



APRESENTAÇÃO INSTITUCIONAL 1T26

Maio 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

04

02.

**Controle acionário
e áreas de atuação**

07

03.

**Destques
operacionais**

13

04.

**Vendas e estratégia
de comercialização
de energia**

17

05.

Expansão

20

06.

**Desempenho
financeiro**

27

07.

Material de apoio

Destques e Indicadores ESG
Outros anexos

39

01.
DESTAQUES





Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP): A UHE Jaguará contratou potência de 195,78 MW pelo prazo de 15 anos, a partir de agosto de 2030.

Receita fixa anual: R\$ 270,4 milhões

Adição de 232 MW de capacidade instalada, com CAPEX total de cerca de R\$ 1,2 bilhão.

Vitória no Leilão de Transmissão Aneel 01/2026 ao arrematar o Lote 2 e Sublotes 3.

RAP anual contratada: R\$ 122,8 milhões

Instalações nos estados de SC e PR, além de CE e RN, com prazo de concessão de 30 anos.



Conselho de Administração aprovou a adesão ao mecanismo de repactuação do passivo registrado a título de Uso do Bem Público (UBP), para as concessões das UHEs Cana Brava e Ponte de Pedra.



Reafirmado o **Rating Nacional de Longo Prazo em 'AAA(bra)'**, pela Fitch Ratings. Os ratings internacionais de longo prazo também foram reafirmados em **'BB+' (moeda estrangeira)** e **'BBB-' (moeda local)**, todos com perspectiva estável.



Aprovada em AGO a **distribuição de dividendos** de R\$ 557,8 milhões (R\$ 0,4883/ação), referente ao **exercício de 2025**.

Ex-dividendos a partir de **05/05/2026**. Pagamento em **20/05/2026**.



A ENGIE celebra a participação no **ISE - Índice de Sustentabilidade Empresarial** pelo **21º ano consecutivo** e a permanência na carteira do **Dow Jones Best-in-Class Emerging Markets**.

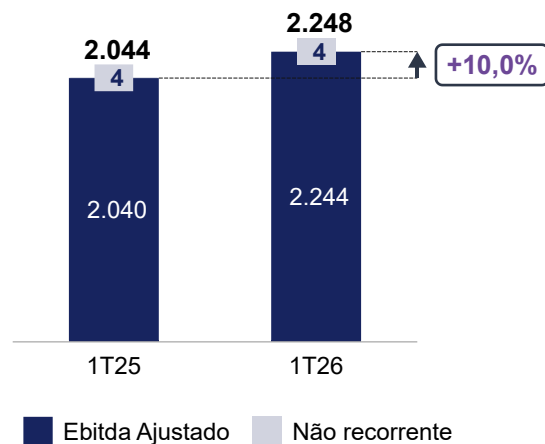


[Acesse o conteúdo completo](#)

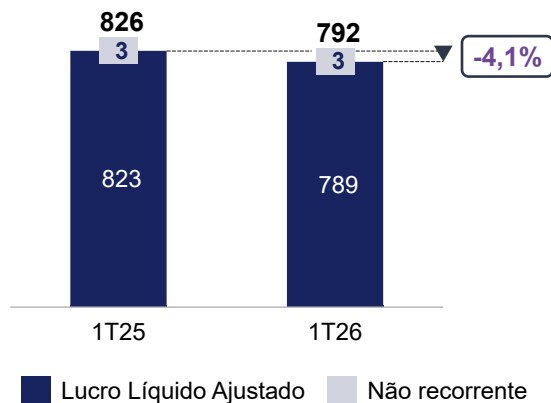


Destques

Ebitda Ajustado¹ (R\$ milhões)



Lucro Líquido Ajustado (R\$ milhões)



Principais drivers do resultado vs. 1T25

Segmento Geração

↑ R\$ 265 milhões

Segmento Transmissão

↓ R\$ 27 milhões

Resultado Equivalência Patrimonial (TAG)

↓ R\$ 34 milhões

Resultado Financeiro

↓ R\$ 204 milhões

Depreciação e amortização

↓ R\$ 62 milhões

IR e CSLL

↑ R\$ 28 milhões

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

02.

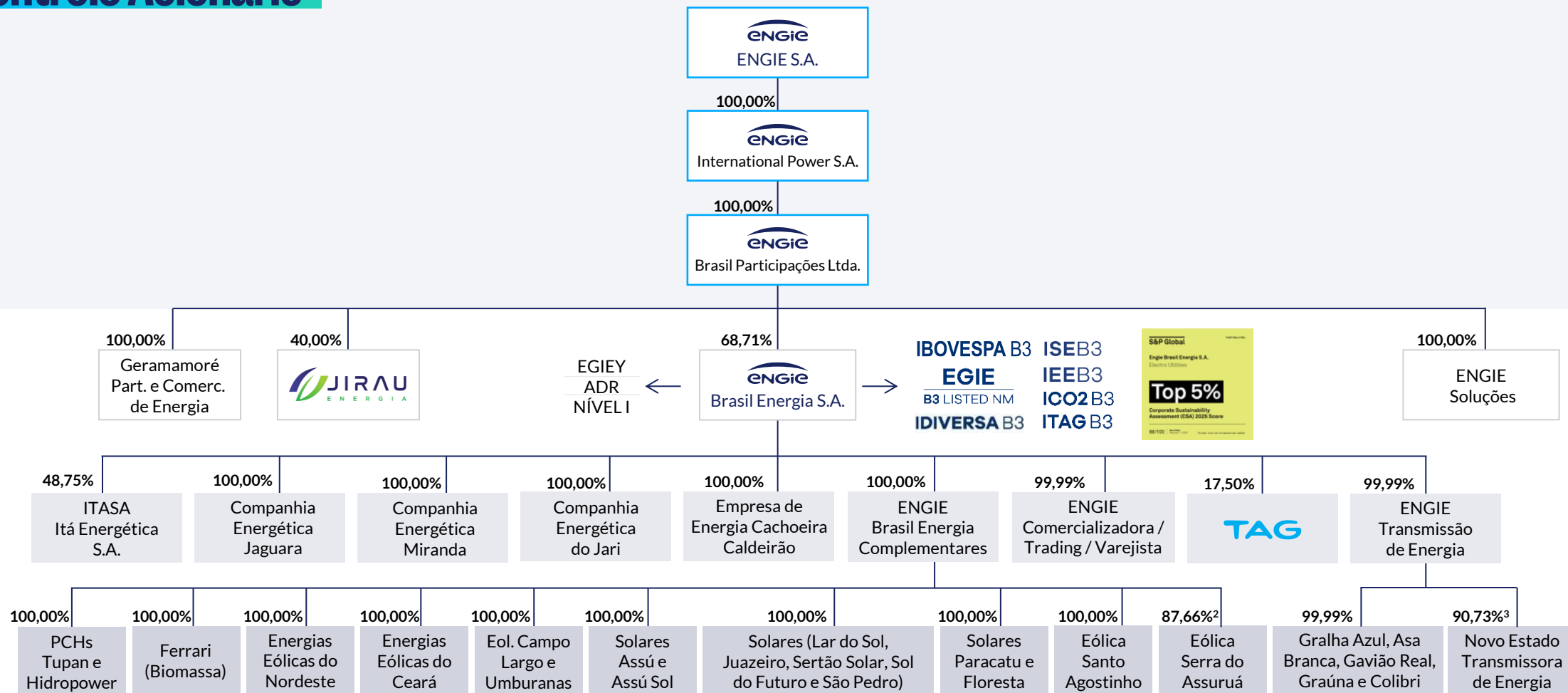
CONTROLE

ACIONÁRIO E ÁREAS

DE ATUAÇÃO



Controle Acionário¹



Notas:

¹ Organograma simplificado, meramente ilustrativo.

² Considerando a participação indireta da ENGIE Brasil Energia, através da Maracanã Geração de Energia e Participações S.A.

³ Considerando a participação indireta da ENGIE Brasil Energia, através da Novo Estado Participações S.A., para fins contábeis as ações preferenciais resgatáveis são classificadas como passivos financeiros. Mais detalhes vide NE 14 - Instrumentos de Dívida da demonstração financeira.

Portfólio Equilibrado de Negócios em Infraestrutura em Energia



Geração

145 usinas operadas com capacidade instalada própria de **11.266 MW** (em 31/03/2026)



Trading

546 GWh no 1T26, **4,9%** do total do segmento de geração



Transmissão

3.205 Km de linhas de transmissão em operação e **6 subestações** próprias + **~1.541 km** em implantação



Gás natural (TAG)

~4.600 Km de gasodutos em operação nas regiões sudeste, nordeste e norte. Participação de 17,5%

Capacidade Instalada Própria



62%
Hidrelétricas



38%
Complementares



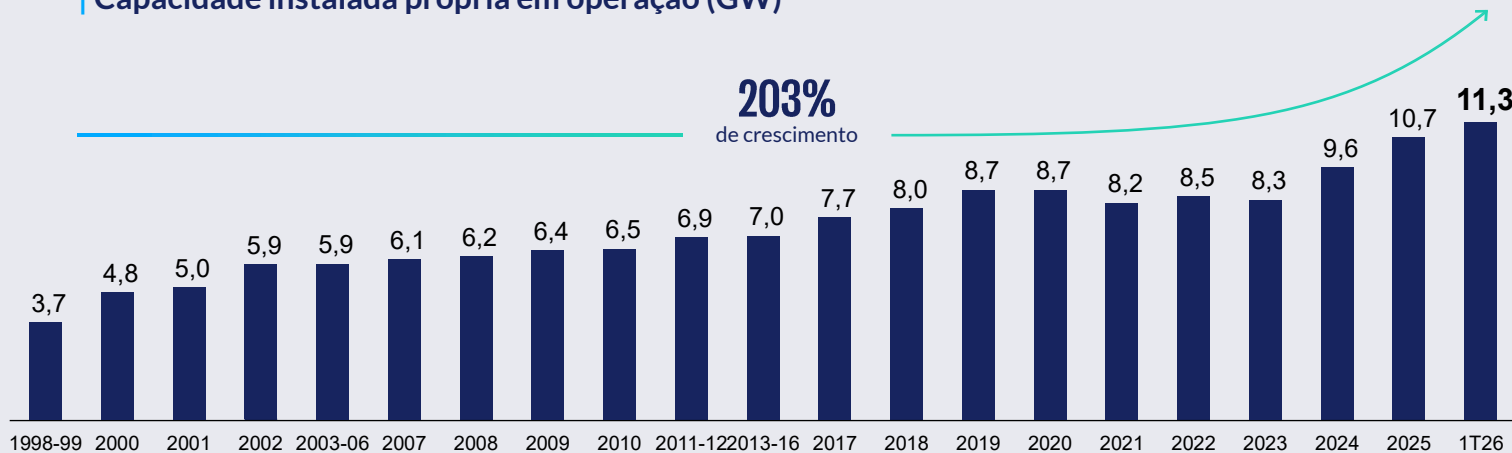
Nota: ¹ A transferência para a Companhia da participação de 40,0% da ENGIE Brasil Part. na UHE Jirau será avaliada oportunamente.

Geração de Energia

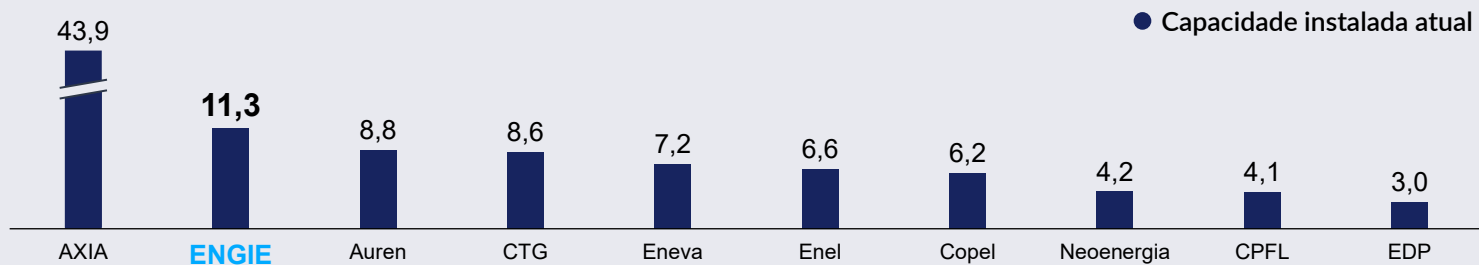
Relevância entre os produtores de energia

A Companhia integra um dos maiores grupos privados do país no segmento e está posicionada para capturar oportunidades de negócios.

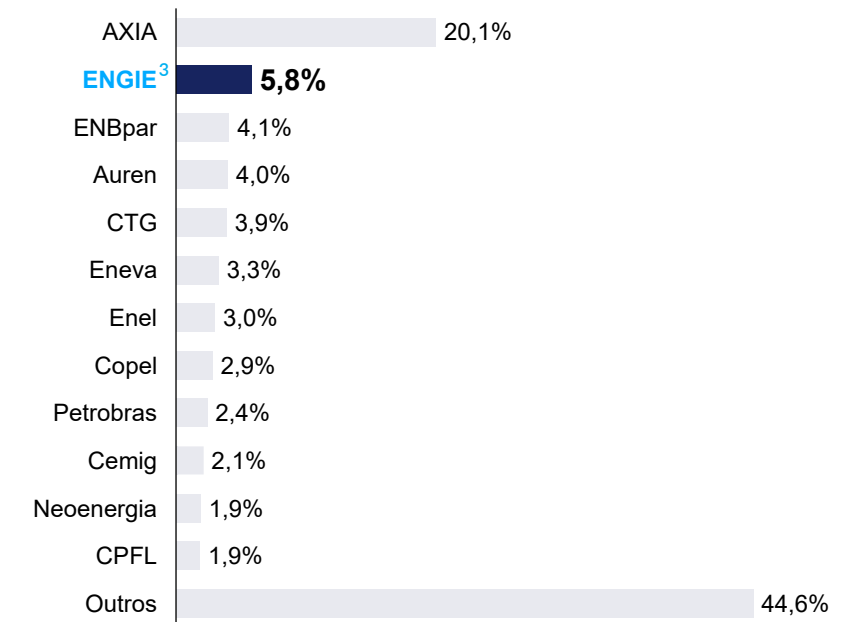
Capacidade instalada própria em operação (GW)



Setor privado – capacidade instalada própria (GW)



Brasil – capacidade instalada existente^{1,2}









Fonte: Aneel, websites das empresas e estudos internos.

