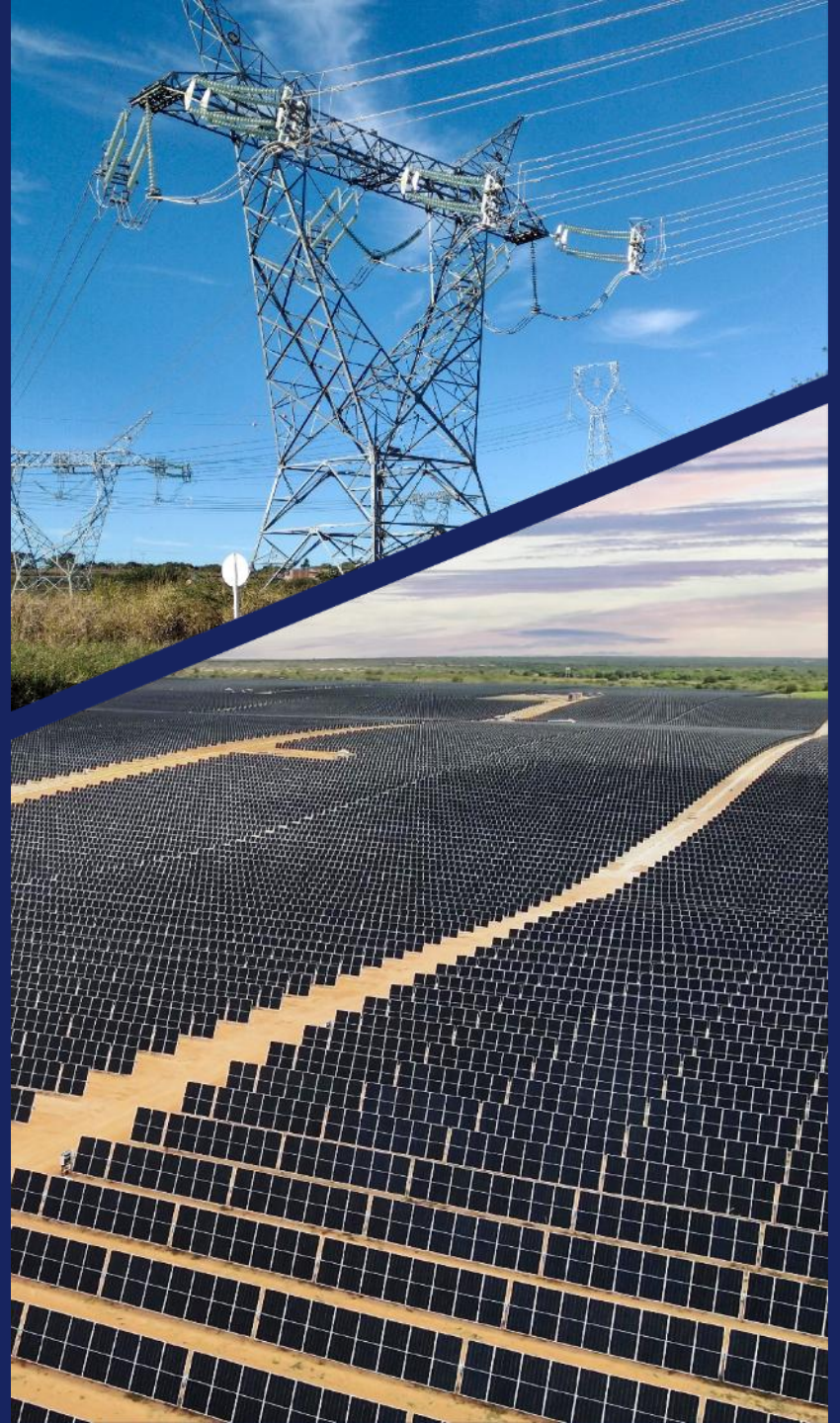
APRESENTAÇÃO INSTITUCIONAL 3T26

Novembro 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. Destaques 04

02. Controle acionário e áreas de atuação 07

03. Destaques operacionais 13

04. Vendas e estratégia de comercialização de energia 17

05. Expansão 20

06. Desempenho financeiro 25

07. Material de apoio 36

Destaques e Indicadores ESG
Outros anexos

01.

DESTAQUES



Destaques

Após aprovação pela Assembleia Geral, em 17 de julho ocorreu a liquidação da **transferência da participação de 40% na Jirau Energia**, detida pela ENGIE Brasil Participações, para a Companhia, com **reconhecimento via equivalência patrimonial** a partir daquela data.

Em 5 de novembro, foi aprovada pelo Conselho de Administração a convocação de AGE para deliberar a **incorporação pela Companhia de sua subsidiária integral, ENGIE Brasil Energia Comercializadora (EBC),** visando simplificar a estrutura da organização.

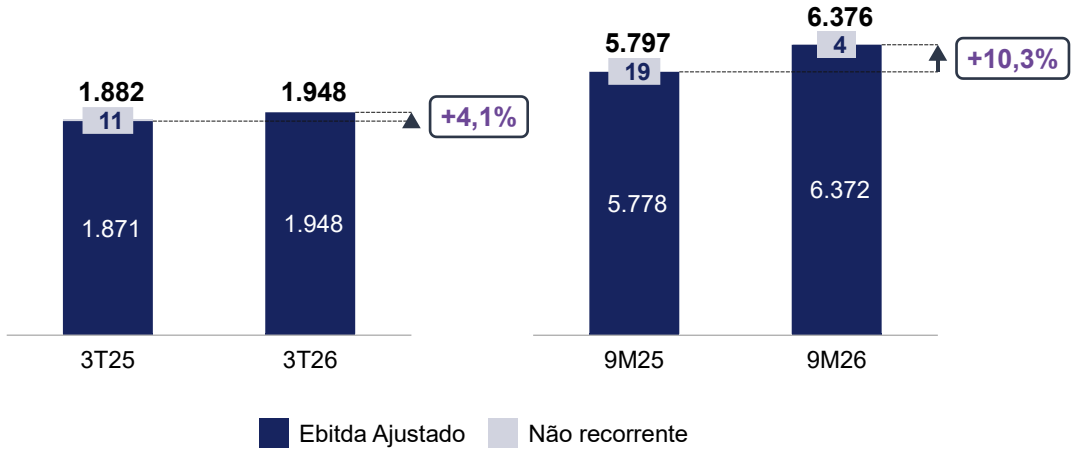
Em 20 de julho, a Companhia **concluiu a liquidação financeira da repactuação do Uso do Bem Público (UBP),** relacionada às obrigações futuras das UHEs Cana Brava e Ponte Pedra, com o pagamento total de R$ 2,23 bilhões.

Troféu Transparência (16ª vez) Anefac: reconhece as melhores práticas de governança, transparência e qualidade nas informações financeiras.

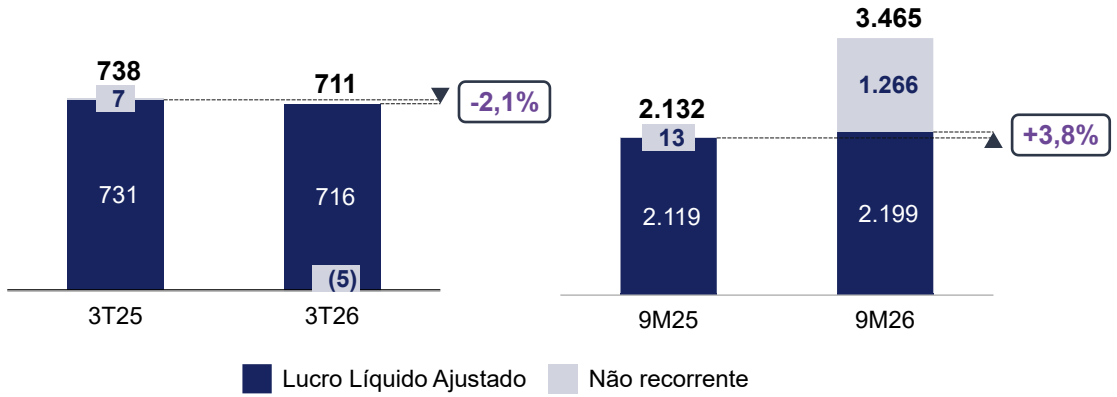
A agência Fitch Ratings **elevou o rating internacional de longo prazo em moeda local** para **'BBB'**, com perspectiva estável. Todos os demais *ratings* da Companhia foram reafirmados.

Destaques

| Ebitda Ajustado[1] (R$ milhões)



| Lucro Líquido Ajustado (R$ milhões)



Principais *drivers* do resultado vs. 3T25

Segmento Geração

↑ R$ 124 milhões

Segmento Transmissão

↓ R$ 25 milhões

Resultado Equivalência Patrimonial (TAG)

