
R\$ 281,0 milhões

Capex Aneel²:
R\$ 2.933,6 milhões

Prazo de concessão:
30 anos

Prazo limite para início da operação:
dez/2029 (60 meses)

Principais características:

- implantação de ~738 km de extensão (6 novas linhas de transmissão) e 2 subestações novas;
- trecho brownfield: operação de 4 linhas (162 km) e 2 subestações próprias existentes
- 47 municípios.

Notas:

¹ Valor base junho/26.

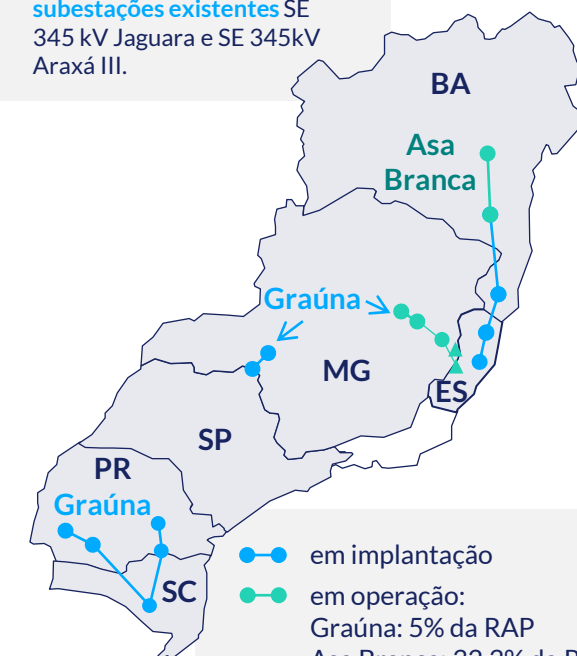
² Valor base dezembro/22.



No 2T26, foi obtida a Licença Prévia no trecho sob o licenciamento do órgão ambiental de SC.

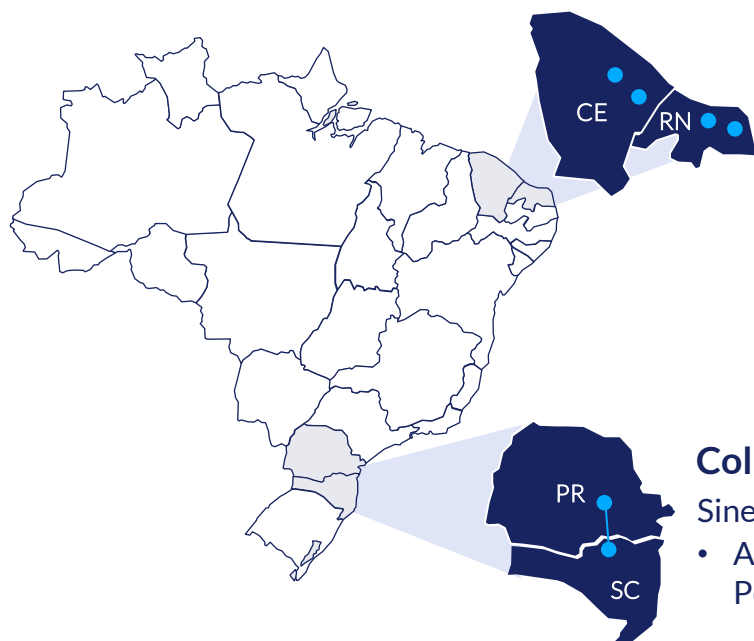


Ordens de mobilização emitidas para início das atividades de ampliação das subestações existentes SE 345 kV Jaguará e SE 345kV Araxá III.



Projeto de Transmissão em Implantação

Colibri Transmissora de Energia (Leilão 01/2026)



Colibri A, B, C, D (Sublotes 3)

- 3-A (RN): 1 compensador síncrono
- 3-B (CE): 1 compensador síncrono
- 3-C (CE): 2 compensadores síncronos
- 3-D (RN): 1 compensador síncrono

Colibri Sul (Lote 2): 143Km

Sinergia:

- A linha de transmissão conecta à Subestação Ponta Grossa (Gralha Azul)



Sinergias locais e operacionais relevantes com outros ativos da Companhia.



Assinatura do Contrato de Concessão ocorreu em 26 de junho de 2026.