Notas:

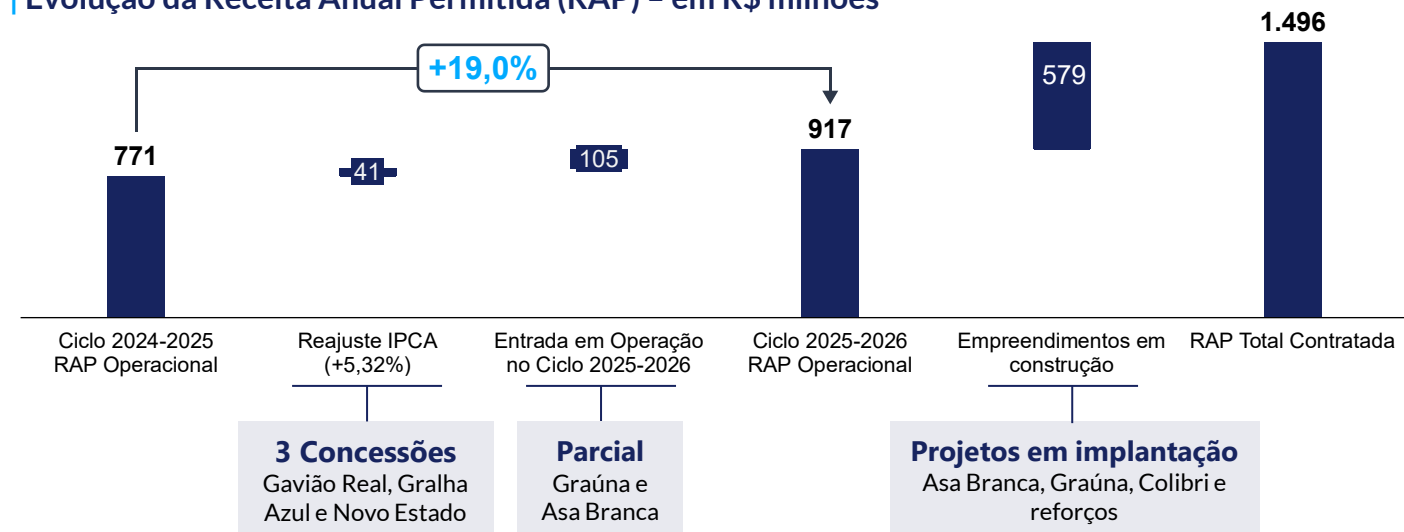
- ¹ Valor correspondente ao Sistema Interligado Nacional (SIN), considerando o Programa Mensal de Operação (PMO) de abril de 2026.
- ² Inclui somente a parcela nacional de Itaipu.
- ³ Considerando a capacidade instalada consolidada do grupo no Brasil, incluindo UHE Jirau.

Transmissão de Energia

Ampliação da presença no segmento

Sistema de Transmissão	Comprimento de Linha (Km)	Subestações/Compensadores	RAP total ¹ (R\$ milhões)	% RAP em operação
 1 Gralha Azul	909	5 próprias e ampliação de 5 existentes	341,1	100%
 2 Novo Estado	1.800	1 própria e ampliação de 3 existentes	463,0	100%
 3 Gavião Real	-	Novo pátio em 1 existente	7,8	100%
 4 Asa Branca	334 em operação 666 em construção	2 existentes	282,7	32,3%
 5 Graúna	162 em operação 732 em construção	2 subestações existentes 2 subestações próprias	268,3	5%
 6 Colibri	143 km em construção	5 compensadores síncronos	122,8	-

Evolução da Receita Anual Permitida (RAP) – em R\$ milhões



Gás Natural

Transportadora Associada de Gás (TAG)

Participação na TAG fortalece posição como *player* relevante na infraestrutura energética brasileira



Características

Mais extensa malha de gasodutos:
3.825 km na costa
800 km na Amazônia

Presença em 10 estados brasileiros e cerca de 200 municípios

Contratos de transporte com 29 carregadores

Pontos da malha:

- 14 pontos de entrada, incluindo 3 terminais de GNL
- 90 pontos de saída (+5 em desenvolvimento +2 aguardando AO)
- 2 pontos bidirecionais
- 1 ponto de interconexão

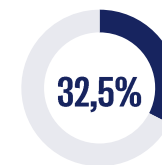
Conexão:

- 10 distribuidoras
- 2 refinarias
- 20 termelétricas
- 2 plantas de fertilizantes



Estrutura societária

TAG



ENGIE
ENGIE S.A.



ENGIE
ENGIE Brasil
Energia



La Caisse

03.

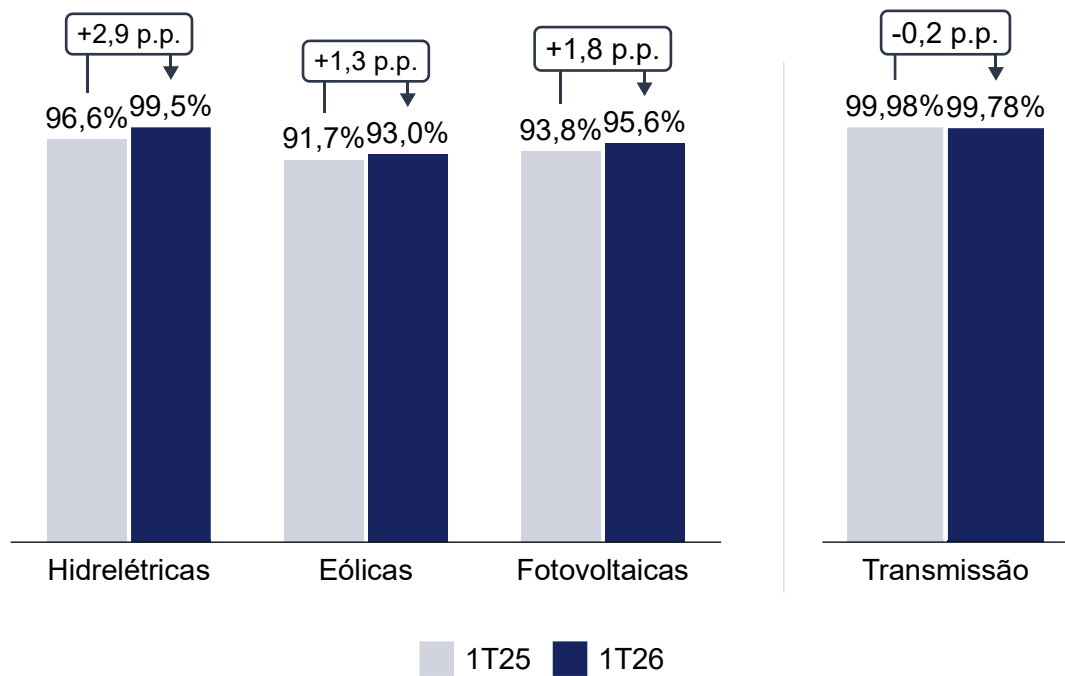
DESTAQUES

OPERACIONAIS



Índice de Disponibilidade dos Ativos

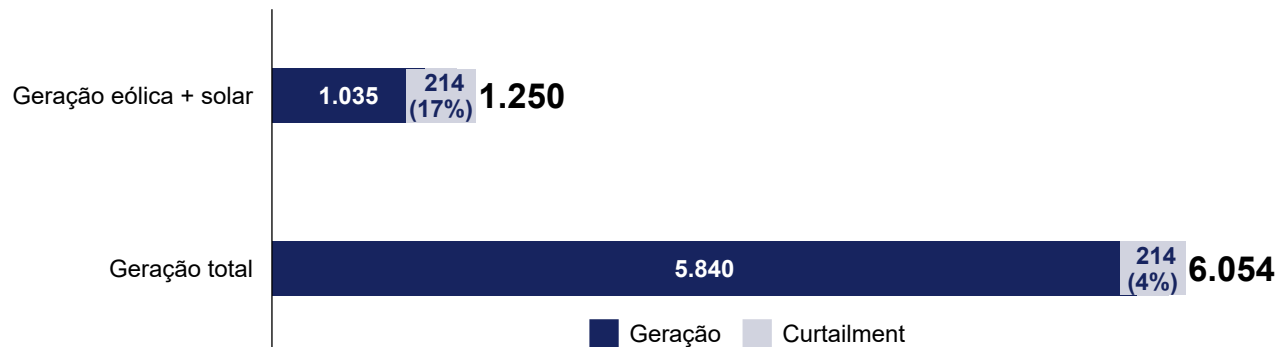
Excelência operacional nos ativos de geração e transmissão



Nota: Considerando-se paradas programadas e forçadas.

Curtailment

% de Curtailment sobre Geração – 1T26 (MWh)



% de Curtailment* por fonte

	1T25			1T26		
	Eólico	Solar	Total	Eólico	Solar	Total
ENGIE	20%	19%	20%	17%	17%	17%
SIN	14%	21%	16%	15%	19%	17%

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



Curtailment no 1T26 alinhado ao SIN.

Crescimento orgânico



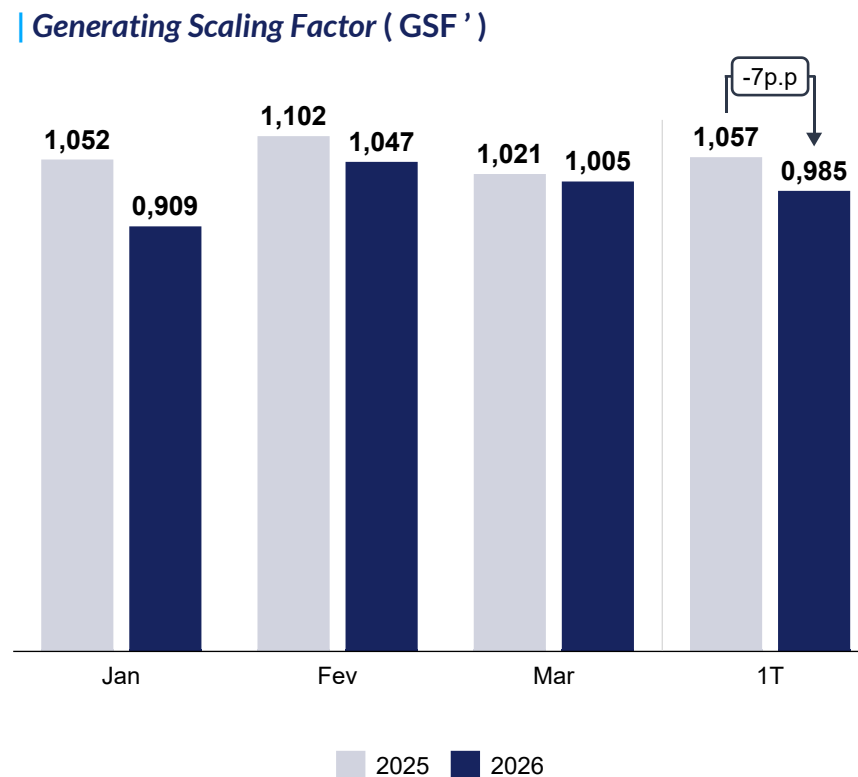
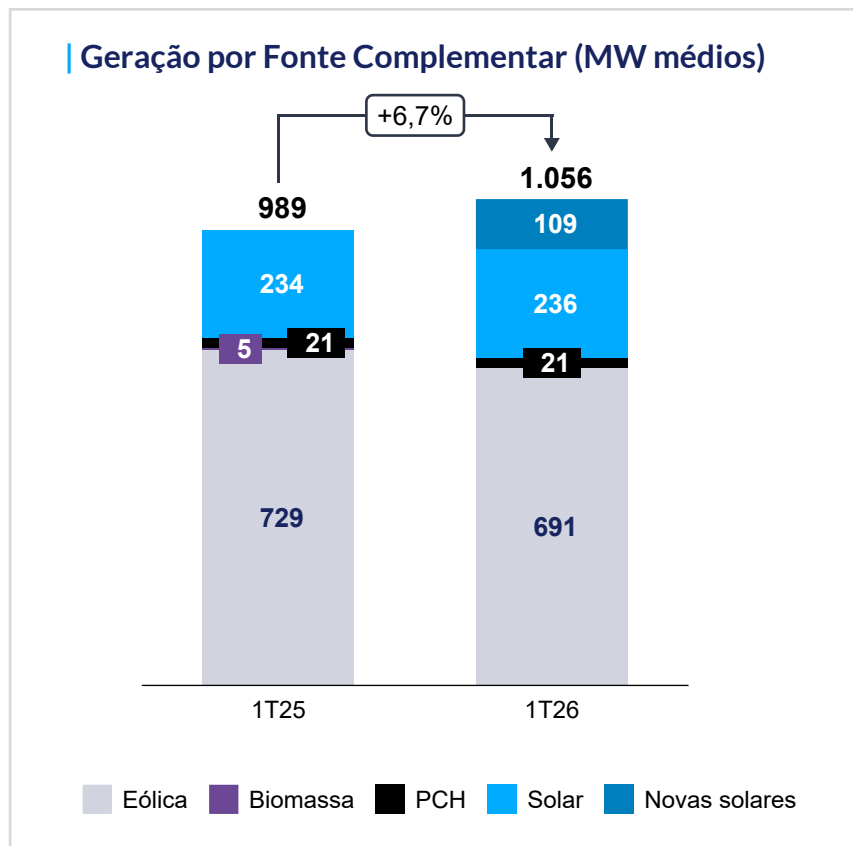
em geração eólica e solar com a entrada em operação comercial completa do **Conjunto Eólico Serra do Assuruá** e **Fotovoltaico Assú Sol**.