↓ R$ 22 milhões



Depreciação e amortização

↓ R$ 70 milhões

Resultado Financeiro

↓ R$ 42 milhões

IR e CSLL

↑ R$ 20 milhões

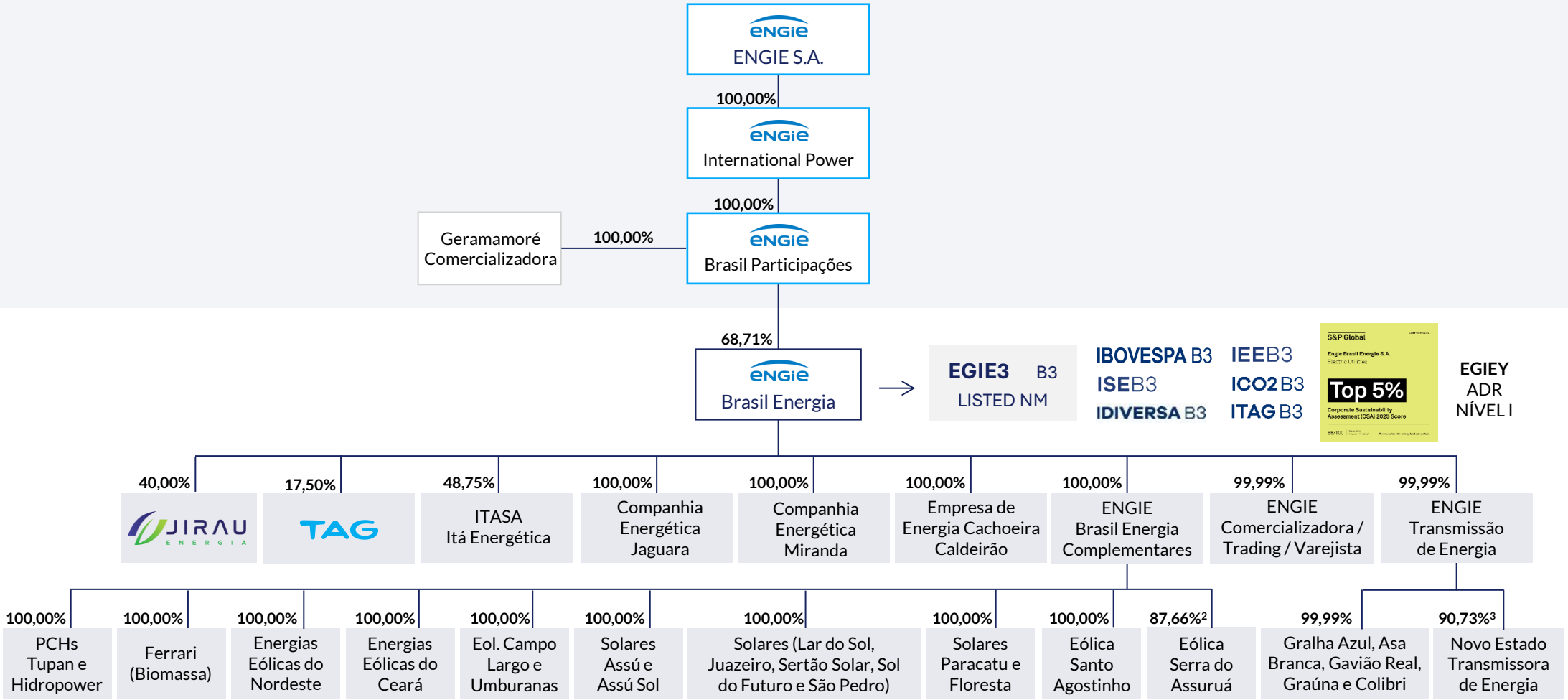
Nota: [1]Ebitda Ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + não recorrentes.

02.

CONTROLE ACIONÁRIO E ÁREAS DE ATUAÇÃO



Controle Acionário[1]



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

146 usinas com capacidade instalada de **12,8 GW**, considerando os 40% (1,5 GW) da participação na UHE Jirau

Transmissão

3.205 Km de linhas de transmissão em operação e **6 subestações** próprias
+~1.547 km em implantação

Trading

346 GWh no 3T26, **3,1%** do total do segmento de geração

Transporte de Gás (TAG)

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



Capacidade Instalada*

67% Hidrelétricas

33% Complementares

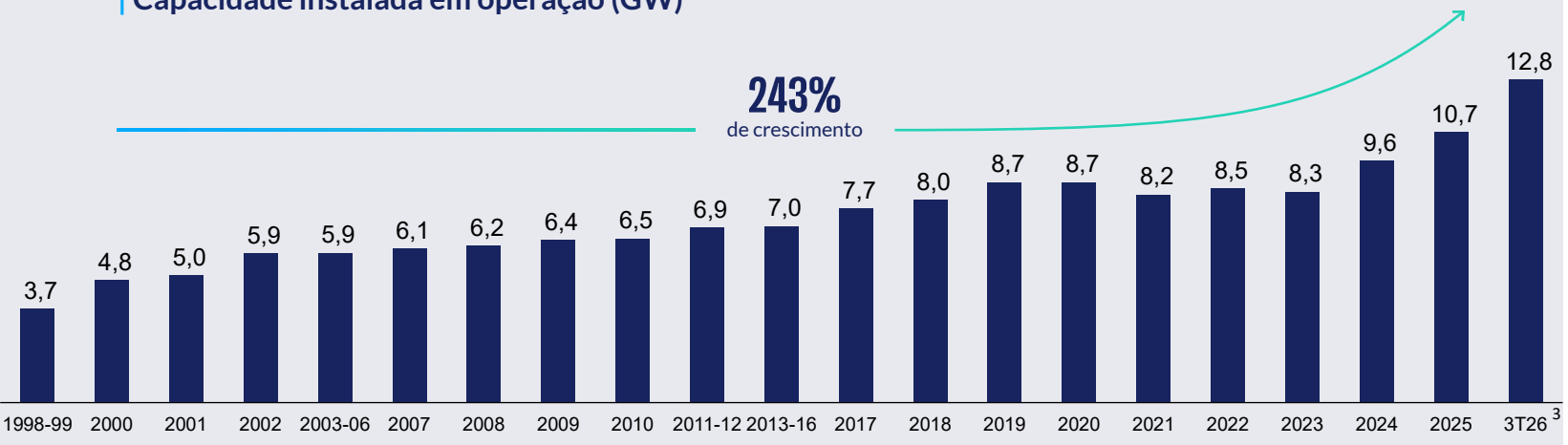
*Considera a participação de 40% na UHE Jirau

Geração de Energia

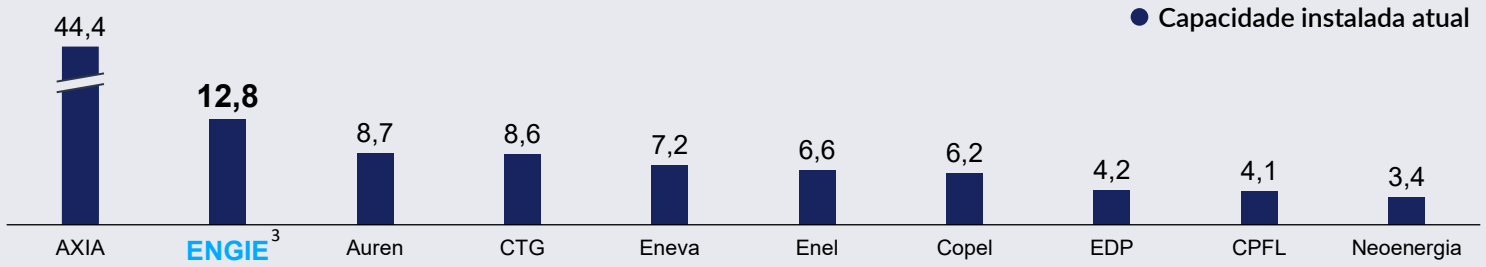
Relevância entre os produtores de energia

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

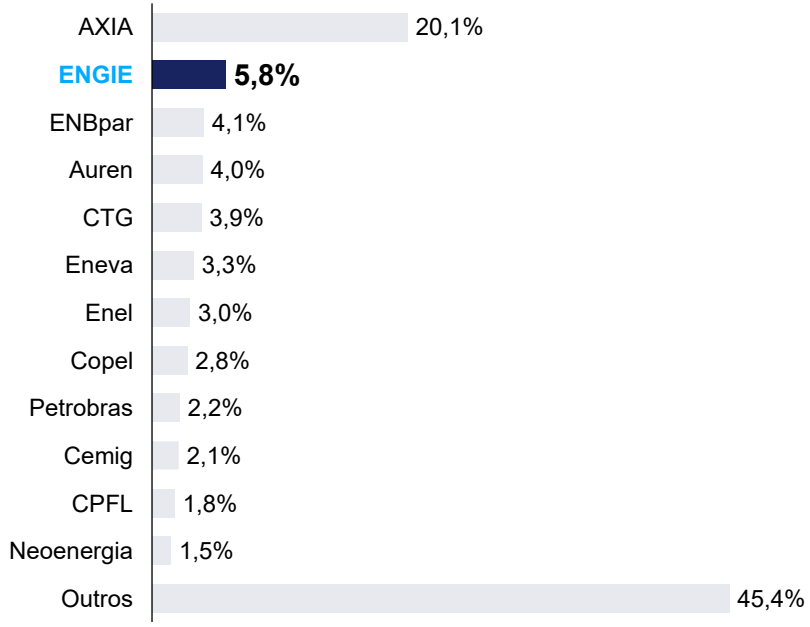
| Capacidade instalada em operação (GW)



| Setor privado – capacidade instalada (GW)



| Brasil – capacidade instalada existente[1,2]



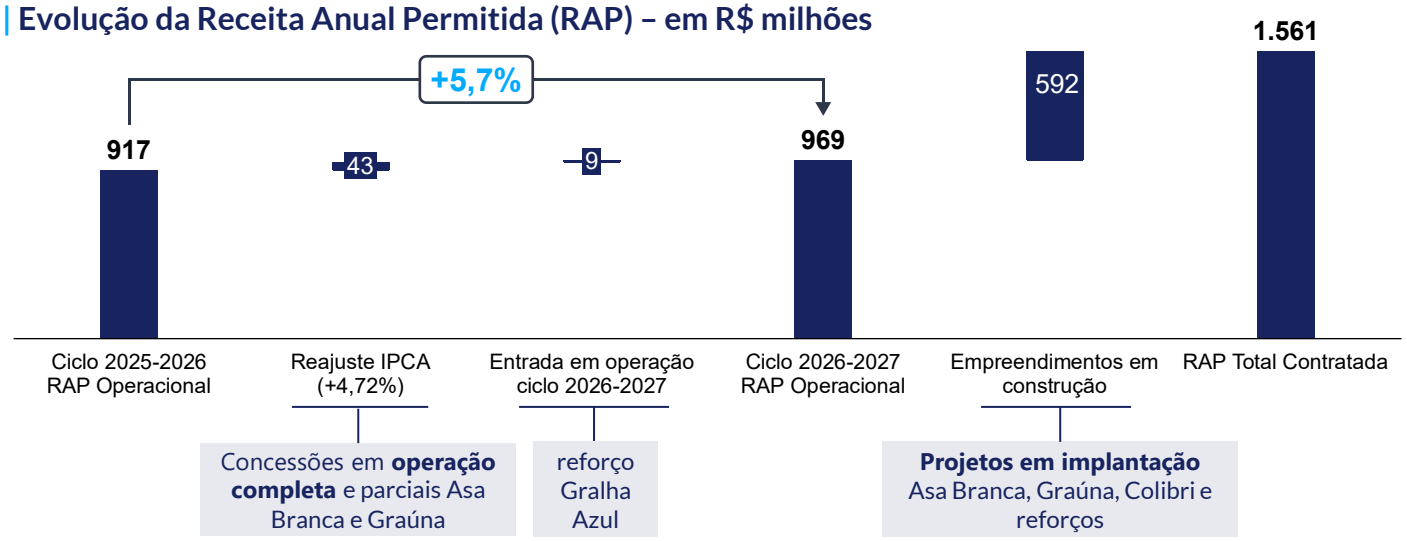
Fonte: Aneel, *websites* das empresas e estudos internos.
Notas:
[1] Valor correspondente ao Sistema Interligado Nacional (SIN), considerando o Programa Mensal de Operação (PMO) de setembro de 2026.
[2] Inclui somente a parcela nacional de Itaipu.
[3] Considera a participação de 40% na UHE Jirau a partir de 17/07/2026.