Colibri (SC, PR, CE, RN)

RAP total contratada¹:

R\$ 122,8 milhões

Capex total Aneel¹:

R\$ 1.574,7 milhões

Prazo de concessão:

30 anos

Prazo limite para início da operação:

dez/2029 (42 meses)

Principais características:

- Lote 2: construção de 1 linha de transmissão de 230 kV, com cerca de 143 km.
- Sublotes 3A-3B-3C-3D: implantação de 5 compensadores síncronos.

Nota:

¹ Valor base agosto/25.

05.

MATERIAL DE APOIO

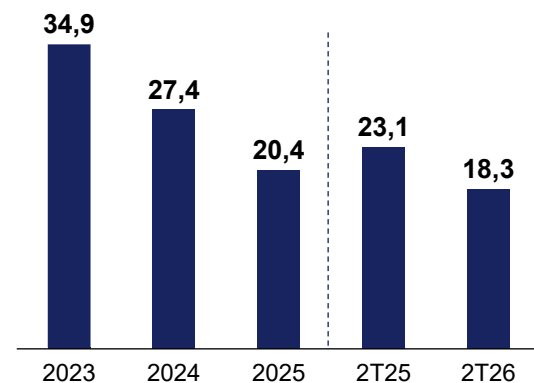


Performance Financeira Resiliente

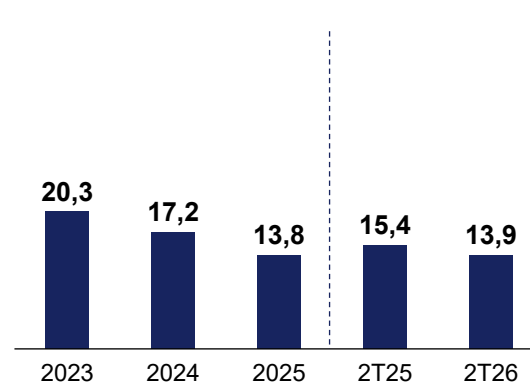
A boa gestão do portfólio e a diversificação em outros segmentos regulados, como transmissão, transporte de gás e contratos de energia no ACR, resultam em estabilidade e previsibilidade nos resultados.

O recente ciclo de investimentos relacionado à expansão de renováveis e transmissão ainda não contribui integralmente para o Ebitda.

| ROE¹ - Retorno sobre o patrimônio líquido ajustado (%)



| ROIC² - Retorno sobre o capital investido ajustado (%)



Notas: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia baseado nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

¹ ROE: lucro líquido dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido. ROE ajustado desconsidera não recorrentes.

² ROIC: taxa efetiva x EBIT / capital investido (capital investido: dívida - caixa e eq. caixa - depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL). ROIC ajustado desconsidera não recorrentes.

³ Valores nominais.

De 2016 – 2025³



Investimentos:

somaram
R\$ 44,2 bilhões,
com alavancagem de 79%



Transmissão:

3.205 km
em operação e 6
subestações próprias



Capacidade instalada própria:



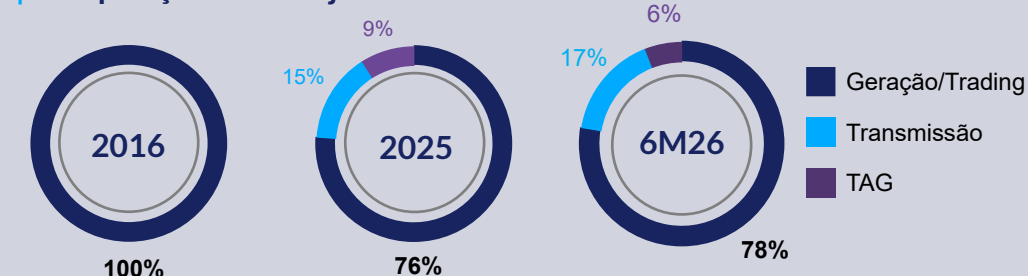
Total:
+52%



Renovável:
+79%

Geração de valor no setor de gás, por meio da TAG

| Composição Ebitda ajustado:



Ebitda ajustado:
+141%

Dividendos e JCP:
R\$ 18,9 bilhões

Lucro líquido ajustado:
+74%

Principais Indicadores Financeiros e Operacionais

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

Notas:

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*.