Adicionamos **1,4 GW** de capacidade instalada própria entre 1T25 e 1T26.

Geração de Energia

Incremento de geração solar impulsionado pelo crescimento orgânico
 Geração hídrica do MRE inferior ao 1T25, medida pelo GSF ¹



Nota:
¹GSF ¹: sem efeitos da sazonalização dos agentes.

04.

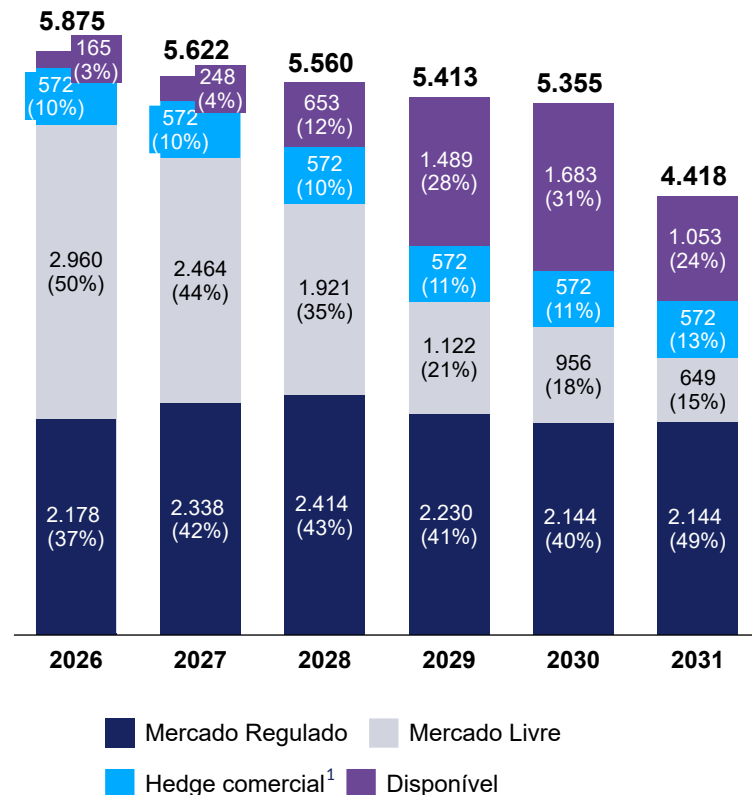
**VENDAS E
ESTRATÉGIA DE
COMERCIALIZAÇÃO
DE ENERGIA**



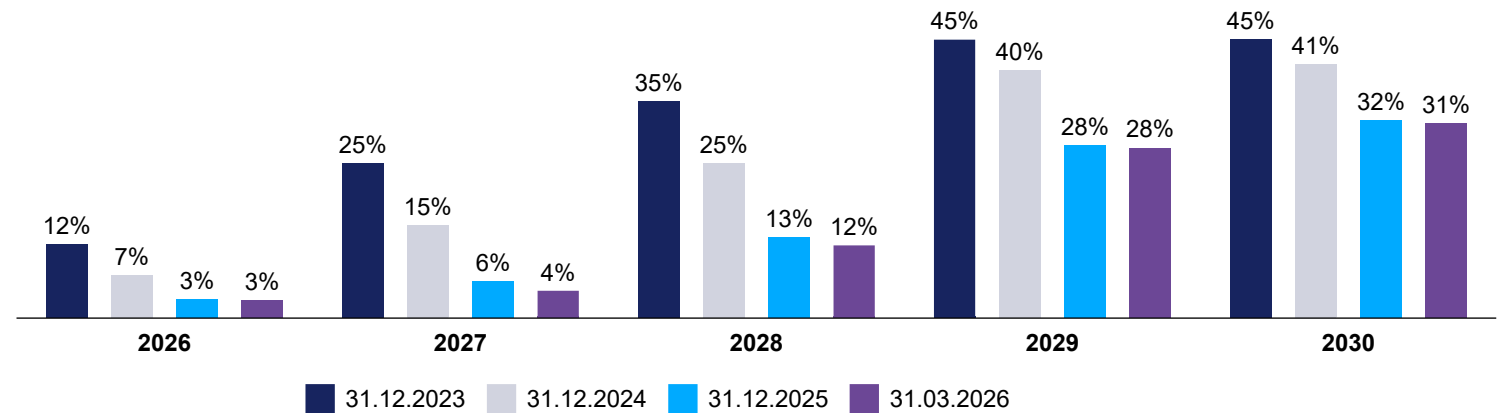
Estratégia de Comercialização e Energia

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

Balço de Energia (% do total; em MWm)
em 31/03/2026



Energia descontratada em relação à disponibilidade de um dado período



Evolução número de clientes livres e unidades consumidoras



2.434

(+34,6% em rel. 1T25)

Número de consumidores livres no 1T26¹



4.895

(+29,2% em rel. 1T25)

Unidades Consumidoras atendidas no 1T26¹

Notas:

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

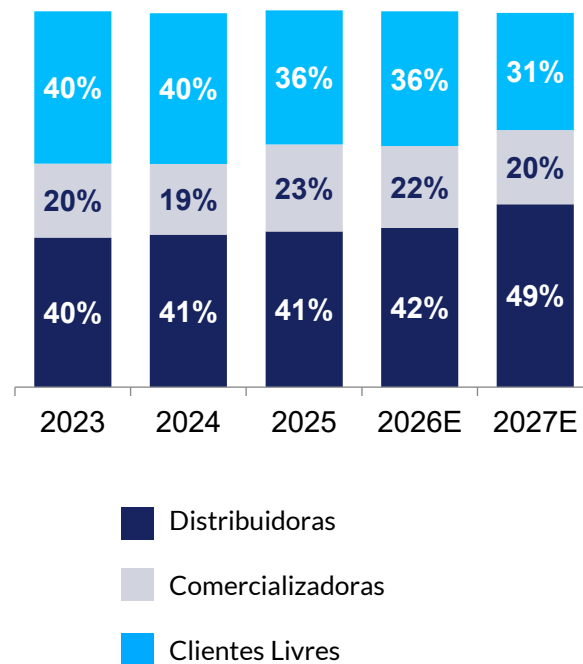
² Considera todas as unidades consumidoras com contratos vigentes.

Portfólio Equilibrado

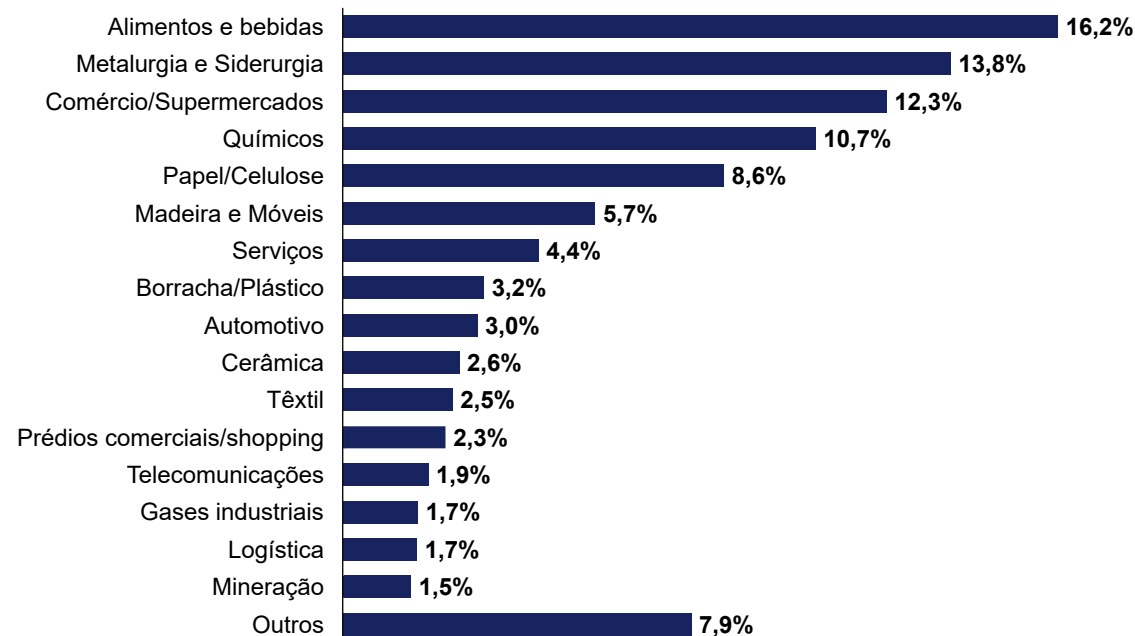
Diversificação do portfólio entre distribuidoras, clientes livres e comercializadoras



Energia contratada por tipo de cliente



Volume contratado para clientes livres em 2026



Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia baseado em classificação do IBGE.

05.

EXPANSÃO



Projetos de Transmissão em Implantação

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

RAP contratada¹:
R\$ 282,7 milhões

Capex Aneel²:
R\$ 2.667 milhões

Prazo de concessão:
30 anos

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

Características:

- extensão estimada de 1.000 Km;
- 4 linhas de transmissão de 500 Kv (circuito simples), cruzando 60 municípios nos estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo.

Notas:

¹ Valor base junho/25.

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 1T26, foi obtida a Licença de Instalação para todas as linhas de transmissão, bem como para construção da Subestação Medeiros Netto II.



Asa Branca

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

RAP contratada¹:
R\$ 268,3 milhões

Capex Aneel²:
R\$ 2.933,6 milhões

Prazo de concessão:
30 anos

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

Características:

- implantação de ~732 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/25.

² Valor base dezembro/22.



No 1T26, houve avanços nas atividades de licenciamento ambiental e liberação fundiária.

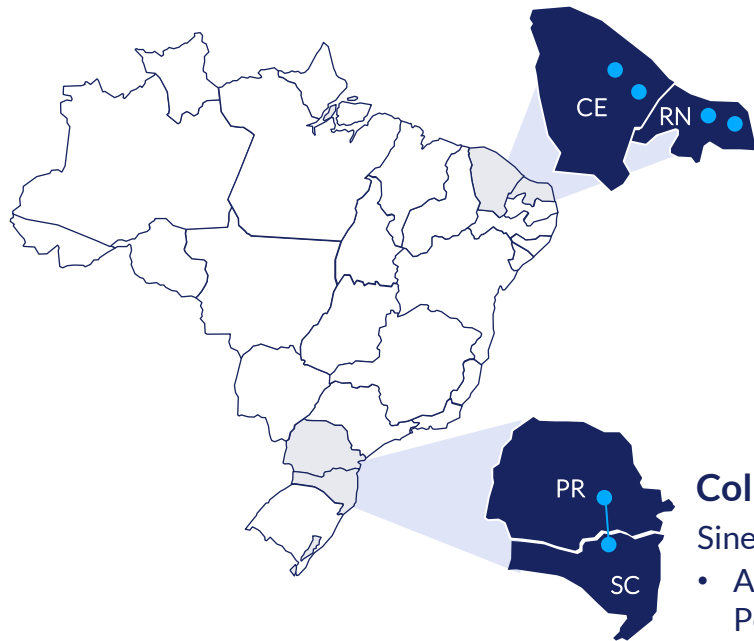


Continuidade das atividades pré-obra e desenvolvimento de engenharia.



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.

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)

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.

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.



Leilão realizado em março/26.

Características do leilão

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).

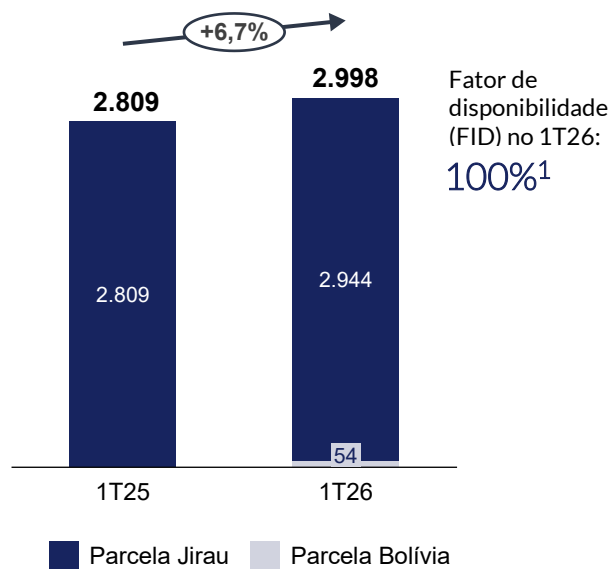
Notas:

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

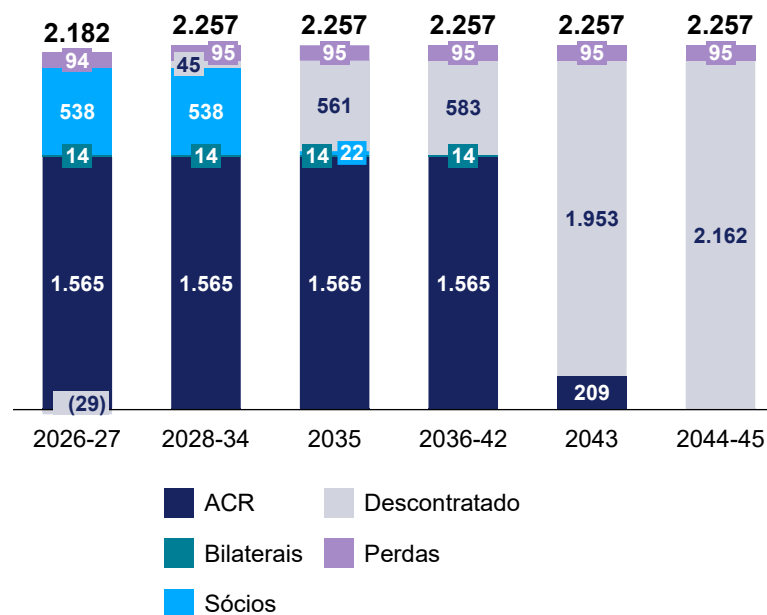
² Data-base: março/26.