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	365,3	100%
2 Novo Estado	1.800	1 própria e ampliação de 3 existentes	484,9	100%
3 Gavião Real	-	Novo pátio em 1 existente	8,2	100%
4 Asa Branca	334 em operação 666 em construção	Ampliação de 2 associadas	296,0	32,3%
5 Graúna	162 em operação 738 em construção	2 subestações existentes 2 subestações próprias	281,0	5%
6 Colibri	143 km em construção	5 compensadores síncronos	122,8	-

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





3.205 Km
Operação comercial

1.547 Km
Em implantação

Nota: [1]Valores na data-base de junho de 2026 (ciclo 2026-2027), líquidos de PIS e Cofins.

Transporte de Gás

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**

Pontos da malha:

- **14 pontos** de entrada, incluindo 2 terminais de GNL (+1 em desenvolvimento)
- **92 pontos** de saída (+6 em desenvolvimento)
- **2 pontos** bidirecionais
- **1 ponto** de interconexão

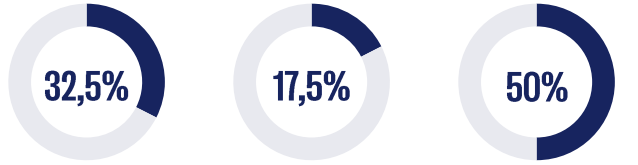
Conexão:

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



Estrutura societária

TAG



ENGIE S.A.

ENGIE Brasil Energia

La Caisse

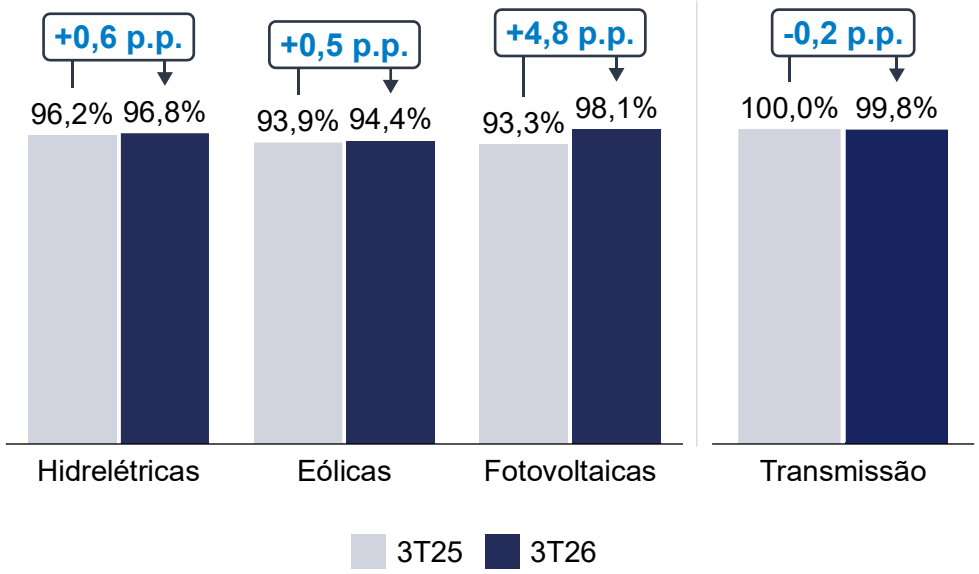
03.

DESTAQUES OPERACIONAIS



Índice de Disponibilidade dos Ativos

Excelência operacional nos ativos de geração e transmissão



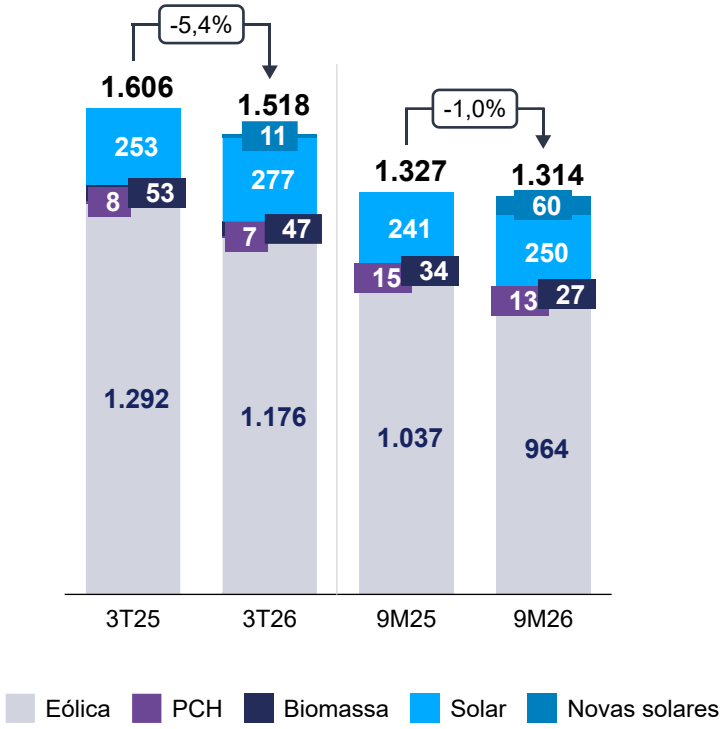


Nota: A indisponibilidade inclui as paradas programadas e forçadas.

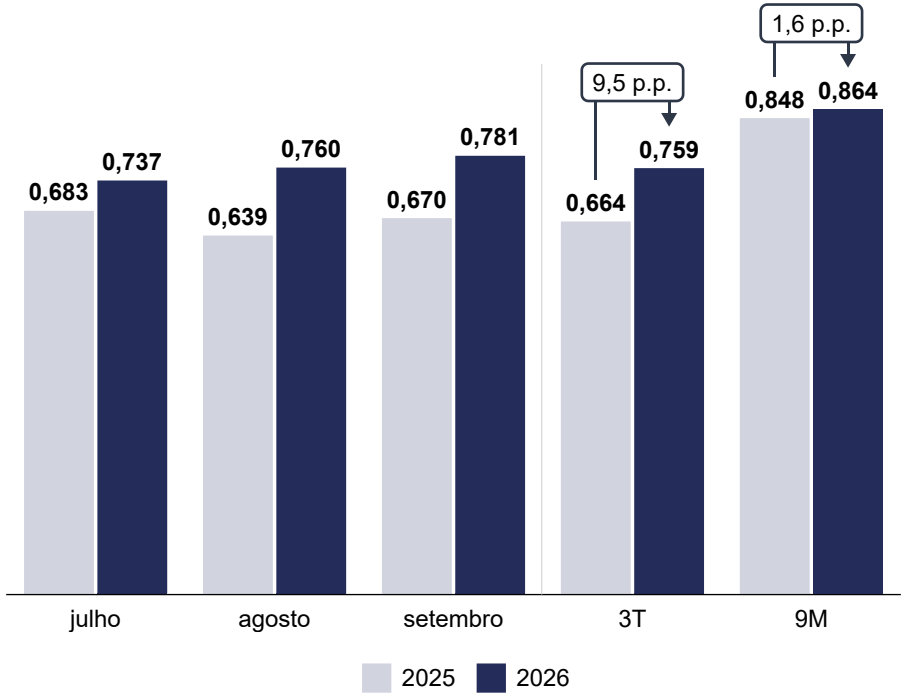
Geração de Energia

Incremento de geração solar impulsionado pelo crescimento orgânico
Geração hídrica do MRE superior ao 3T25, medida pelo GSF '[1]

| Geração por Fonte Complementar (MW médios)



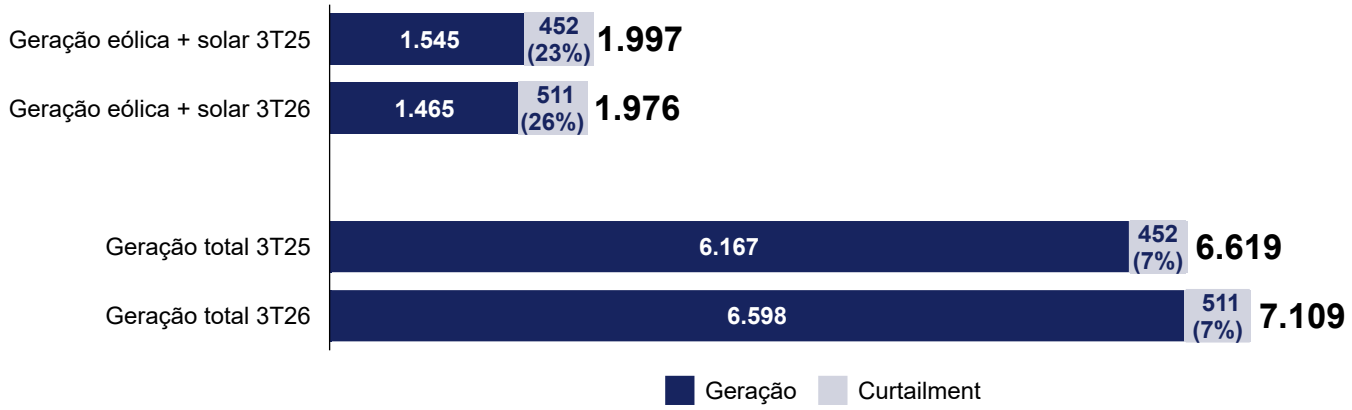
| *Generating Scaling Factor* (GSF')



Nota:
[1]GSF': sem efeitos da sazonalização dos agentes.

Geração de Energia: *Curtailment*

| % de *Curtailment* sobre Geração (MWm)



| % de *Curtailment** por fonte

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

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

Curtailment no 3T26 **em linha com o SIN.**

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;

- ✓ Adesão ao termo de compromisso: firmado em agosto/26, sem registro contábil até o momento;
- ✓ Definição dos valores a serem ressarcidos deve ocorrer entre o 1º e 2º tri de 2027.