Portfólio Balanceado de Ativos em 30.06.2026



Capacidade instalada própria
de geração de energia de
11.266 MW (5.357 MWm)



3.205 Km de linhas de
transmissão em operação



Participação
de **17,5% na TAG**



	Usinas Hidrelétricas	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
1	Salto Santiago	1.420,0	702,2
2	Itá	1.126,9 ¹	528,7 ¹
3	Salto Osório	1.103,7	487,3
4	Cana Brava	450,0	247,8
5	Estreito	435,6 ¹	244,1 ¹
6	Jaguara	424,0	324,0
7	Miranda	408,0	188,3
8	Santo Antonio do Jari	393,0	211,3
9	Machadinho	414,8 ¹	143,7 ¹
10	São Salvador	243,2	140,8
11	Passo Fundo	226,0	107,5
12	Cachoeira Caldeirão	219,0	123,3
13	Ponte de Pedra	176,1	127,6
Total		7.040,2	3.576,6

	Usinas Complementares	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
14	Conjunto Serra do Assuruá (Eólica)	846,0	410,2
15	Conjunto Assú Sol (Solar)	752,7	229,6
16	Conjunto Santo Agostinho I (Eólica)	434,0	224,2
17	Conjunto Campo Largo II (Eólica)	361,2	192,5
18	Conjunto Umburanas (Eólica)	360,0	213,3
19	Conjunto Campo Largo I (Eólica)	326,7	166,5
20	Conjunto Trairi (Eólica)	212,6	97,2
21	Conjunto Lar do Sol (Solar)	198,0	49,0 ²
22	Paracatu (Solar)	132,0	34,0
23	Conjunto Juazeiro (Solar)	120,0	34,8
24	Conjunto Sertão Solar (Solar)	94,6	26,1
25	Floresta (Solar)	86,0	25,1
26	Conjunto Sol do Futuro (Solar)	81,0	16,2
27	Ferrari (Biomassa)	72,5	12,4
28	Conjunto São Pedro (Solar)	54,0	16,0
29	Assú V (Solar)	34,0	9,2
30	Rondonópolis (PCH)	26,6	14,0
31	José G. da Rocha (PCH)	24,4	9,2
32	Nova Aurora (Solar)	3,0	0,2
33	Tubarão (Eólica)	6,3	0,3
Total		4.225,6	1.780,1

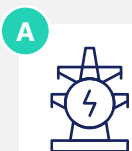
	Transmissão	Tamanho	Subestações
34	Gralha Azul	909 km	5 novas e expansão de 5 existentes
35	Novo Estado	1.800 km	1 nova e expansão de 3 existentes
36	Gavião Real	-	Novo pátio em 1 existente
37	Graúna – trecho operacional	162 km	2 existentes
38	Asa Branca – trecho operacional	334 km	Ampliação de 2 associadas
Total		3.205 km	

	Gasodutos	Tamanho	Estações de compressão
39	Transportadora Associada de Gás (TAG)	~4.600 Km	11

Notas:
¹ Parte da ENGIE Brasil Energia.
² A usina Lar do Sol não possui garantia física declarada, portanto sua capacidade comercial é baseada na geração prevista.

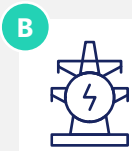
Projetos em construção

Transmissão



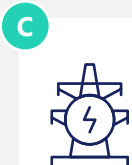
Asa Branca Transmissora de Energia – BA/MG/ES

Extensão: ~1.000 Km



Graúna Transmissora de Energia – SC/PR/SP/MG/ES

Extensão: ~732 Km



Colibri Transmissora de Energia – SC/PR/CE/RN

Extensão: ~143 Km (SC/PR)