UHE Jirau: atualização

Produção (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



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 Processo de extensão de concessão até 16/08/2047 em avaliação pela Aneel conforme memorando 111/2026-SCE/Aneel.

UHE Jirau: processo de transferência

Dez/25 – 1T26

- 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.



Próximas etapas

- Recomendação do Comitê Especial para Transações com Partes Relacionadas;
- Deliberações societárias vinculadas.

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




ENGIE Brasil
Participações



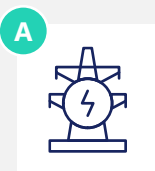
AXIA Energia



MITSUI & CO.

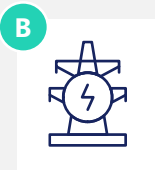
Projetos em construção

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



Projeto Colibri – SC/PR/CE/RN

Extensão: ~143 Km (SC/PR)

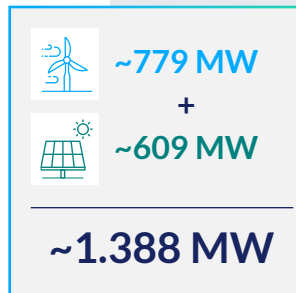
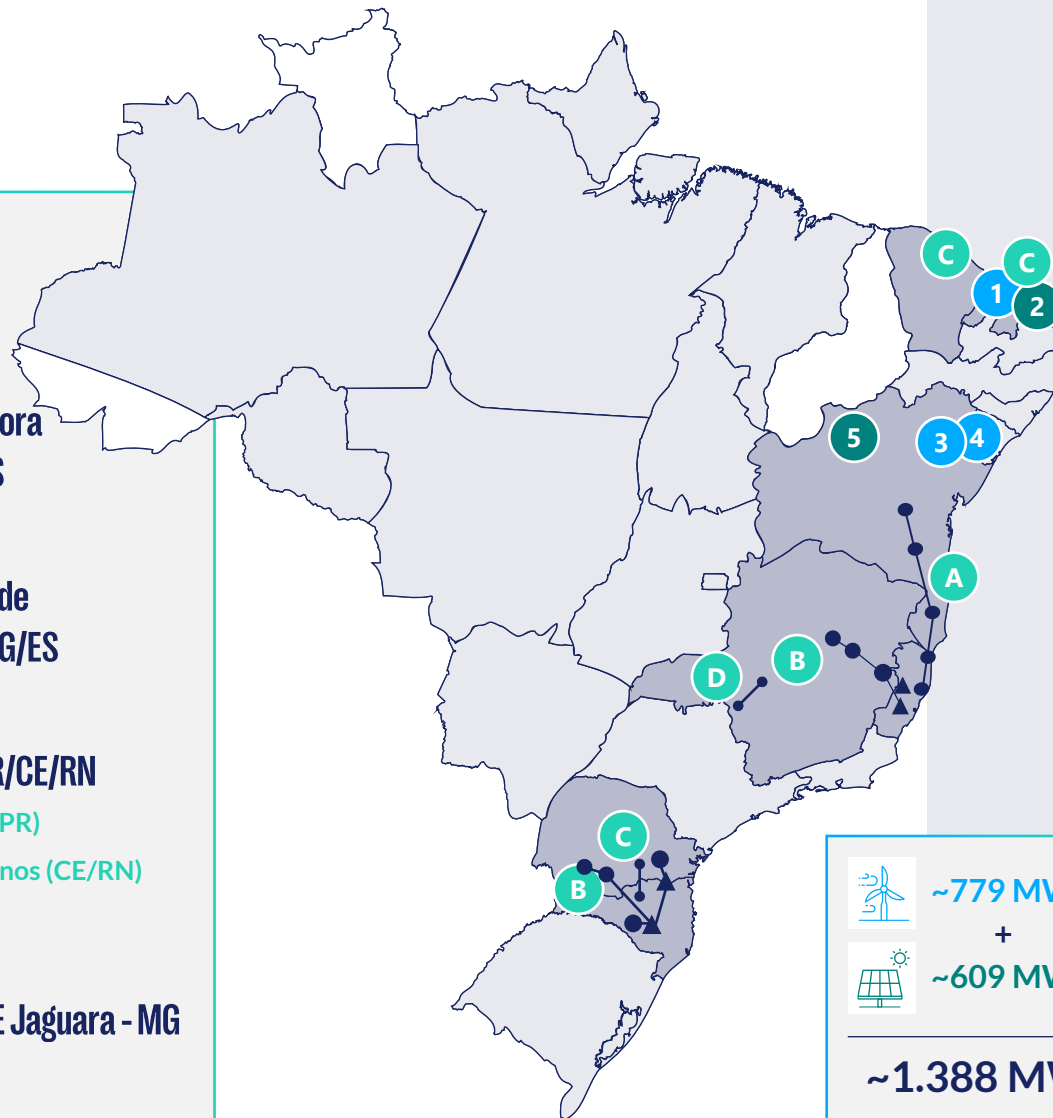
5 compensadores síncronos (CE/RN)

Geração

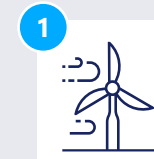


LRCAP – Expansão UHE Jaguará - MG

Capacidade: +232 MW

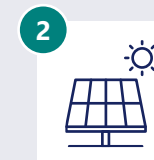


Projetos em desenvolvimento



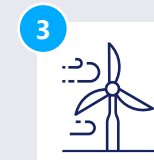
Conjunto Eólico Sto. Agostinho (Fase II) – RN

Capacidade instalada: 279 MW



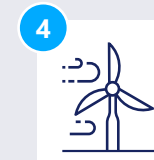
Conjunto Fotovoltaico Sto. Agostinho – RN

Capacidade instalada: ~509 MW



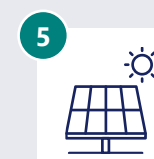
Conjunto Eólico Umburanas (Fase II) – BA

Capacidade instalada: 250 MW



Conjunto Eólico Campo Largo (Fase III) – BA

Capacidade instalada: 250 MW



Conjunto Fotovoltaico Alvorada - BA

Capacidade instalada: ~100 MW

06.

DESEMPENHO

FINANCEIRO

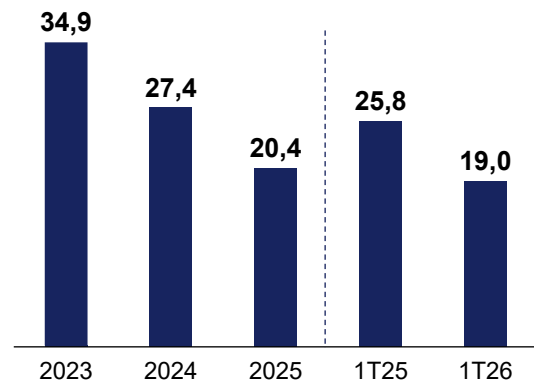


Performance Financeira Resiliente

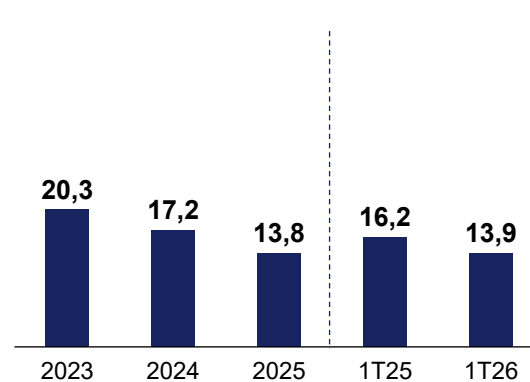
A boa gestão do portfólio e a diversificação em outros segmentos regulados, como transmissão, transporte de gás e contratos de energia no ACR, resultam em estabilidade e previsibilidade nos resultados.

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:



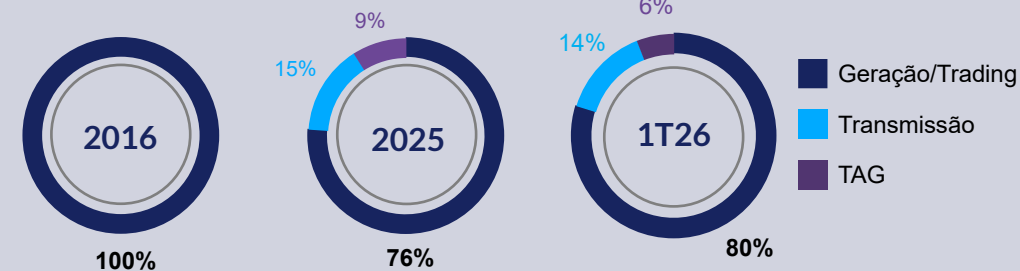
Total:
+52%



Renovável:
+79%

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

| Composição Ebitda ajustado:



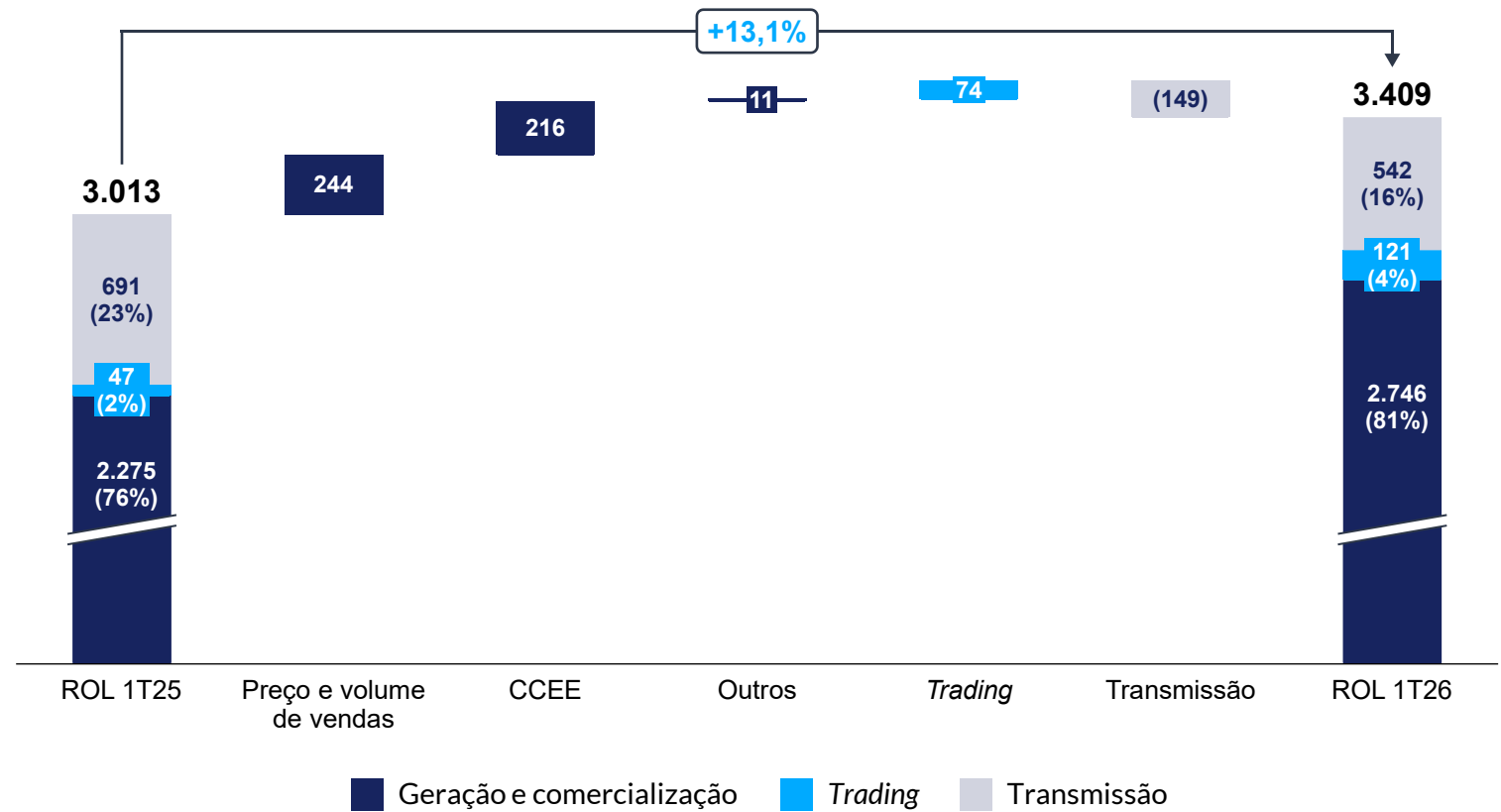
Ebitda ajustado:
+141%

Dividendos e JCP:
R\$ 18,9 bilhões

Lucro líquido ajustado:
+74%

Evolução da Receita Operacional Líquida

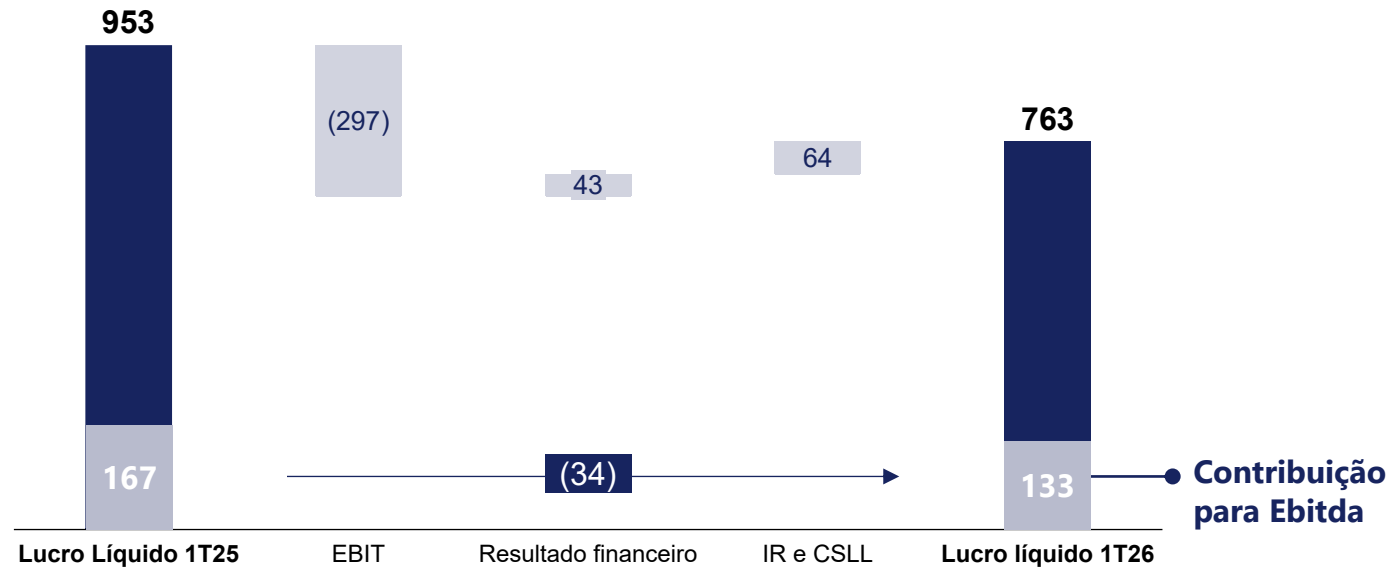
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)