04.

VENDAS E ESTRATÉGIA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

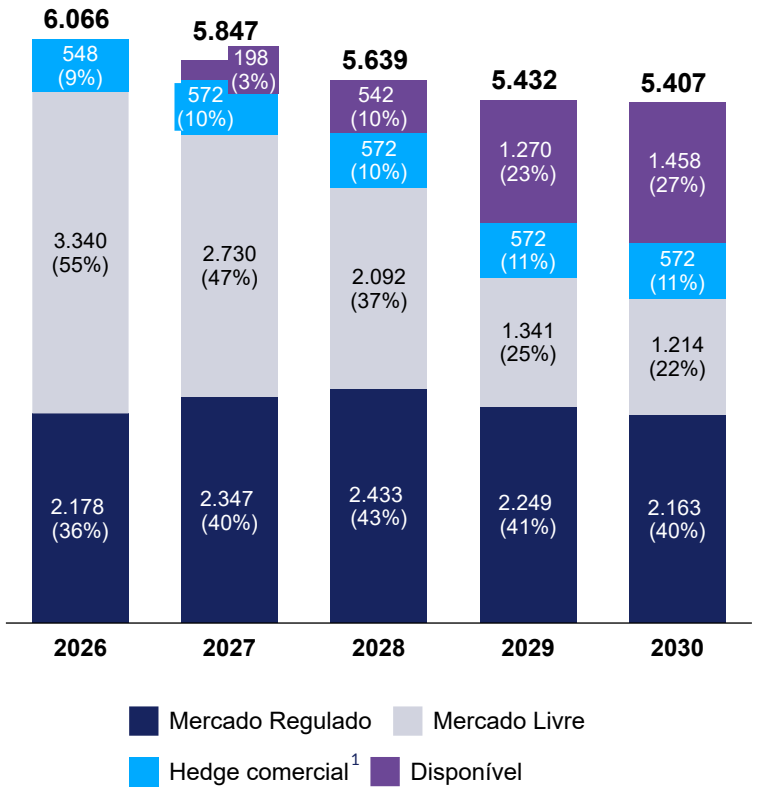


Estratégia de Comercialização de Energia

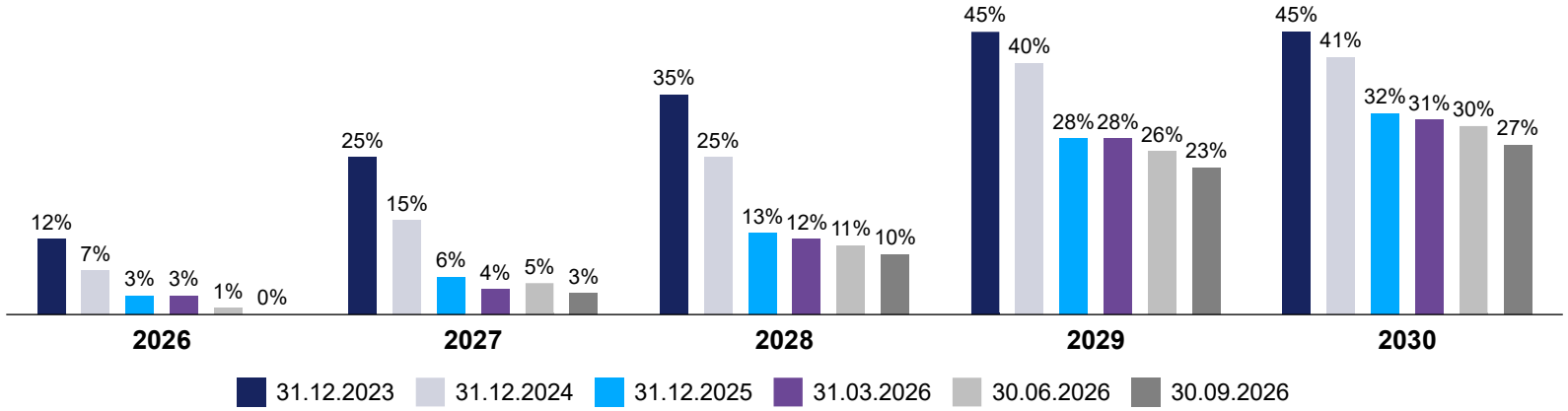
Venda gradativa da energia, com preservação de hedge para proteção contra riscos do portfólio

Balanço de Energia (% do total; em MWm)

em 30/09/2026



Energia descontratada em relação à disponibilidade de um dado período



Evolução número de clientes livres e unidades consumidoras

3.012
(+46,5% em rel. 3T25)
Número de consumidores livres no 3T26[2]

4.781
(+4,2% em rel. 3T25)
Unidades Consumidoras atendidas no 3T26[2]

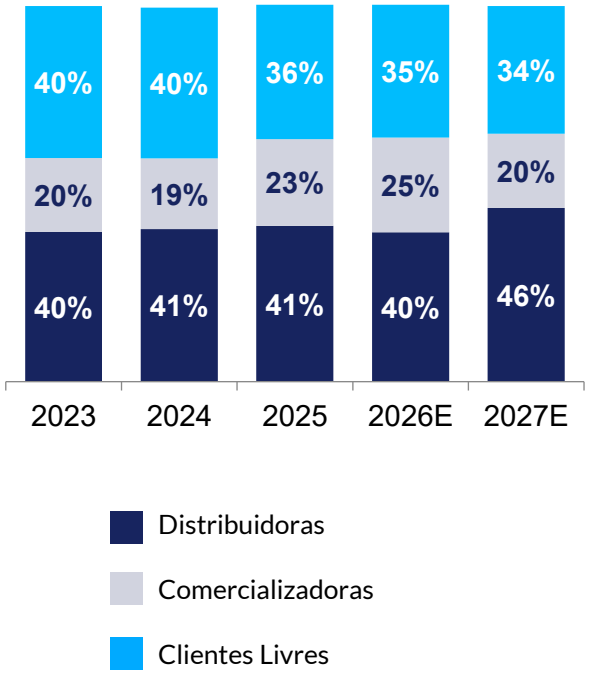
Notas:
[1] Hedge comercial indicativo, podendo flutuar dependendo das condições de mercado.
[2] Considera todas as unidades consumidoras com contratos vigentes.

Portfólio Equilibrado

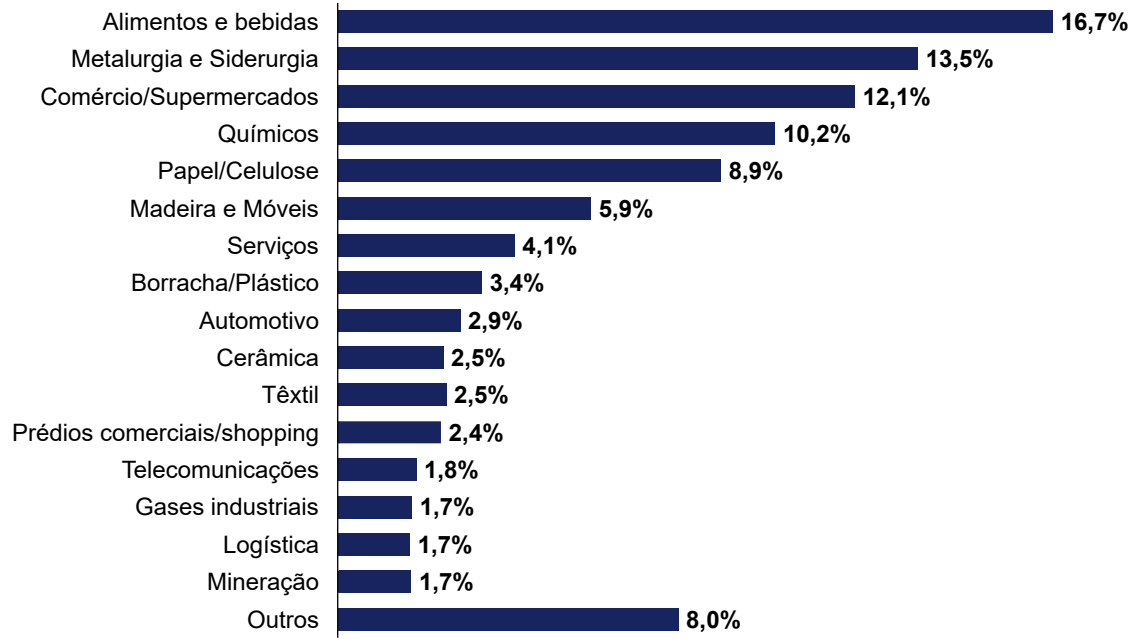
Diversificação do portfólio entre distribuidoras, clientes livres e comercializadoras



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



Expansão UHE Jaguara: Leilão de Reserva de Capacidade

Geração de valor em ativo hidrelétrico com receita regulada

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



Início das atividades relacionadas a estudos de campo e licenciamento ambiental das áreas de obras e montagem.

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 Jaguara (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 contratada[1]:
R$ 296,0 milhões

Capex Aneel[2]:
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 3T26, **estavam em execução a montagem de torres nas linhas de transmissão** e equipamentos das subestações.



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

RAP contratada[1]:
R$ 281,0 milhões

Capex Aneel[2]:
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 3T26, foi **obtida a Licença de Instalação** no trecho sob o licenciamento do órgão ambiental de MG e para as subestações em SC.

Emitidas **ordens de mobilização das subestações Abdon Batista 2 e Curitiba Oeste** e avanço nas obras no trecho entre MG e SP.



Projetos de Transmissão em Implantação

Colibri A, B, C, D Transmissora de Energia (RN, CE)

RAP contratada[1]:
R$ 104,7 milhões

Capex Aneel[1]:
R$ 1,4 bilhão

Prazo de concessão:
30 anos

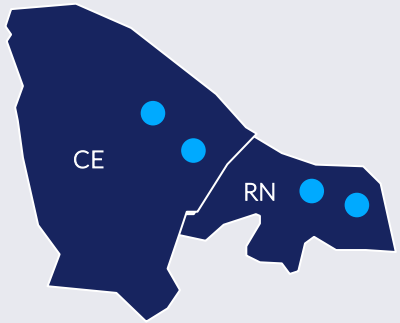
Prazo limite para início da operação:
dez/2029 (42 meses)

- No 3T26, os estudos ambientais e processos de licenciamento seguiram em curso;
- projeto básico e executivo em andamento;
- iniciadas atividades preliminares de sondagem e topografia.