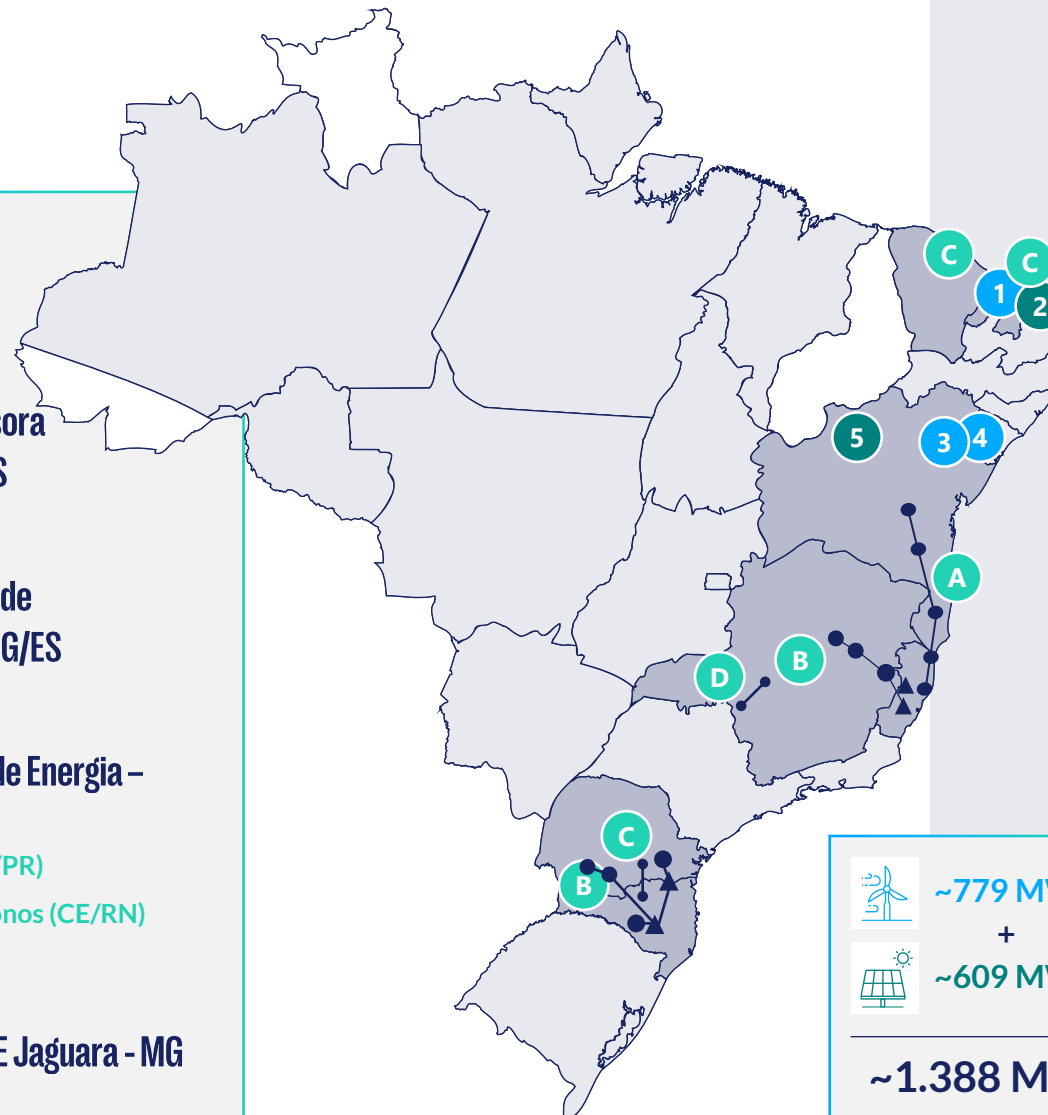
5 compensadores síncronos (CE/RN)

Geração



LRCAP – Expansão UHE Jaguará - MG

Capacidade: +232 MW

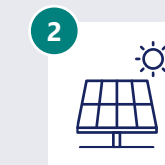


Projetos em desenvolvimento



Conjunto Eólico Sto. Agostinho (Fase II) – RN

Capacidade instalada: 279 MW



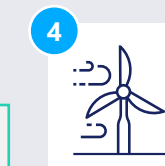
Conjunto Fotovoltaico Sto. Agostinho – RN

Capacidade instalada: ~509 MW



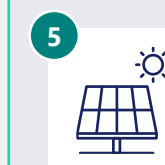
Conjunto Eólico Umburanas (Fase II) – BA

Capacidade instalada: 250 MW



Conjunto Eólico Campo Largo (Fase III) – BA

Capacidade instalada: 250 MW



Conjunto Fotovoltaico Alvorada - BA

Capacidade instalada: ~100 MW

Balanço de Energia em 30.06.2026

Contratação diversificada, com prazo médio de cerca de 13 anos no ACR e 3 anos no ACL¹