Resultado de Participações Societárias

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

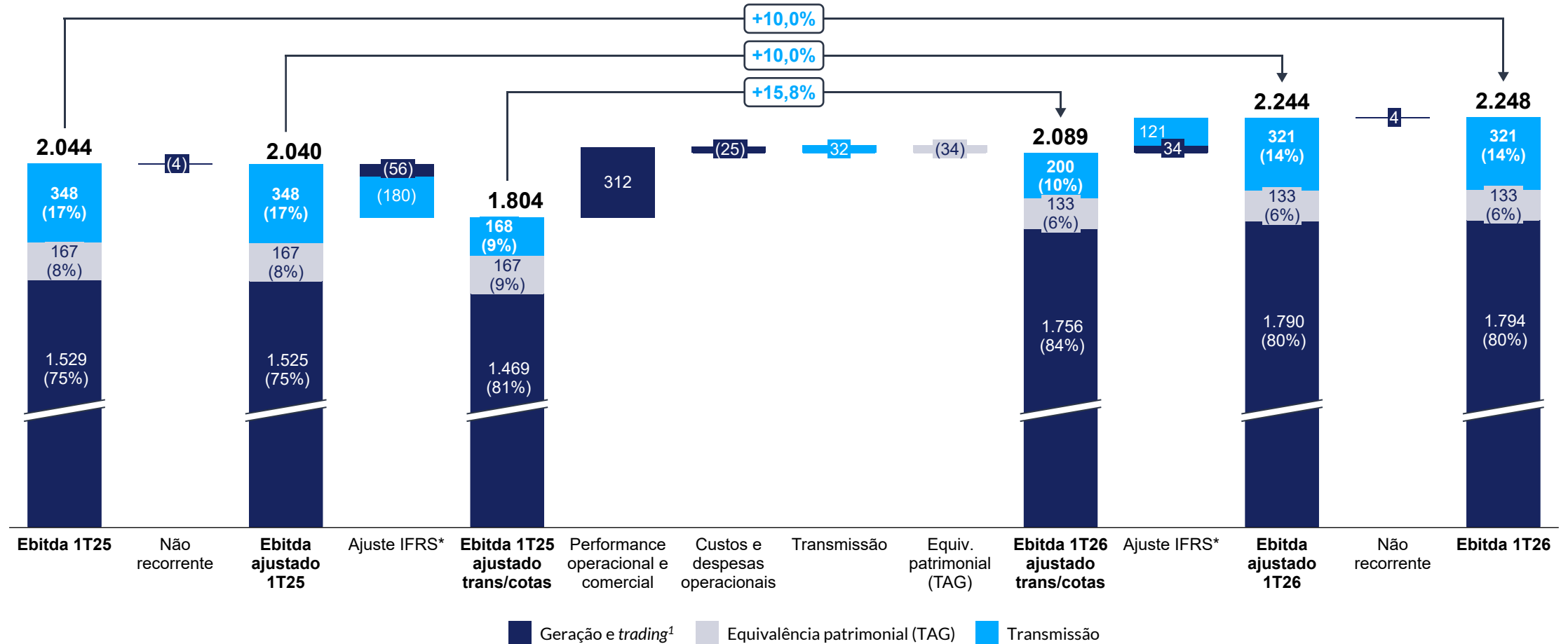
Evolução lucro líquido TAG (R\$ milhões)



Participação de **17,5%** na TAG, resultou na contribuição de **R\$ 133 milhões** no Ebitda da Companhia no **1T26**, via equivalência patrimonial.

Evolução do Ebitda

Ebitda (R\$ milhões)



Notas:

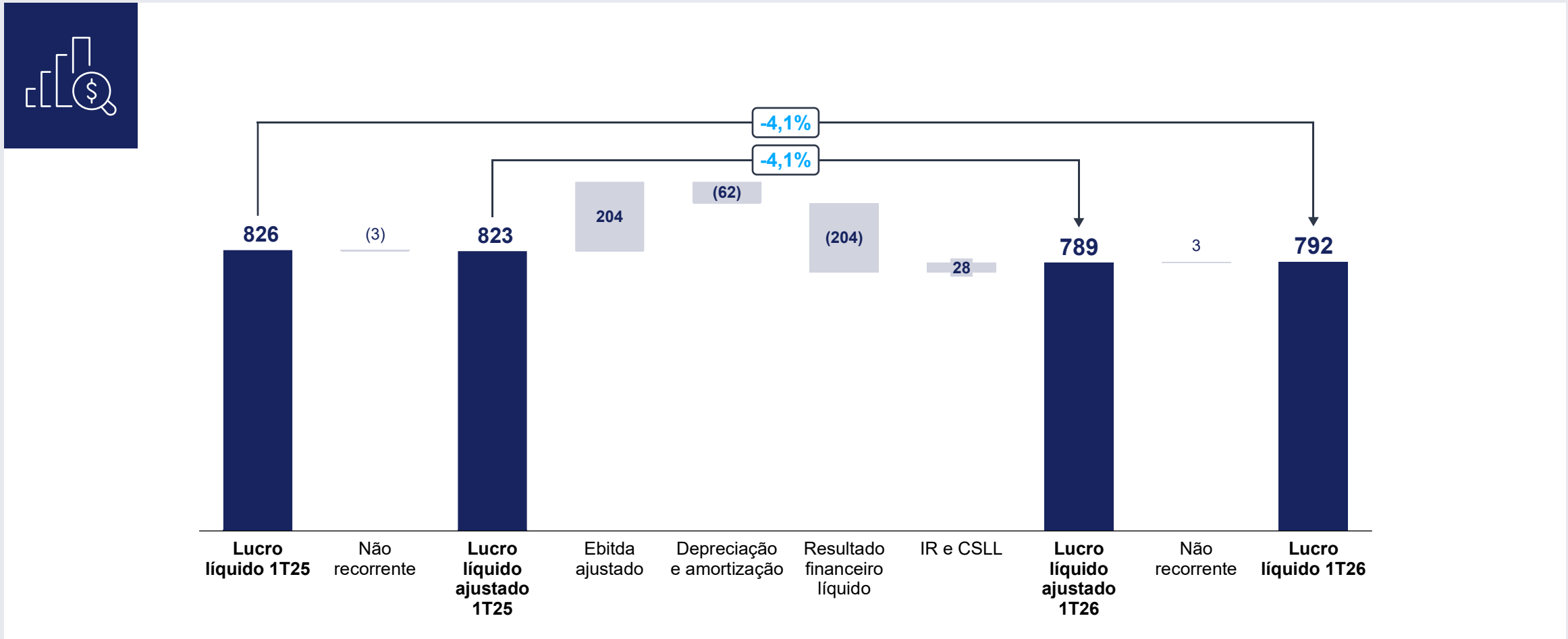
¹ Contempla o resultado dos segmentos de geração e trading.

*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.

Evolução do Lucro Líquido

Lucro Líquido (R\$ milhões)



Endividamento Equilibrado

Sem exposição cambial



Controle da dívida



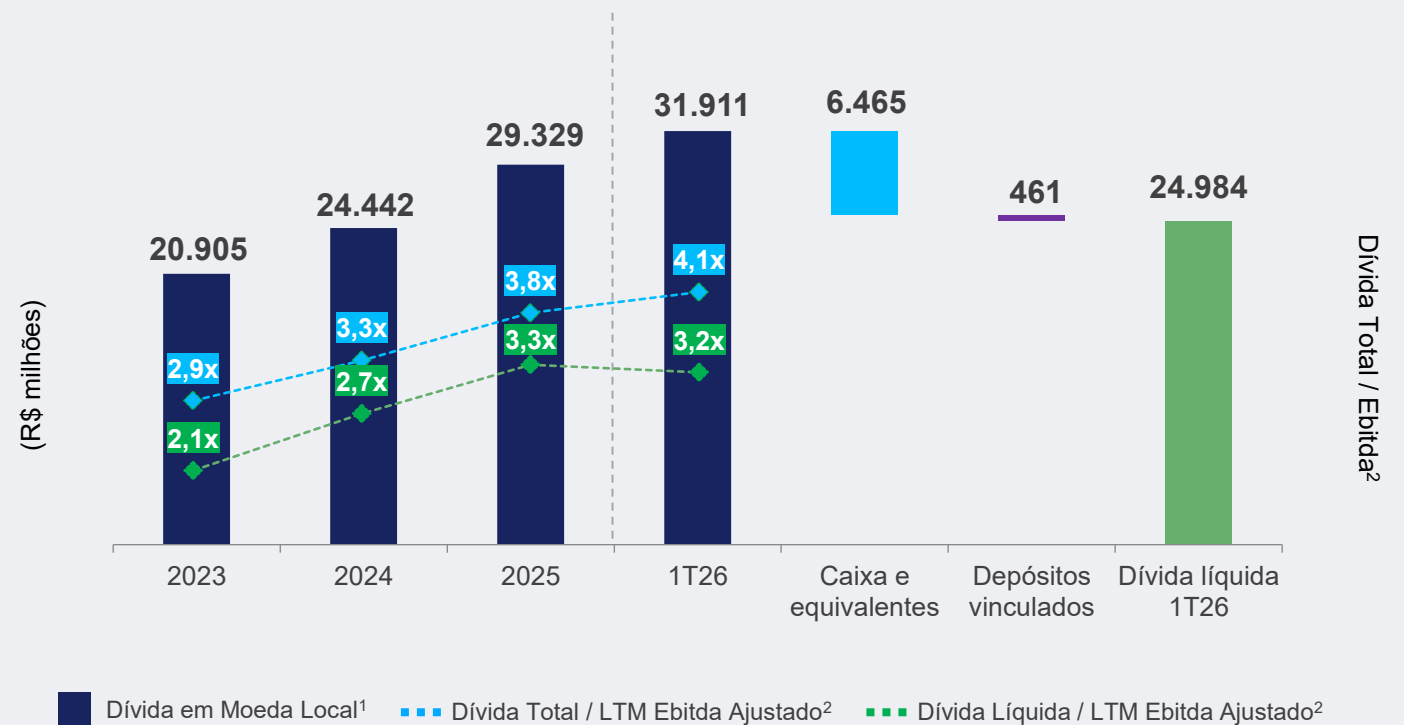
gestão ativa dos **custos do endividamento**



decisões de **investimentos bem-sucedidas**

asseguram níveis equilibrados da relação Dívida Líquida/Ebitda.

Overview da dívida (R\$ milhões)



Notas:

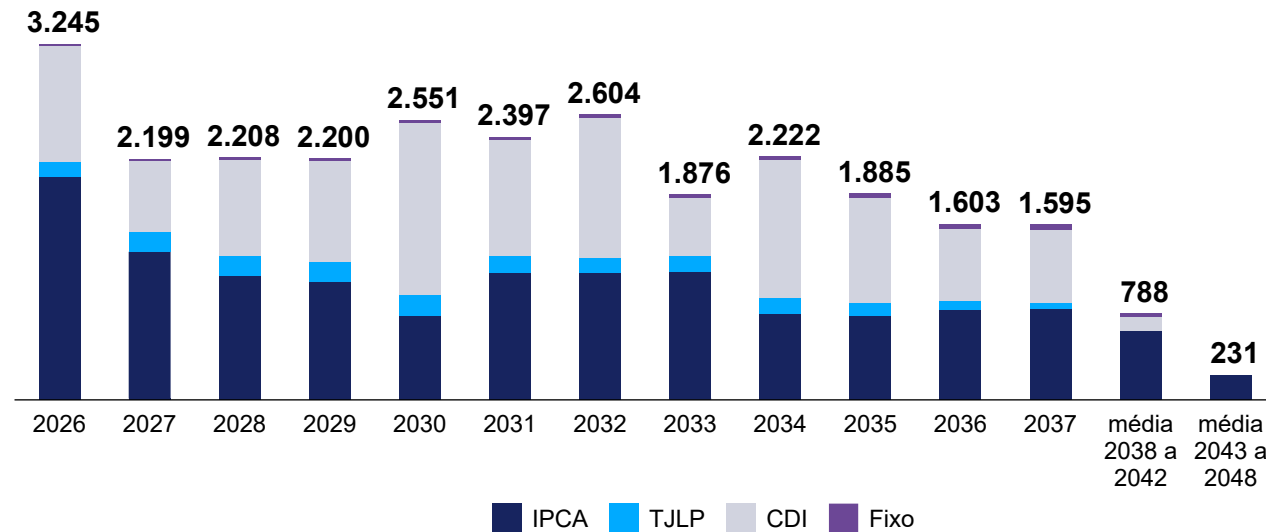
¹ Dívida bruta, líquida de operações de hedge.

² Ebitda ajustado nos últimos 12 meses.