Principais características:

- Sublotes 3A-3B-3C-3D: implantação de 5 compensadores síncronos.

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



Colibri A, B, C, D

Nota:
[1] Valor base agosto/25.

Colibri Sul Transmissora de Energia (SC, PR)

RAP contratada[1]:
R$ 18,1 milhões

Capex Aneel[1]:
R$ 193,6 milhões

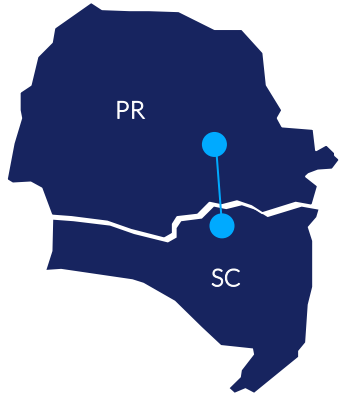
Prazo de concessão:
30 anos

Prazo limite para início da operação:
dez/2029 (42 meses)

- No 3T26, foi protocolado pedido de Licença Prévia junto ao órgão competente;
- firmados principais contratos de fornecimento e construção;
- iniciadas atividades preliminares de sondagem e topografia.

Principais características:

- Construção de 1 linha de transmissão de 230 kV, com cerca de 143 km entre os estados de SC e PR.
- Sinergia: A linha de transmissão se conecta à subestação Ponta Grossa (Gralha Azul).



Colibri Sul

Nota:
[1] Valor base agosto/25.

Expansão

Projetos em construção

Transmissão

A Asa Branca Transmissora de Energia – BA/MG/ES

Extensão: ~1.000 Km

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

Extensão: ~738 Km

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

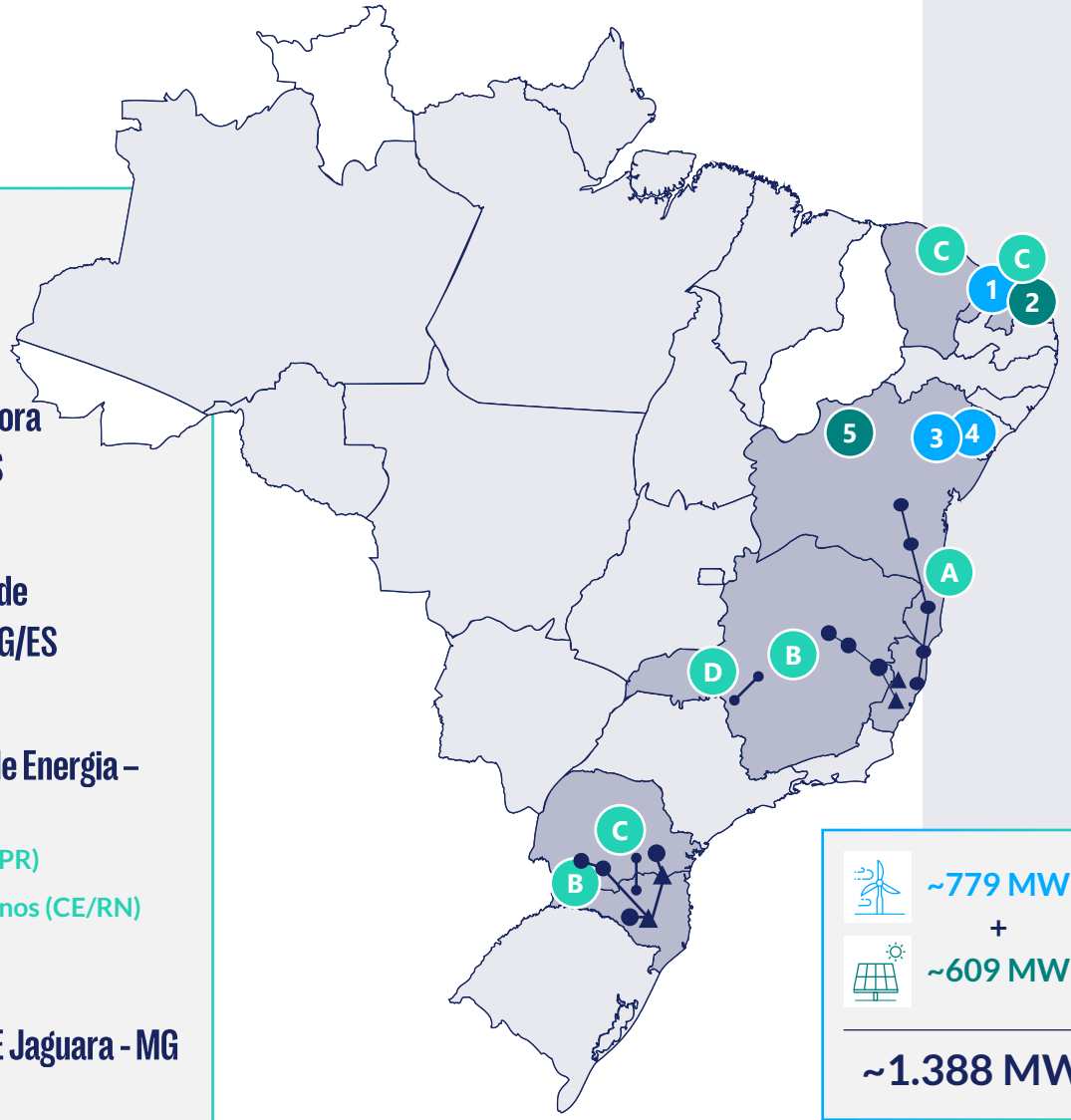
Extensão: ~143 Km (SC/PR)

5 compensadores síncronos (CE/RN)

Geração

D LRCAP – Expansão UHE Jaguara - MG

Capacidade: +232 MW



~779 MW
+
~609 MW

~1.388 MW

Projetos em desenvolvimento

1 Conjunto Eólico Sto. Agostinho (Fase II) – RN

Capacidade instalada: 279 MW

2 Conjunto Fotovoltaico Sto. Agostinho – RN

Capacidade instalada: ~509 MW

3 Conjunto Eólico Umburanas (Fase II) – BA

Capacidade instalada: 250 MW

4 Conjunto Eólico Campo Largo (Fase III) – BA

Capacidade instalada: 250 MW

5 Conjunto Fotovoltaico Alvorada - BA

Capacidade instalada: ~100 MW

06.

DESEMPENHO FINANCEIRO

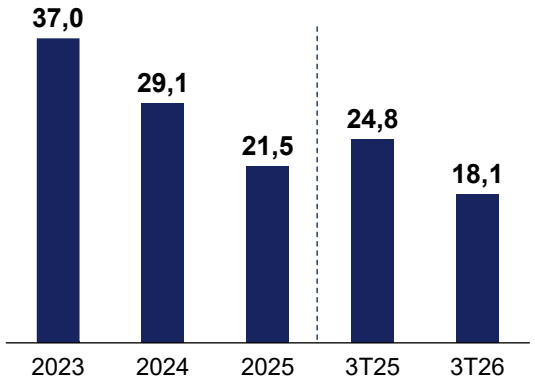


Performance Financeira Resiliente

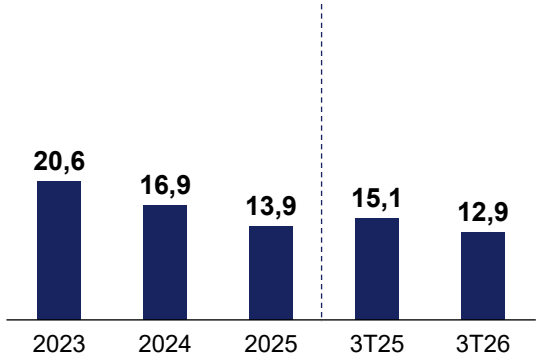
A boa gestão do portfólio e a diversificação em outros segmentos regulados, como transmissão, transporte de gás e contratos de energia no ACR, resultam em estabilidade e previsibilidade nos resultados.

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

| ROE[1] - Retorno sobre o patrimônio líquido ajustado (%)



| ROIC[2] - 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 UDM.
[2] ROIC: taxa efetiva x EBIT ajustado UDM / capital investido UDM (capital investido: dívida – caixa e eq. caixa – depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL).
[3] Valores nominais.

De 2016 – 2025[3]

Investimentos:
somaram
R$ 44,2 bilhões,
com alavancagem de **79%**

Transmissão:
3.205 km
em operação e **6 subestações próprias**

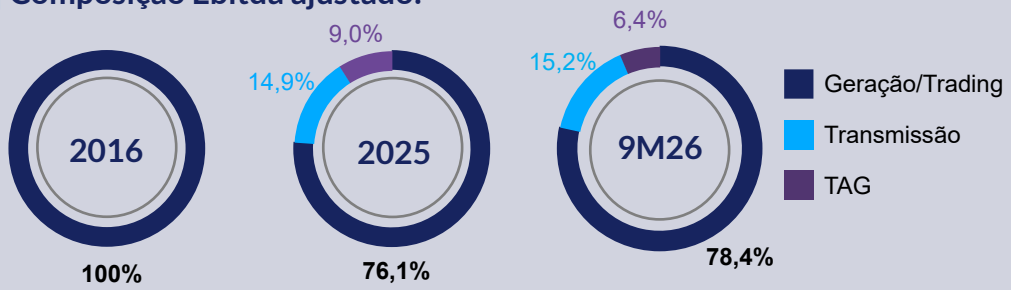
Capacidade instalada própria:

Total:
+52%

Renovável:
+79%

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

| Composição Ebitda ajustado:



Ebitda ajustado:
+141%

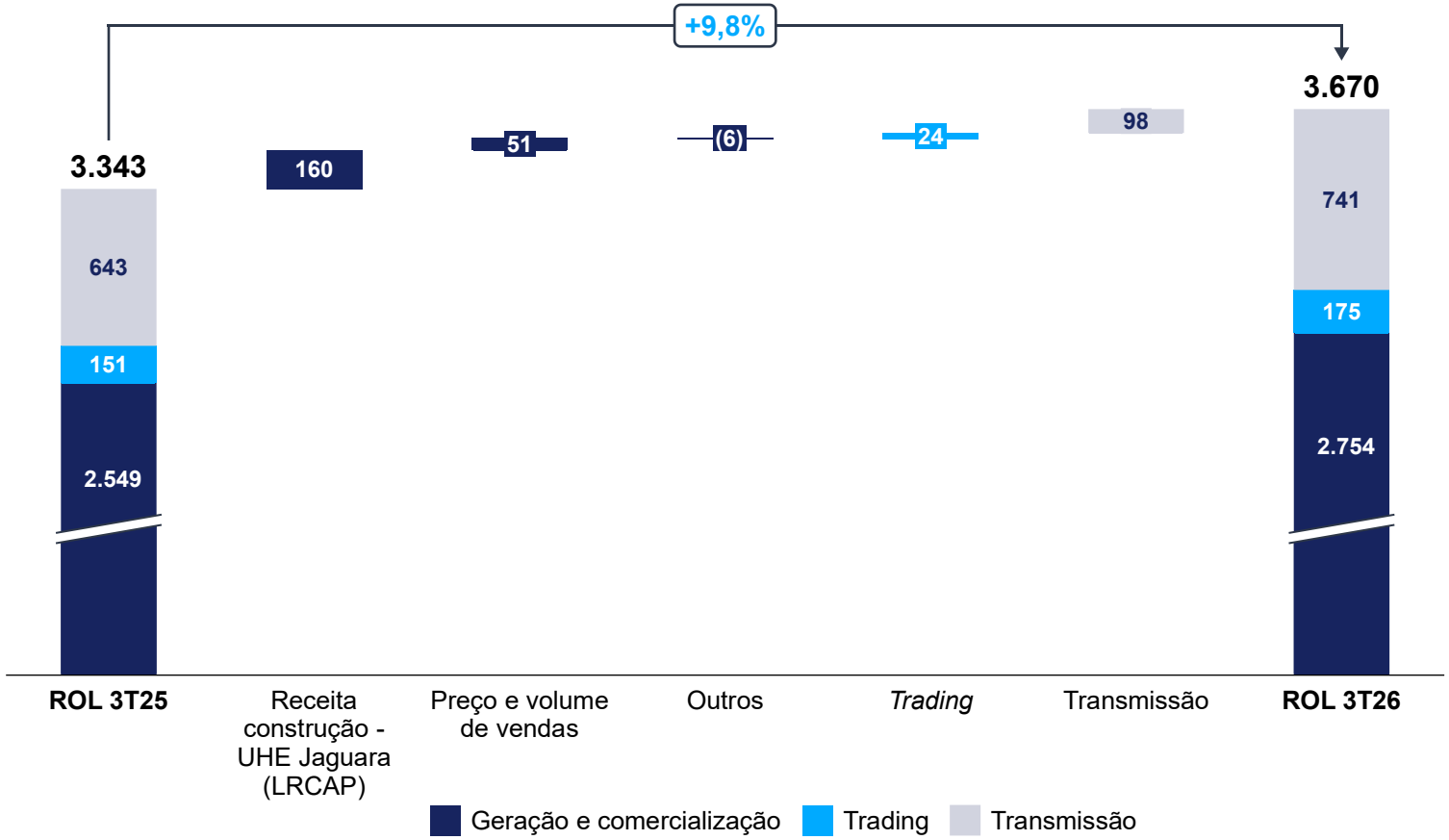
Dividendos e JCP:
R$ 18,9 bilhões

Lucro líquido ajustado:
+74%

Evolução da Receita Operacional Líquida

Receita Operacional Líquida (R$ milhões)

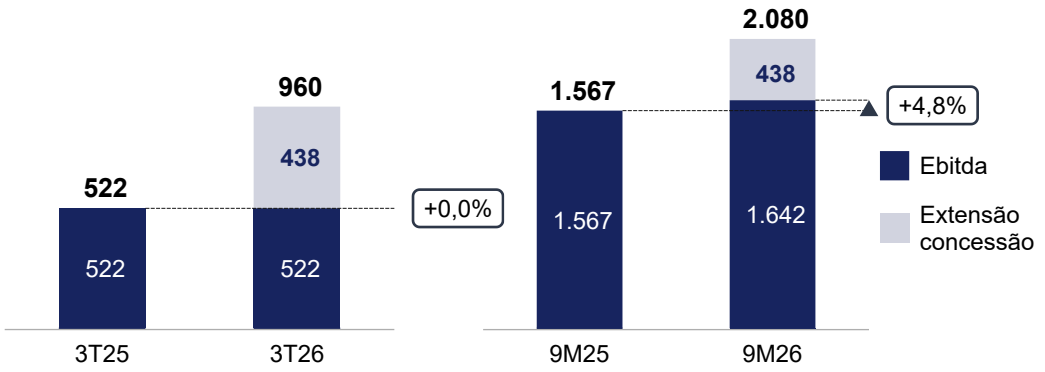




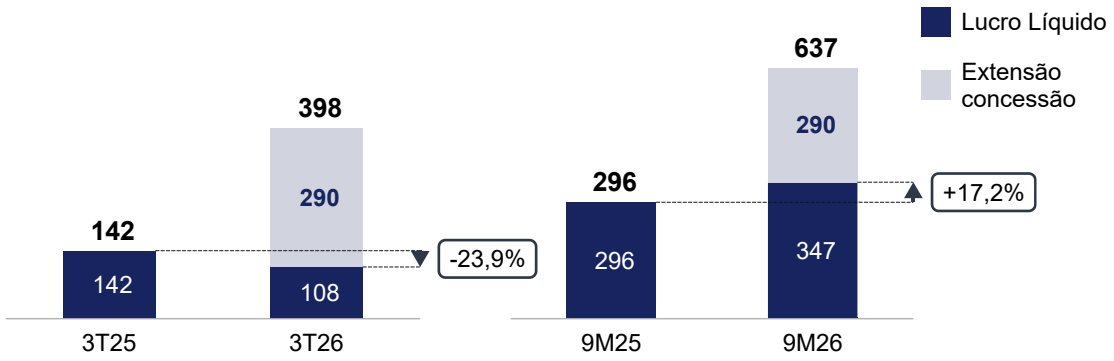
Resultado de Participações Societárias - Jirau Energia

Contribuição do Resultado da Jirau Energia ao Ebitda da Companhia

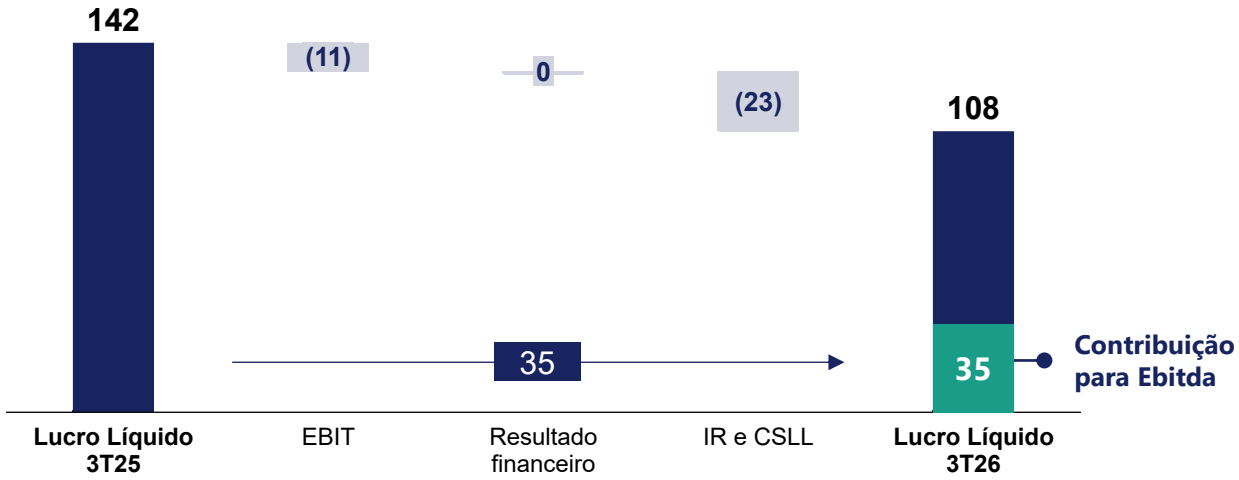
Ebitda (R$ milhões) @100%



Lucro Líquido (R$ milhões) @100%



Evolução Lucro Líquido Jirau Energia (R$ milhões)

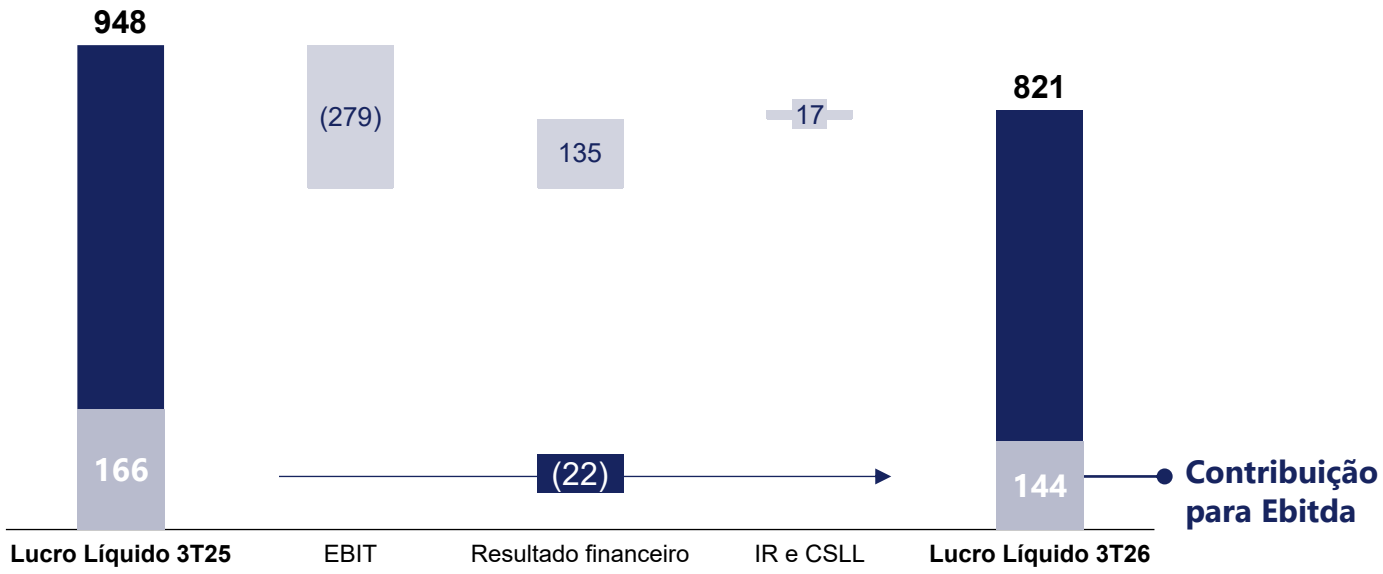


Participação de **40%** na Jirau Energia, resultou na contribuição de **R$ 35 milhões** no Ebitda da Companhia no **3T26**, via equivalência patrimonial, a partir de 17 de julho de 2026.