(em MW médio)	2026	2027	2028	2029	2030				
Recursos Próprios	5.169	5.202	5.202	5.202	5.161	Preço Bruto	Data de	Preço Bruto	Preço Líquido de
+ Compras para Revenda	800	527	381	232	248	no Leilão	Referência	Corrigido	PIS/COFINS/P&D
= Recursos Totais (A)	5.969	5.729	5.583	5.434	5.409	(R\$/MWh)		(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
Vendas Leilões do Governo ²	2.178	2.347	2.433	2.249	2.163				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	337,4	303,1
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	370,2	332,6
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	386,4	347,2
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	126,6	out-07	348,5	313,1
Proinfa	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	407,4	392,5
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	391,5	377,2
2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	256,0	232,3
2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	321,0	291,3
8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu/Juazeiro/Sol do Futuro)	119	119	119	119	119	298,2	nov-15	493,5	447,9
7º Leilão de Reserva (São Pedro)	15	15	15	15	15	301,8	nov-15	515,3	467,7
2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	256,5	232,8
2017-EN-2021-20 (Sertão Solar)	27	27	27	27	27	189,5	nov-14	218,1	197,9
2024-EE-2025-2	15	-	-	-	-	162,6	-	162,6	147,6
2012-EN-2017-30	151	151	151	151	151	95,3	dez-12	192,5	174,7
2010-EN-2015-30	190	190	190	190	190	104,0	dez-10	243,5	220,9
2025-EE-2027-3	-	184	270	86	-	207,7	nov-25	207,7	188,5
Vendas Reguladas - Cotas									
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	227	227	227	227	227	-	jul-17	220,0	209,9
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	-	jul-17	253,0	241,3
+ Vendas Bilaterais	3.160	2.539	1.959	1.208	1.050				
= Vendas Totais (B)	5.338	4.886	4.392	3.457	3.213				
- Hedge comercial	572	572	572	572	572				
Saldo (A - B - Hedge)	59	271	619	1.405	1.624				
Preço médio de venda (R\$/MWh) (líquido) ^{3,4} :	244,1	232,2	239,8						
Preço médio de compra (R\$/MWh) (líquido) ⁵ :	214,7	195,4	174,1						

² XXXX-YY-XXXX-YY, onde:
 XXXX -> ano de realização do leilão
 YY -> EE = energia existente ou EN = energia nova
 XXXX -> ano de início de fornecimento
 ZZ -> duração do fornecimento (em anos)

¹ Prazo médio ponderado pela quantidade de energia vendida, incluindo operações de trading.

³ 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.

⁴ Desconsidera vendas por regime de cotas (UHES Jaguará e Miranda).

⁵ Preço de aquisição líquido, considerando operações de trading e os benefícios de crédito do PIS/Cofins, ou seja, não considerando a inflação futura.

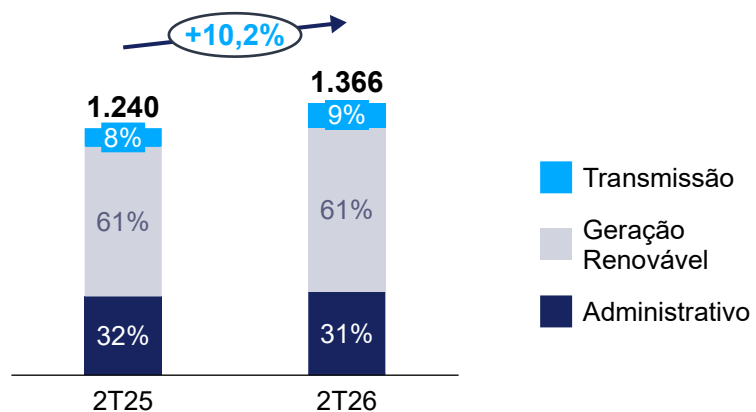
Notas:

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

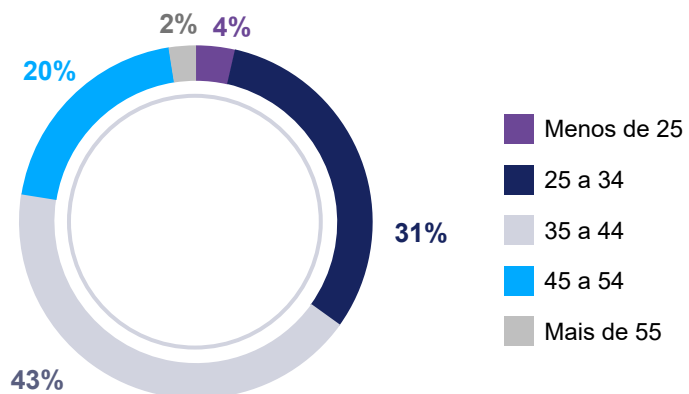
• Os preços médios são meramente estimativos, com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.