Perfil e Composição da Dívida

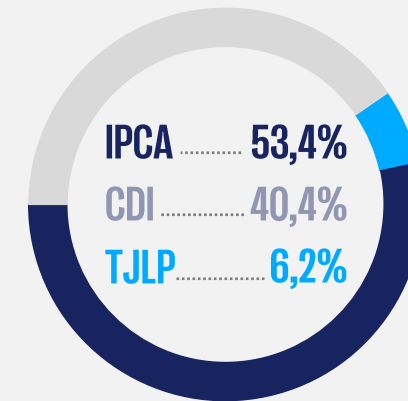
Rating AAA e forte geração de caixa garantem custo de dívida competitivo para financiar o crescimento

Cronograma de vencimento da dívida (R\$ milhões)



Indexação dos contratos de venda de energia mitiga a exposição da dívida ao IPCA e posição de caixa mitiga parte da exposição ao CDI.

Composição do endividamento



1T26: Custo nominal da dívida:
11,3% a.a. (equivalente a IPCA + 6,9%)

Prazo médio da dívida: 7,2 anos

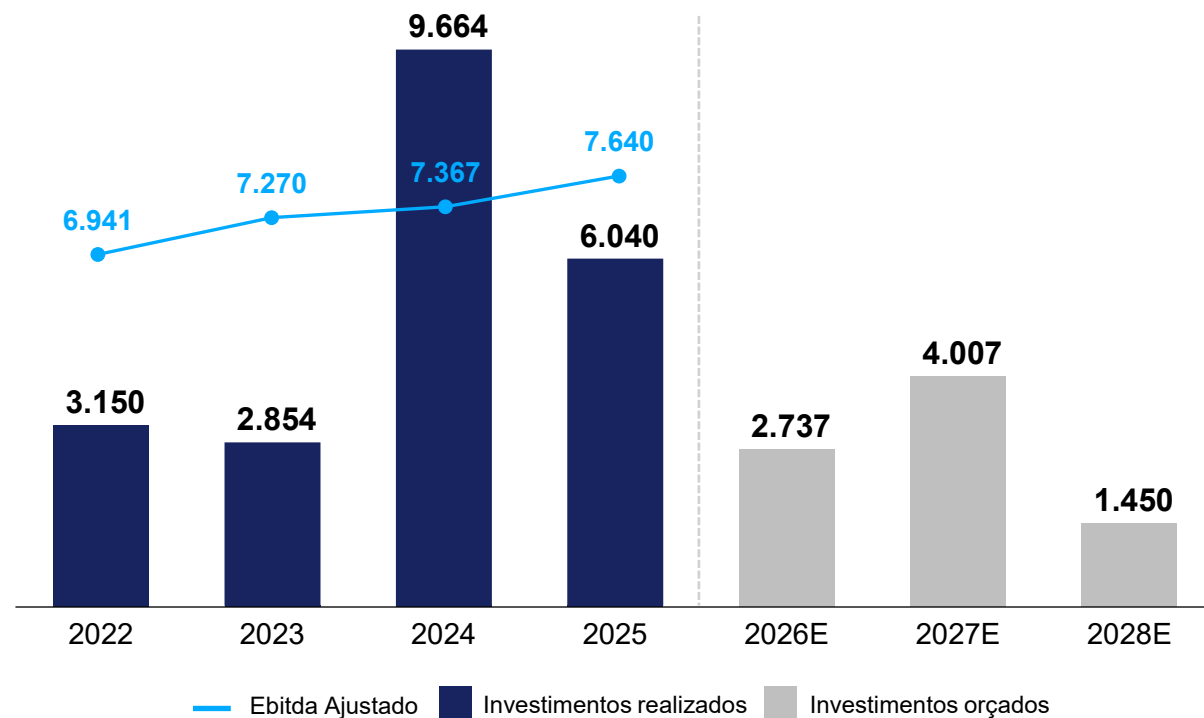
1T25: 11,6% a.a. (equiv. a IPCA + 5,8%)

Plano de Investimentos



O plano de expansão e investimentos em manutenção são suportados por uma **sólida geração de caixa e prudente estratégia de *funding*.**

Investimentos realizados/orçados (R\$ milhões)

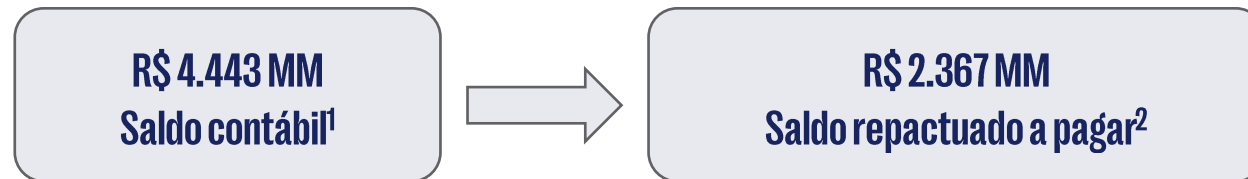


Nota:
¹ Não considera juros incorridos sobre a construção.

Repactuação UBP (Uso do Bem Público)

Criação de valor

- Aprovada a adesão ao mecanismo de repactuação das parcelas vincendas à título de Uso do Bem Público para as concessões das **UHEs Cana Brava e Ponte de Pedra**.
- A Lei 15.235/25 autoriza a quitação das obrigações futuras de UBP, por meio de um pagamento único, calculado como valor presente das parcelas vincendas.



✓ 16/abril: aprovação CA

| Próximas etapas:

30/abril: adesão formal

+30 dias: assinatura do Termo Aditivo


+30 dias: liquidação financeira

Notas:


¹ Em 31/12/2025.

² Em 08/12/2025. O valor final a ser pago será acrescido da variação da SELIC desde 08/12/2025 até a data da efetiva liquidação financeira. Deste saldo corrigido serão descontadas as parcelas mensais pagas no mesmo período, também corrigidas pela SELIC.


Política de Dividendos



Dividendo mínimo estatutário: 30% do lucro líquido distribuível

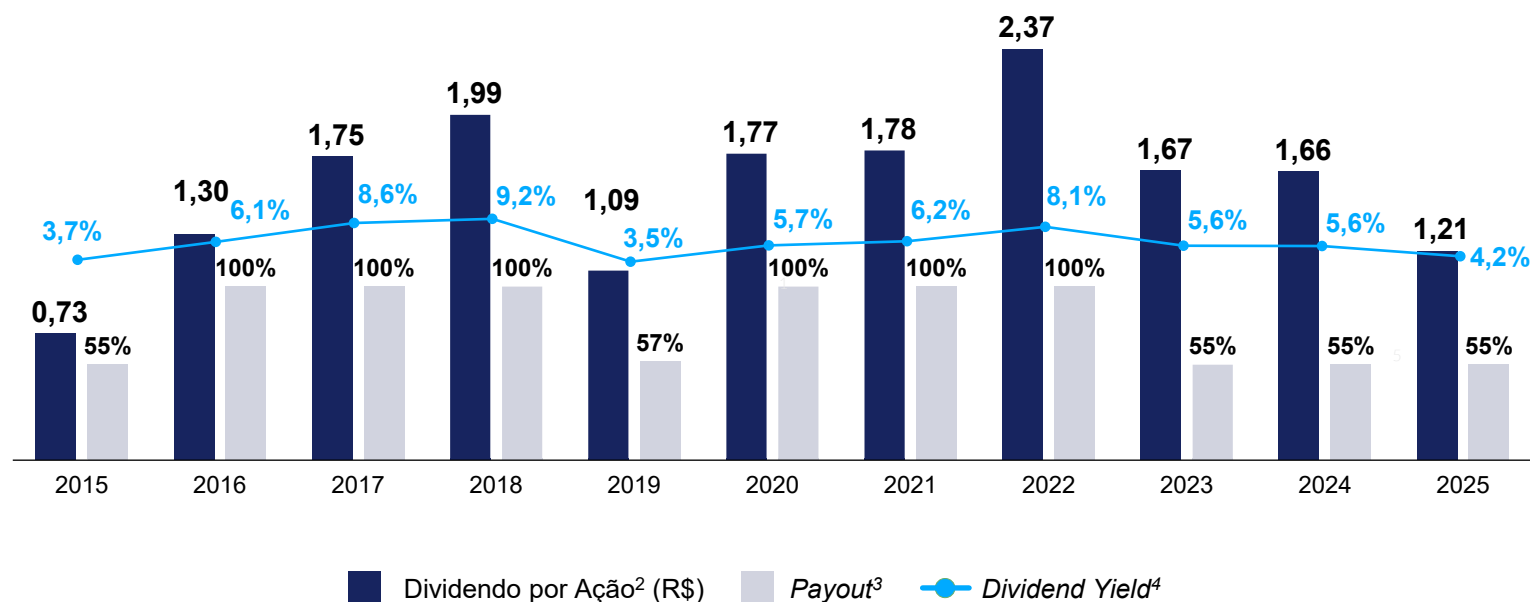


Compromisso da Administração: *payout* mínimo de 55% do lucro líquido distribuível



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).

Vantagens Competitivas



Setor Estratégico

- Perfil defensivo em tempos de crise
- Projetos com alta financiabilidade
- Diversificação entre os segmentos do setor de energia



Excelente Classificação de Risco

- A Fitch Ratings atribui à Companhia Rating Nacional de Longo Prazo como 'AAA(bra)' e em escala global "BB+", um nível acima do rating soberano



Alto Padrão de Governança Corporativa e Sustentabilidade

- Equipe diversificada e capacitada
- Controlador de primeira linha
- Integrante do Novo Mercado e ISE (desde que foi criado em 2005) da B3



Desempenho Financeiro Estável

- Forte geração de caixa
- ROE e ROIC acima da mediana do setor
- Ausência de exposição cambial



Presença no Setor de Energia

- Um dos maiores produtores privados de energia no Brasil
- Valor de Mercado: R\$ 37,5 bilhões em 31/03/2026
- Controlada pela ENGIE S.A., líder mundial em energia



Clara Estratégia Comercial

- Alta contratação nos próximos anos
- Portfólio balanceado entre clientes livres e regulados
- Aproveitamento de janelas de oportunidade



Previsibilidade Do Fluxo De Caixa

- Contratos indexados à inflação
- Base hídrica, mas com diversificação em fontes complementares e gestão de portfólio ativa
- Estratégia de contratação de longo prazo
- Contratos de transmissão não suscetíveis à variação de volume



Alto Desempenho Operacional

- Índices de disponibilidade de referência mundial
- Usinas certificadas segundo a ISO 9001, 14001 e ISO 45001
- Uso de alta tecnologia na operação remota e manutenção preditiva

07.

MATERIAL DE APOIO

Destques e Indicadores ESG

Outros anexos



Destaques ESG

Propósito ENGIE

Agir para acelerar a transição rumo a uma **sociedade neutra em carbono**, por meio do **consumo reduzido** de energia e soluções **mais sustentáveis**.

E Meio ambiente

- 100% da capacidade renovável
- Jornada pelo Clima
- Jornada pela Natureza
- Apoio à jornada de **descarbonização dos nossos clientes**
- + **6,7 milhões** de mudas plantadas/doadas, historicamente
- + **2.600** nascentes recuperadas
- **3.000 km²** sob gestão da Companhia (**1.600 km²** apenas em área de reservatório)

S Social

- Programas corporativos de **diversidade, equidade e inclusão**
- **100% dos fornecedores** cadastrados analisados por critérios socioambientais e éticos
- **7 Centros de Cultura e Sustentabilidade** (e outros 4 em construção/adequação)
- + **R\$ 385 milhões** investidos desde 2008
- + **3,5 milhões** de pessoas beneficiadas
- Abrangência em **+200 municípios**

G Governança

- **Integrante do Novo Mercado**
- Governança pautada em **gestão integrada, gerenciamento de riscos, ética e integridade**
- **Programa de Integridade e Comitê de Ética** acompanhados pelo Conselho de Administração
- **11 grupos de risco mapeados e mitigados**, incluindo segurança de informação e risco climático
- Conselho de Administração com **4 conselheiros independentes**

Objetivos Não Financeiros

Grupo ENGIE

Aspecto	Resultado 2025	Objetivo 2030
Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE)	45 MtCO ₂ e	Reduzir para patamar entre 26 e 36 MtCO₂e o total de emissões de gases de efeito provenientes da geração de energia elétrica do Grupo - em 2019, esse total foi de 80 MtCO₂e (meta alinhada à iniciativa Science Based Target – SBTi).
Diversidade	33,1%	Ampliar para patamar entre 40% e 60% a participação de mulheres na Administração do Grupo – em 2019, elas ocupavam 24% das posições de liderança.
Energias Renováveis	50%	Elevar para patamar entre 58% e 66% a participação de fontes renováveis no mix de capacidade de produção de energia mundialmente – ante os 28% registrados em 2019.
Cadeia de Fornecedores	79% / 51%	Atingimento de 100% , até 2030, do índice de compras responsáveis (excluída a aquisição de energia); e atingir 100% de fornecedores que representam pelo menos 50% da pegada de carbono das aquisições (excluindo energia) comprometidos com uma trajetória de descarbonização compartilhada com a ENGIE.
Água	0,18 m ³ /MWh	Atingir o consumo de água em relação à energia produzida de 0,1 m³/MWh .

Mudanças Climáticas

Há mais de um década atuando para acelerar a transição energética para um sistema de baixo carbono, em 2023 a ENGIE Brasil Energia consolidou sua **Jornada pelo Clima**, que tem como objetivos principais:



Incorporar o **gerenciamento dos riscos e oportunidades climáticas ao negócio**;



Desenvolver **estratégias de descarbonização** alinhadas à meta **NetZero** do Grupo ENGIE.



Principais direcionadores estratégicos Jornada pelo Clima

- **Descarbonização** do portfólio de ativos;
- **Expansão** em energias renováveis;
- Constante busca pela **redução da pegada de carbono**;
- Engajamento da **cadeia de valor** (Escopo 3 - clientes e fornecedores);
- Ações de **Conservação Ambiental e da Biodiversidade**;
- **Compensação** das emissões residuais.