Resultado de Participações Societárias

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

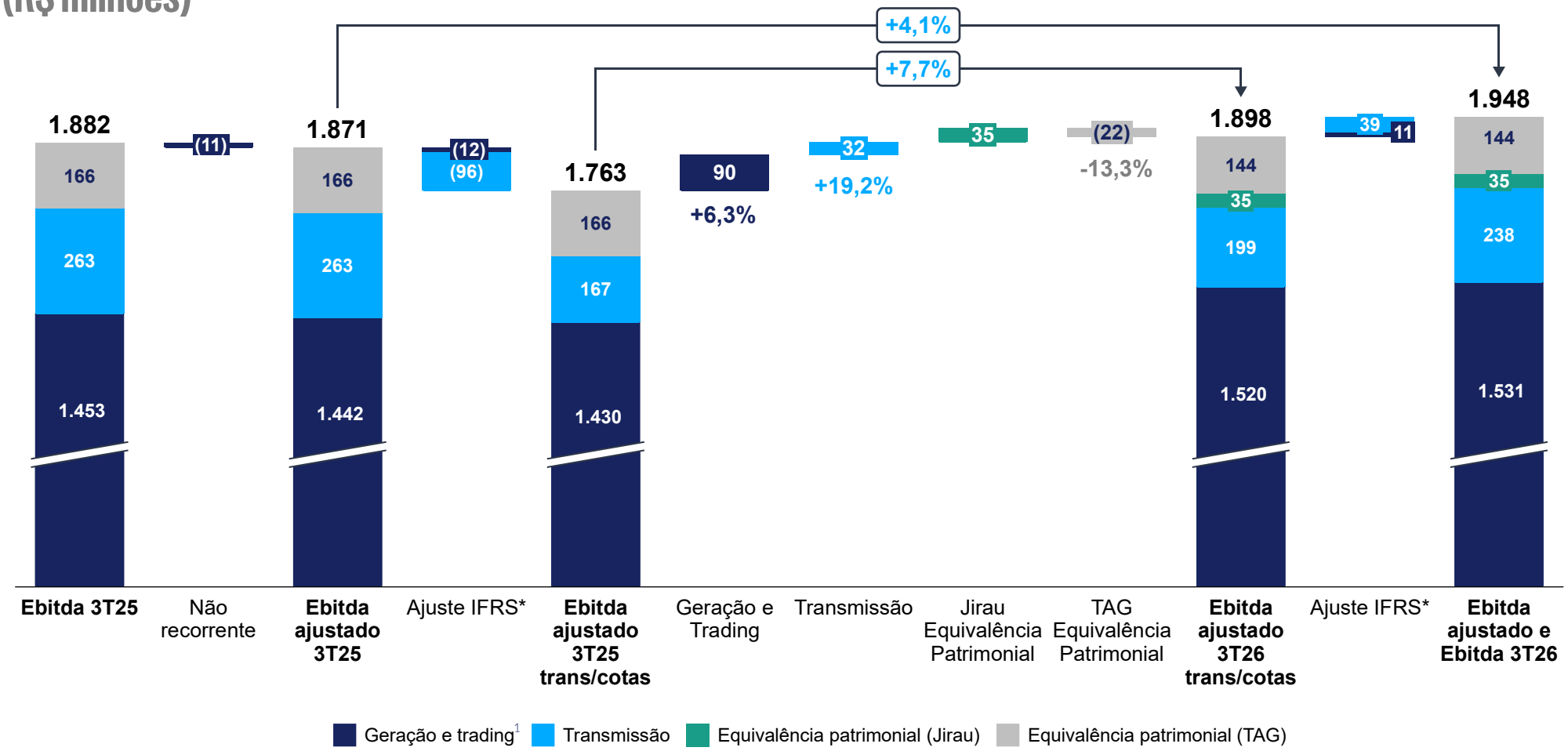
| Evolução lucro líquido TAG (R$ milhões)



Participação de **17,5%** na TAG, resultou na contribuição de **R$ 144 milhões** no Ebitda da Companhia no **3T26**, via equivalência patrimonial.

Evolução do Ebitda

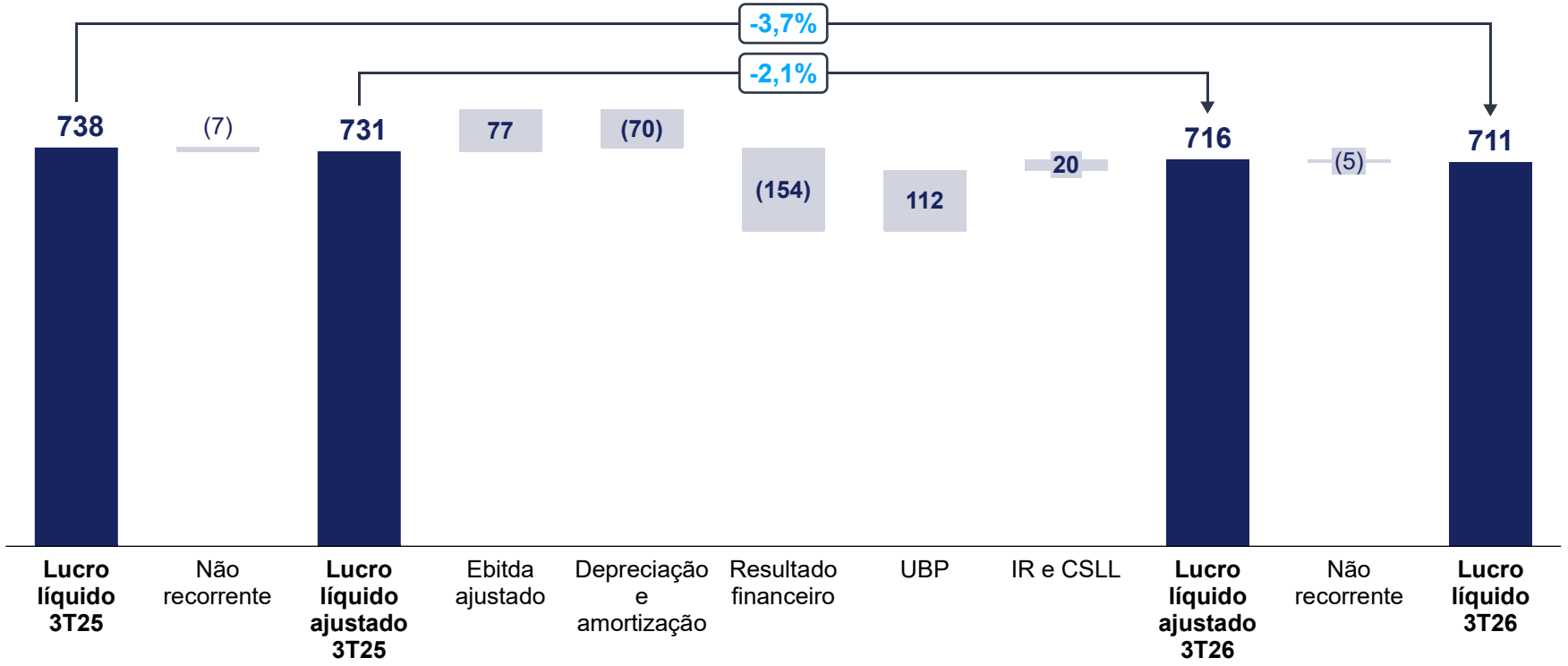
Ebitda (R$ milhões)



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

\+

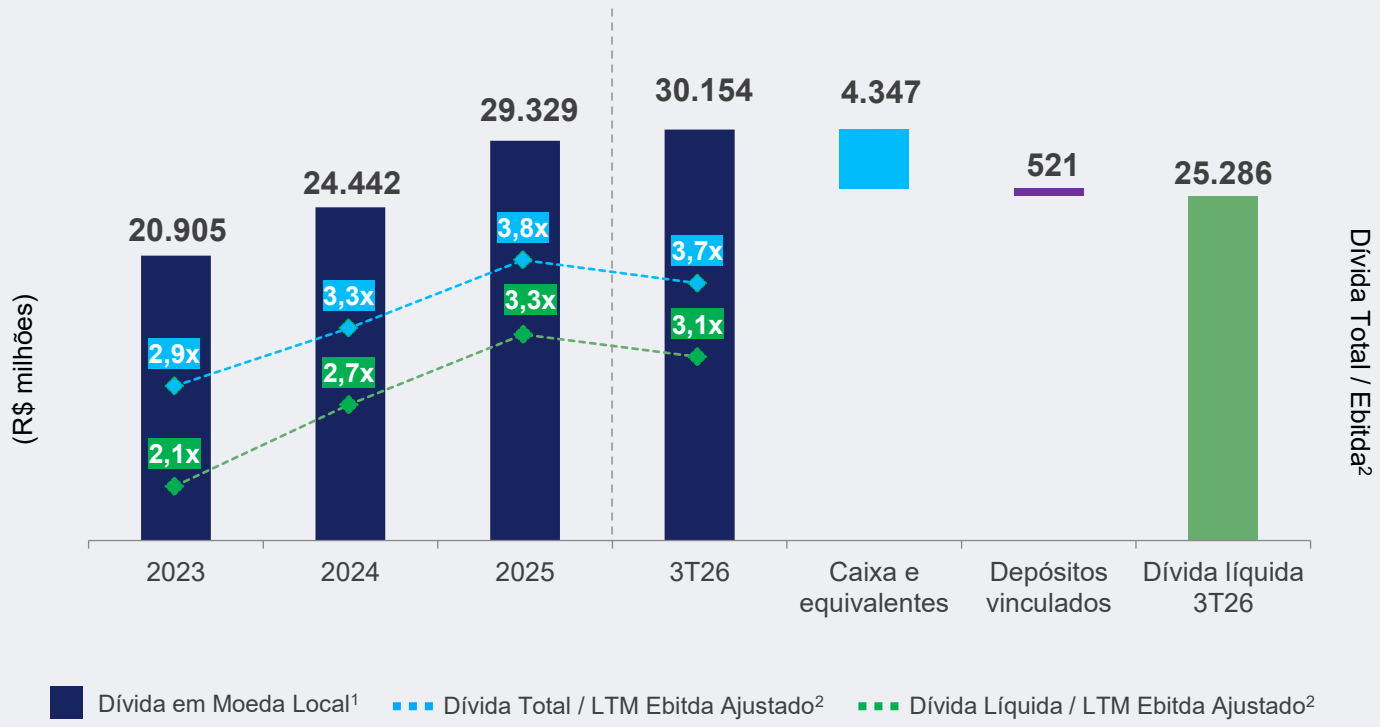
gestão ativa dos **custos do endividamento**