Força de Trabalho¹

Número de Empregados

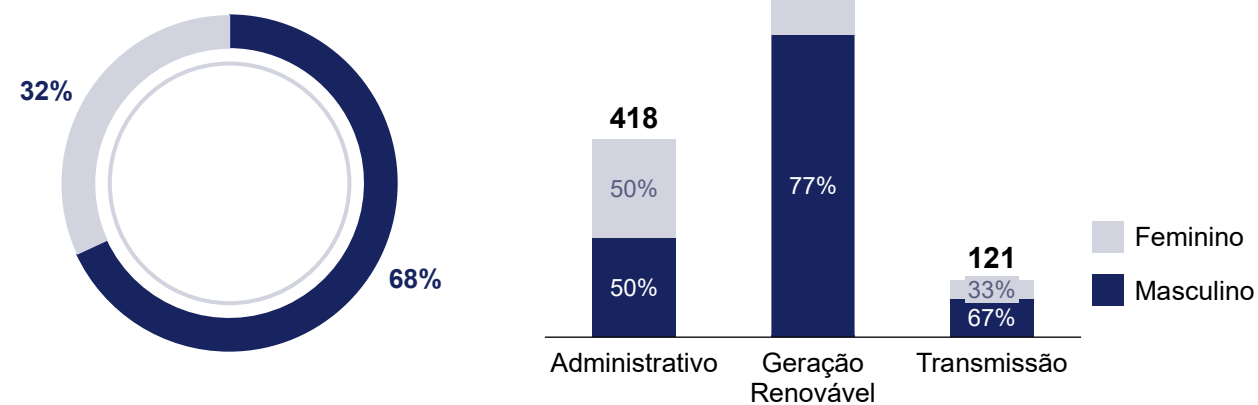


Por faixa etária

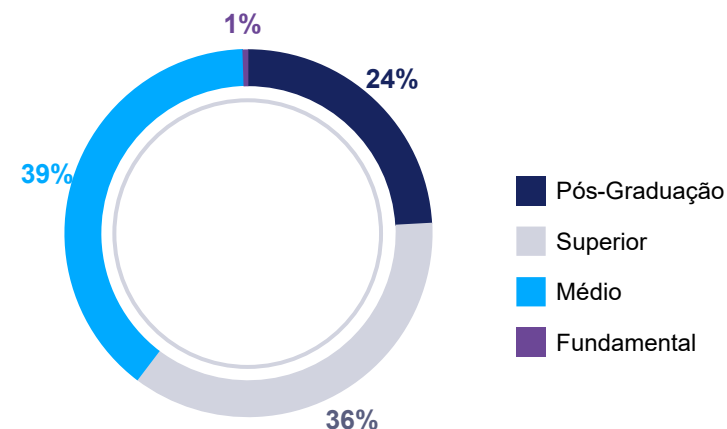


Nota: ¹Não considera os empregados lotados em projetos em construção.

Por gênero



Por formação



Indicadores de Sustentabilidade

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

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

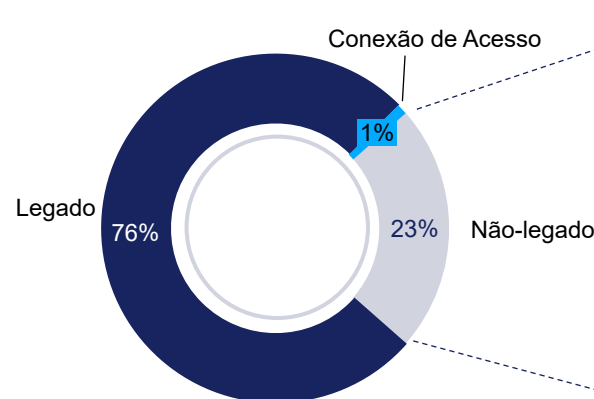
2 - Investimentos em 2026 passaram a ser divulgados por valor realizado, ante montante provisionado adotado anteriormente.