Metas e compromissos

- Reduzir a **intensidade de emissões** de GEE (tCO₂e/MWh) em 30% até 2025 (meta atingida) e 56% até 2030 (0,034tCO₂/MWh em 2021);
- Expandir a **geração de energia renovável** em 3,8 GW até 2030;
- Engajar 100% dos principais **fornecedores do Escopo 3** a definirem metas alinhadas à ciência até 2030;
- Elaborar **planos de adaptação climática** em 100% dos nossos ativos até 2030.

100%

de capacidade instalada própria é proveniente de fontes renováveis

Mudanças Climáticas

Desde 2012, a ENGIE Brasil Energia investe na **redução de suas emissões de gases de efeito estufa (GEE)** e adaptação de práticas e processos ao cenário de **transição energética**.

- Emissões de dióxido de carbono estão entre as maiores causadoras das **mudanças climáticas**.
- **Transição para a economia de baixo carbono** é considerado o principal desafio empresarial desta década.
- Alinhar negócios à trajetória de limitar o aquecimento global demanda visão objetiva sobre **riscos e oportunidades**.

2006

Registro do primeiro **Projeto Crédito de Carbono MDL/UNFCCC** (Projeto Lages)

2010

Primeiro **Inventário de Gases do Efeito Estufa**

2012

Primeiras **metas de descarbonização** do Grupo ENGIE

2014

Descomissionamento da Termelétrica Alegrete (RS)

2015

Estratégia global de saída do carvão

2016

Descomissionamento da Termelétrica Charqueadas (RS)

Estratégia 3D (Descarbonização, Digitalização e Descentralização)

2019

Venda da Termelétrica Willian Arjona (MS)
Aquisição da TAG
Aquisição da concessão da linha de transmissão Novo Estado

2020

Registro do **10º projeto de créditos de carbono** no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)

2021

Mais de 1,2 GW de capacidade **instalada em eólica**
Venda da Termelétrica Jorge Lacerda (SC)

2022

Aceleração da Jornada pelo Clima
Primeiro reporte direto ao CDP – Score B

2023

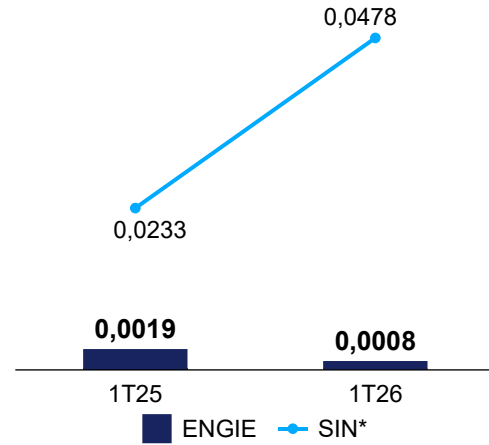
Venda da última usina termelétrica à carvão no Brasil: UTE Pampa Sul (RS)
100% renovável
CDP Climate Change 2023 Score “A-”

2024/
2025

Aumento do foco no engajamento de fornecedores – Escopo 3
CDP Climate Change 2025 Score “A”

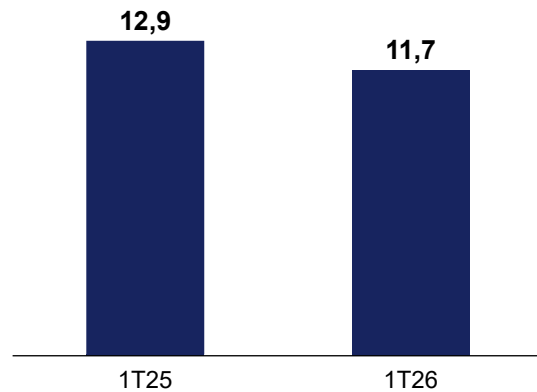
Indicadores ESG

Intensidade de emissões¹ (tCO₂e/MWh)



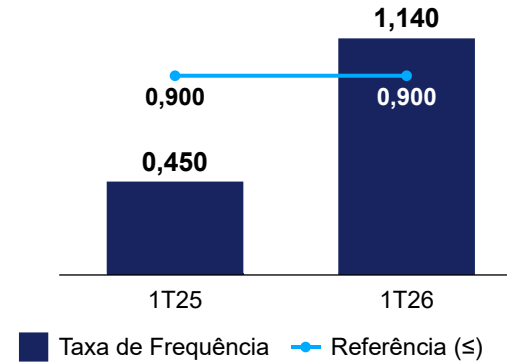
*Fonte: Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação

Investimento em inovação (R\$ milhões)



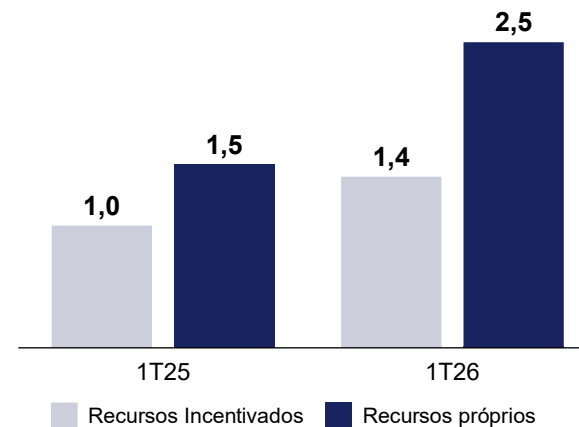
Nota: ¹Dados de emissões sujeitos a revisão após a consolidação anual no inventário de emissões.

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

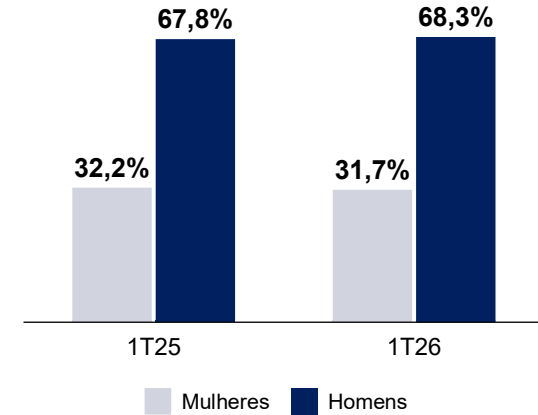


*Nº de acidentes/ milhão de horas de exposição a riscos

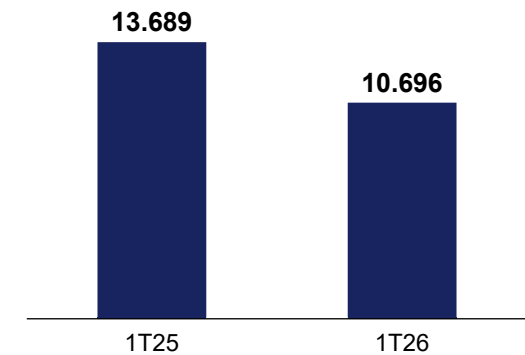
Investimentos Resp. Social (R\$ milhões)



Distribuição de gênero em posições de liderança (%)

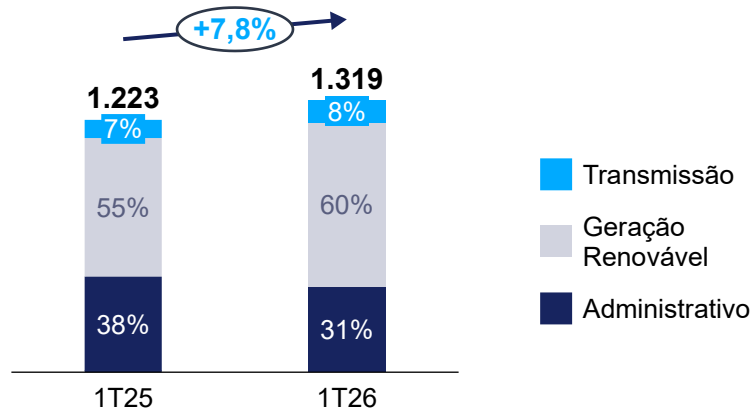


Pessoas engajadas – programa de relacionamento com a comunidade “conexão”

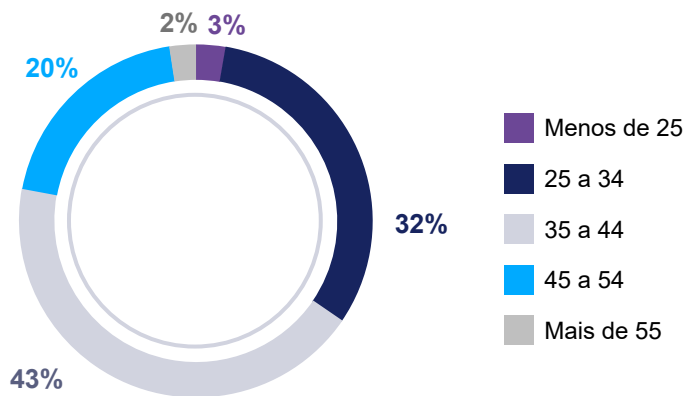


Força de Trabalho¹

Número de Empregados

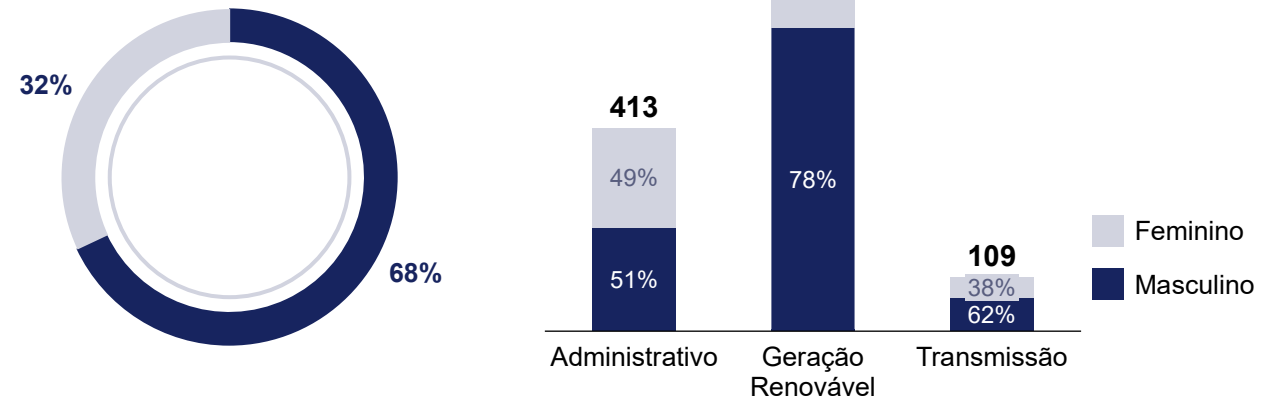


Por faixa etária

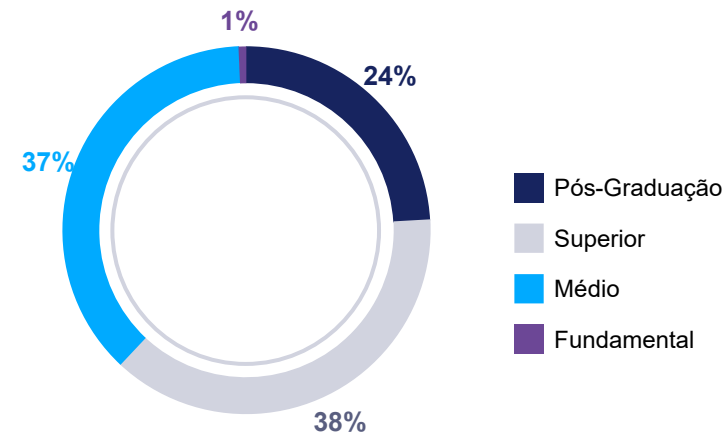


Nota: ¹Não considera os empregados lotados em projetos em construção.

Por gênero



Por formação



Indicadores de Sustentabilidade

Aspecto	Tema	Unid. de medida	Desempenho 1T26	Desempenho 1T25	Variação
E	Intensidade de emissões por geração de energia	tonCO ₂ e/MWh	0,0008	0,0019	-57,4%
	Intensidade de emissões por Receita Líquida	tCO ₂ e/milhões R\$	3,0	7,1	-57,7%
	Emissões totais (Escopo 1, 2 e 3)	Toneladas	10.130,6	21.365,2	-52,6%
	Intensidade de consumo de água	m ³ /MWh	0,011	0,015	-29,9%
	Pessoas engajadas - Programa de Relacionamento com a Comunidade "Conexão" ¹	Pessoas	10.696	13.689	-21,9%
S	Taxa de Frequência - Empregados próprios + prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	1,140	0,450	0,69 p.p.
	Taxa de Frequência - Empregados próprios	nº acid/milhão horas	3,190	0,000	3,19 p.p.
	Taxa de Frequência - Prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,900	0,520	0,38 p.p.
	% de colaboradores treinados formalmente	%	54,2%	80,0%	-25,8 p.p.
	Taxa de rotatividade de colaboradores (turnover)	%	2,2%	1,0%	1,2 p.p.
	Taxa de desligamento voluntário (turnover voluntário)	%	1,0%	0,4%	0,6 p.p.
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Incentivados	R\$	1.414.514	1.024.000	38,1%
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Próprios	R\$	2.550.290	1.504.000	69,6%
	Investimento em Inovação ²	R\$	11.744.763	12.884.619	-8,8%
	Total de colaboradores	Colaboradores	1.312	1.198	9,5%
	% de colaboradores em operações certificadas (ISO 9.001, 14.001, 45.001)	%	80,6%	83,0%	-2,3 p.p.
G	% de mulheres na Companhia	%	31,7%	32,2%	-0,5 p.p.
	% de homens na Companhia	%	68,3%	67,8%	0,5 p.p.
	% de mulheres em posições de liderança	%	31,4%	33,8%	-2,4 p.p.
	% de homens em posições de liderança	%	68,6%	66,2%	2,4 p.p.
	% colaboradores com deficiência	%	4,8%	4,9%	-0,1 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.

Principais Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (em R\$ milhões)	1T26	1T25	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.409	3.013	13,1%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.865	1.722	8,3%
Ebitda ¹	2.248	2.044	10,0%
Ebitda ajustado ²	2.244	2.040	10,0%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas ³	2.089	1.804	15,8%
Ebitda / ROL - (%) ¹	65,9	67,8	-1,9 p.p.
Ebitda / ROL - (%) ajustada ²	65,8	67,7	-1,9 p.p.
Lucro Líquido	792	826	-4,1%
Lucro Líquido ajustado	789	823	-4,1%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado ⁴	19,0	25,8	-6,8 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado ⁵	13,9	16,2	-2,3 p.p.
Dívida Líquida ⁶	24.984	20.672	20,9%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) ⁷	5.840	5.389	8,4%
Energia Vendida (MW médios) ⁸	4.904	4.439	10,5%
Preço Líquido Médio de Venda (R\$/MWh) ⁹	216,76	213,98	1,3%
Número de Empregados - Total	1.348	1.247	8,1%
Empregados EBE	1.319	1.223	7,8%
Empregados em Projetos em Construção	29	24	20,8%

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 Jaguará e Miranda).

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

Portfólio Balanceado de Ativos em 31.03.2026



Capacidade instalada própria
de geração de energia de
11.266 MW (5.376 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	53,0 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	25,6
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	11,9
32 Nova Aurora (Solar)	3,0	0,2
33 Tubarão (Eólica)	6,3	0,3
Total	4.225,6	1.799,9

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.

Balanco de Energia em 31.03.2026

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	2031				
Recursos Próprios	5.171	5.186	5.183	5.182	5.150	4.262	Preço Bruto no Leilão (R\$/MWh)	Data de Referência	Preço Bruto Corrigido (R\$/MWh)	Preço Líquido de PIS/COFINS/P&D (R\$/MWh)
+ Compras para Revenda	704	436	377	231	205	156				
= Recursos Totais (A)	5.875	5.622	5.560	5.413	5.355	4.418				
Vendas Leilões do Governo ²	2.178	2.338	2.414	2.230	2.144	2.144				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	331,9	298,2
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	364,2	327,2
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	380,4	341,8
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	342,5	307,7
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	378,9	365,1
2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	256,0	232,3
2015-EN-2018-20	46	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	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	256,5	232,8
2017-EN-2021-20 (Sertão Solar)	27	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	151	95,3	dez-12	192,1	174,3
2010-EN-2015-30	190	190	190	190	190	190	104,0	dez-10	241,3	219,0
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	2.960	2.464	1.921	1.122	956	649				
= Vendas Totais (B)	5.138	4.802	4.335	3.352	3.100	2.793				
- Hedge comercial	572	572	572	572	572	572				
Saldo (A - B - Hedge)	165	248	653	1.489	1.683	1.053				
Preço médio de venda (R\$/MWh) (líquido) ^{3,4} :	225,4	228,5	235,1							
Preço médio de compra (R\$/MWh) (líquido) ⁵ :	190,1	180,0	167,3							

² XXXX-YY-XXXX-ZZ, 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.

Mercado de Energia no Brasil

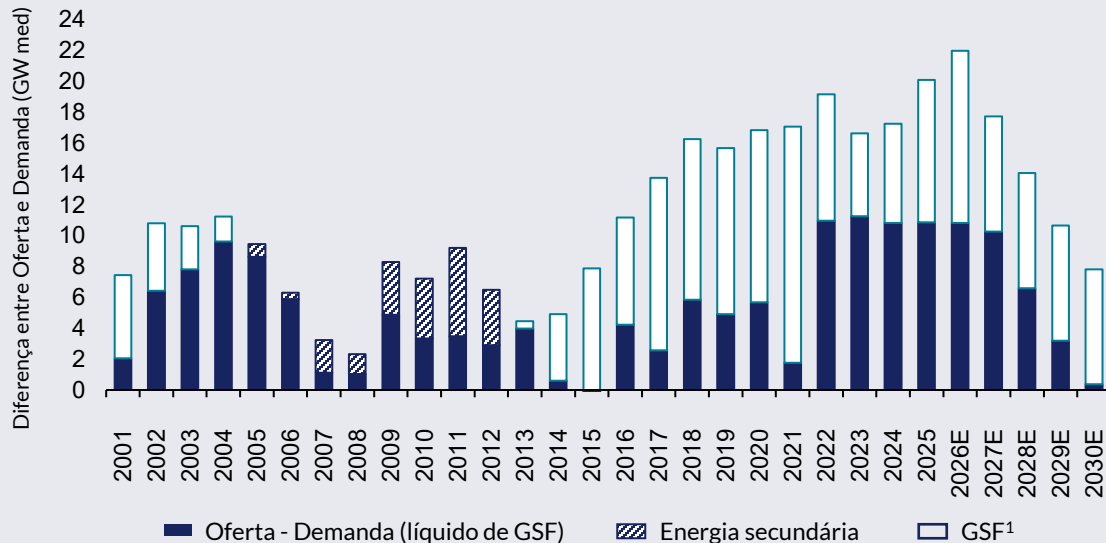


Oferta: no passado, suprida por hidrelétricas com reservatórios. Atualmente, maior presença de termelétricas e hidrelétricas a fio d'água. Expansão predominantemente da oferta em fontes intermitentes, reduzindo a participação das demais fontes na matriz.



Demanda: a carga no 1T26 foi 0,2% inferior ao mesmo período de 2025. O consumo acumulado nos últimos 12 meses apresentou variação de +1,6% no setor residencial, -1,2% no setor comercial e estabilidade no setor industrial, na comparação com igual período anterior.

Oferta x Demanda Teórica

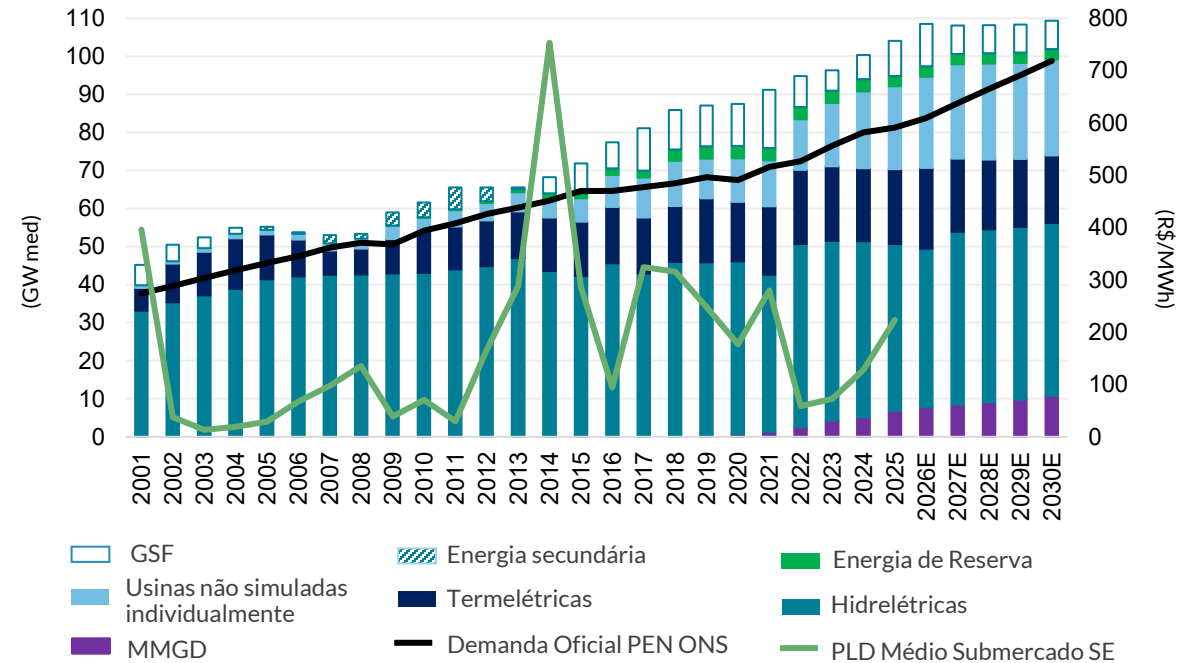


¹: Para o ano 2026 foi considerada a expectativa de GSF, conforme CCEE. Para os anos 2027+ foi utilizada a geração hidrelétrica média do período 2020-2025.

Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia baseado em dados oficiais divulgados pelos órgãos setoriais competentes.

O 1T26 foi impactado pelo atraso do período úmido, com recuperação dos reservatórios apenas a partir da segunda metade de fevereiro. O trimestre encerrou com afluências de 84% da MLT no SIN, em linha com o 1T25. O Sudeste atingiu 65% de armazenamento, enquanto Sul (60%) e Norte (76%) registraram níveis abaixo da média. O Nordeste fechou em 82% da MLT, que contribuiu para a redução da geração eólica nos meses de fevereiro e março.

Distribuição da oferta por fonte



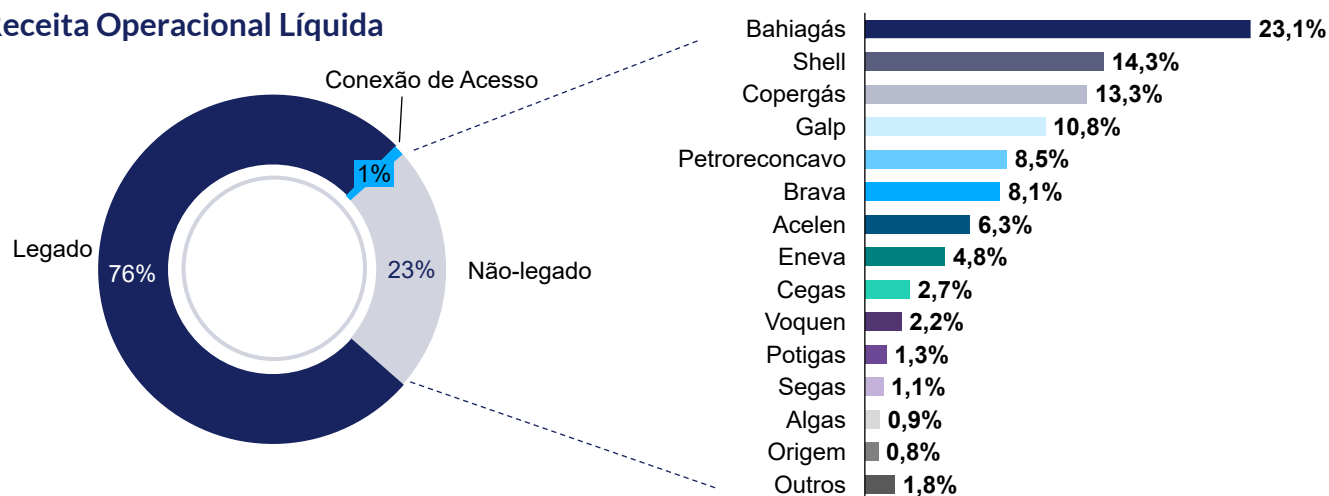
Fonte: Estudo interno com base em informações da Aneel e ONS.

Transportadora Associada de Gás – TAG

Contratos

Contrato/Trecho	Extensão (km)	Vencimento do Contrato	Capacidade ² (MM m ³ /dia)	Tipo	Cliente	Índice de reajuste ⁴
Gasene	1.400	nov-2033	30,3	Legado	Petrobras	46% Cesta IGP ¹ ; 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 Líquida



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.

Protagonismo na abertura do mercado de gás



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.



477 contratos firmes

assinados no 1T26 (vs. 251 no 1T25).

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
1T26 ²	—————	1,93x

Composição da dívida (R\$) – TAG em 31/03/2026



6,3 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

10,1 bilhões¹

Mercado externo:

Bank Loan³ (jun/19 a jun/31):

- SOFR + spread (entre 2,5% e 3,3%) + CAS (0,42826%)
- Amortização semestral
- Saldo em mar/2026 = MUSD 1.931

Notas:

¹ Montante considerando a conversão em 31/03/2026.

² Não auditado.

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

Transportadora Associada de Gás – TAG

Plano de investimento de R\$ 4,1¹ bilhões nos próximos 5 anos

Ponto de Saída Buriti (AM)

Ponto de saída em Manaus para atendimento à demanda termelétrica local

- Cap. máx. entrega: **3,2 MMm³/dia**
- COD previsto: **2T26**, Autorização de Construção (AC) emitida em jul/25 e AO em abr/26.

Estação de Compressão de Itajuípe (BA)

Otimização de Rede | Estação de compressão no GASCAC, trecho norte do GASENE




- Cap. instalada: **20MM m³/dia**
- Volume incremental: **3MM m³/dia**

Conexão do Porto do Açú – GASOG (RJ)

Conexão de acesso do Porto do Açú ao Gasoduto Cabiúnas-Vitória

- Extensão: **45 km**
- Capacidade max. transp: **10MM m³/dia**



-  Projetos em Implementação
-  Projetos em Desenvolvimento
-  Projetos Concluídos

Ponto de Entrada Suape (PE)

Novo Ponto de Entrada para conectar um Terminal de GNL ao Porto de Suape (Termopernambuco)

- Extensão: **2 km** (potencial extensão para 9km)
- Capacidade max. transp: **14,3 MM m³/dia**

Ponto de Entrada Miranga (BA)

Ponto de entrada para conectar uma nova UPGN² Miranga (Petroreconcavo)

- Extensão: **5 km**
- Capacidade max. transp: **1.5MM m³/dia**

Ponto de Saída Itagibá (BA)

Ponto de saída para distribuidora local, trecho norte do GASENE

- Capacidade max. entrega: **0,7MM m³/dia**
- CAPEX: **BRL 19,6 milhões**
- Obra concluída em ago/23, aguardando Autorização de Operação (AO)

Notas:

¹ Do CAPEX total, 55% em projetos de expansão e 45% em manutenção.

² Unidade de Processamento de Gás Natural.

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 Wagner

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