Transportadora Associada de Gás – TAG

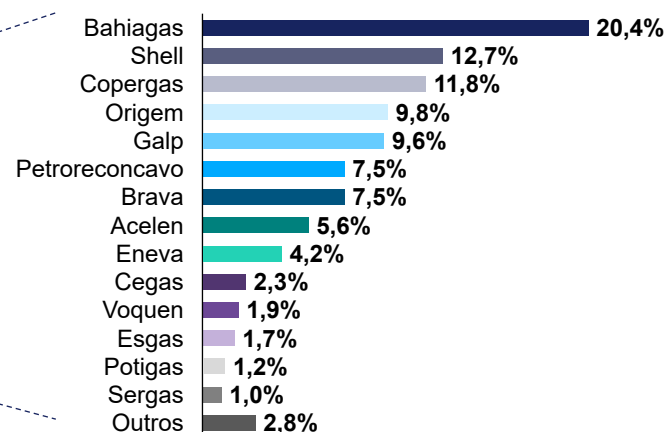
Contratos

Contrato/Trecho	Extensão (km)	Vencimento do Contrato	Capacidade ² (MM m³/dia)	Tipo	Cliente	Índice de reajuste ⁴
Gasene	1.400	nov-2033	30,3	Legado	Petrobras	46% Cesta IGP ⁴ ; 54% US PPI
Urucu-Coari-Manaus	800	nov-2030	6,7	Legado	Petrobras	50% IGP-M; 50% IPCA
Pilar-Ipojuca	200	nov-2031	15,0	Legado	Petrobras	IGP-M
Malha NE ¹	2.100	-	3	Não-legado	Diversos	-
Lagoa Parda-Vitória ¹	100	anual	0,3	Não-legado	Diversos	55% IGP-M; 45% IPCA
Conexão GNL – Sergipe ¹	25	out-2054	14,0	Conexão de acesso	Eneva	20% IGP-M; 80% IPCA
Total	~4.600					

% da Receita Operacional Líquida⁵



QDC⁶ Acumulada



Notas:

¹ Capacidade contratada no regime de entradas e saídas por meio do Portal de Oferta de Capacidade (POC).

² Volume de referência previsto em contrato para fins de *ship or pay*. O volume efetivamente contratado pode variar a cada período.

³ Volume a ser definido no processo de revisão tarifária promovido pela ANP.

⁴ 1/3 IGP-M; 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.

⁵ Sujeito a definição da revisão tarifária pela ANP.

⁶ Quantidade Diária Contratada.

Protagonismo na abertura do mercado de gás natural



29 carregadores

(incluindo Petrobras) de 26 grupos econômicos distintos.



Em 2026, a TAG passou a ofertar produtos de curto prazo em todos os dias úteis, simplificando e flexibilizando a jornada do cliente.



1.005 contratos firmes

assinados até o 2T26 (vs. 647 acumulado até o 2T25).

Transportadora Associada de Gás – TAG

Estrutura de dívida com custo competitivo
Rating Local AAA | Internacional BB+ (Fitch Ratings)



Transportadora Associada de Gás - TAG

Dívida Líquida/Ebitda (x) – TAG

4T25 ————— 1,95x

2T26¹ ————— 2,44x

Composição da dívida (R\$) – TAG
em 30/06/2026



5,8 bilhões
Mercado interno:

2ª Debêntures (dez/23 a dez/33):
IPCA + 5,99% a.a., amortização 3 últimos anos

3ª Debêntures (jun/24 a jun/29):
CDI + 0,98% a.a., amortização *bullet*

4ª Debêntures (mai/25 a mai/30):
CDI + 0,67 % a.a., amortização anual

9,7 bilhões²
Mercado externo:

Bank Loan³ (jun/19 a jun/31): MUSD 1.864

- SOFR + spread (entre 2,5% e 3,3%) + CAS (0,42826%)
- Amortização semestral

Notas:

¹ Não auditado.

² Montante considerando a conversão em 30/06/2026.

³ Exposição à dólar 100% hedgeada por contratos em dólar.

CONTATOS

Eduardo SATTAMINI

Diretor Presidente

Pierre LEBLANC

Diretor Financeiro e
de Relações com Investidores

www.engie.com.br/investidores
ri.brenergia@engie.com

Leonardo Germano Depiné

Gerente de Relações com Investidores
leonardo.depine@engie.com



**Equipe de Relações
com Investidores**

Adriana Wágner

Analista de Relações com Investidores
adriana.wagner@engie.com

Ivani Angeli

Analista de Relações com Investidores
ivani.angeli@engie.com

Raquel Suzaki

Analista de Relações com Investidores
raquel.suzaki@engie.com

Vitor Montessanti

Analista de Relações com Investidores
vitor.montessanti@engie.com

Otávio Péres

Estagiário de Relações com Investidores
otavio.peres@engie.com



www.engie.com.br