\+

decisões de **investimentos bem-sucedidas**

asseguram níveis equilibrados da relação Dívida Líquida/Ebitda.

| *Overview* da dívida (R$ milhões)

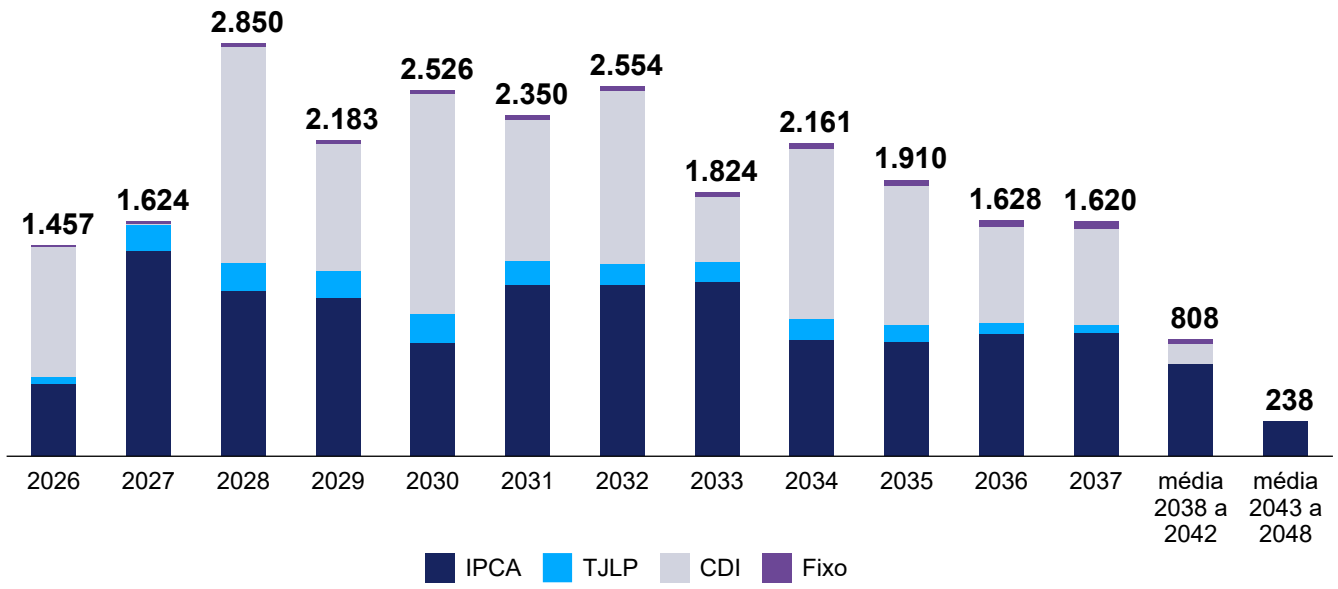


Notas:
[1] Dívida bruta, líquida de operações de hedge.
[2] Ebitda ajustado nos últimos 12 meses.

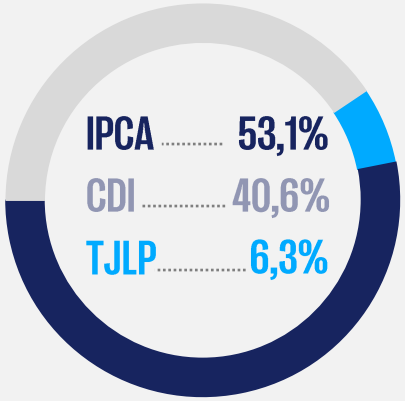
Perfil e Composição da Dívida

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

| Cronograma de vencimento da dívida a partir de 30/09/2026 (R$ milhões)



Composição do endividamento



3T26: Custo nominal da dívida: 11,1% a.a. (equivalente a IPCA + 6,2%)

Prazo médio da dívida: 7,2 anos

3T25: 12,0% a.a. (equiv. a IPCA + 6,4%)

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

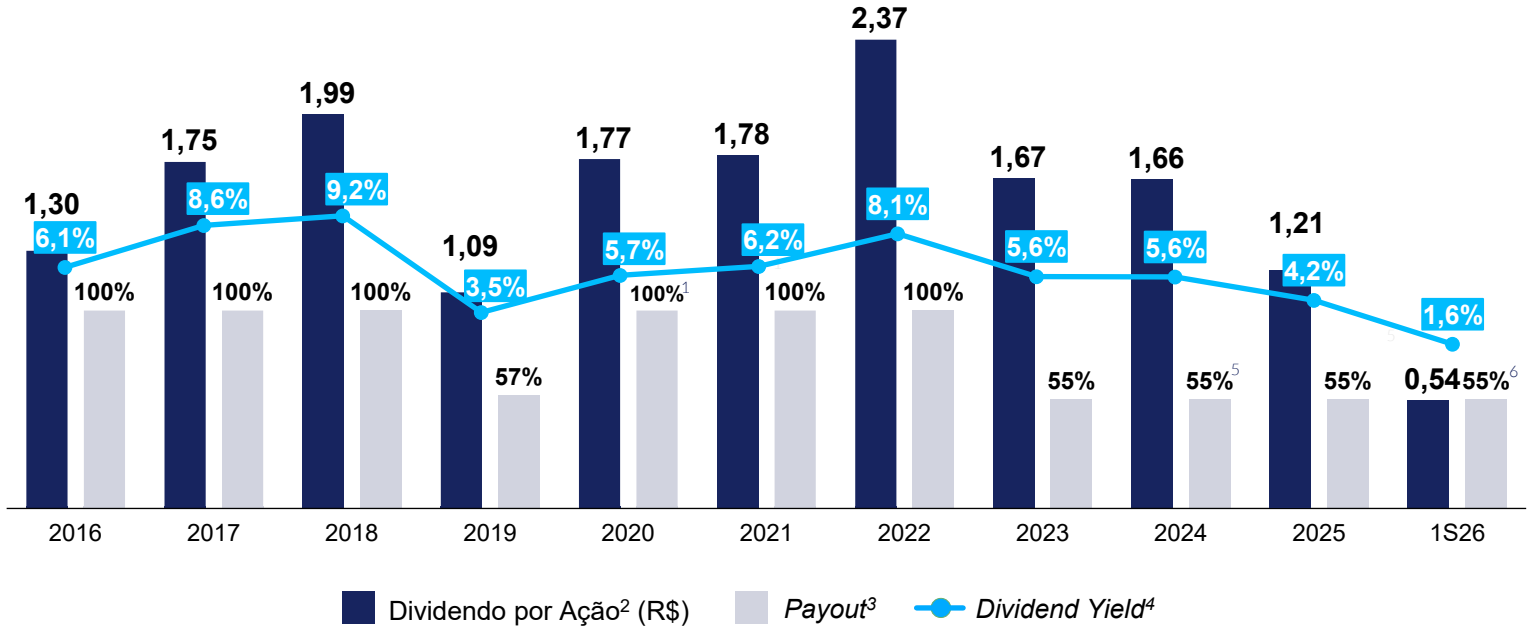
Política de Dividendos

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).

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$ 41,7 bilhões em 30/09/2026
- 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

Destaques 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 $MtCO_2e$	Reduzir para patamar entre **26 e 36** $MtCO_2e$ o total de emissões de gases de efeito provenientes da geração de energia elétrica do Grupo - em 2019, esse total foi de **80** $MtCO_2e$ (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 m^3/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.

JORNADA PELO CLIMA

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 (tCO_2e/MWh) em 30% até 2025 (meta atingida) e 56% até 2030 ($0{,}034tCO_2/MWh$ 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 emissão 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-"**

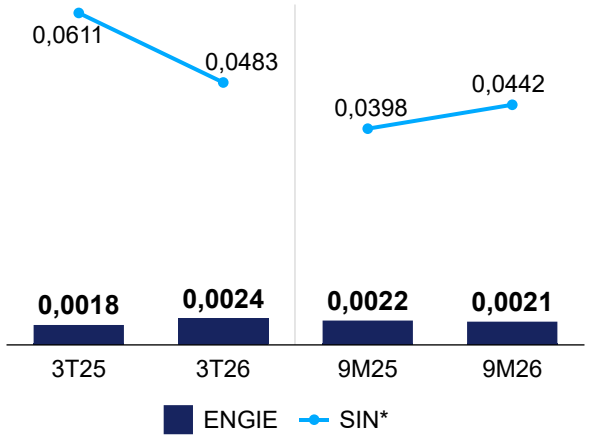
2024/ 2025

Aumento do foco no **engajamento de fornecedores** – Escopo 3

CDP Climate Change 2025 **Score "A"**

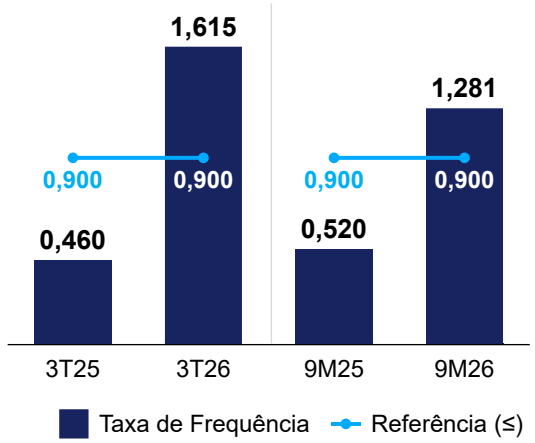
Indicadores ESG

Intensidade de emissões[1] (tCO_2e/MWh)



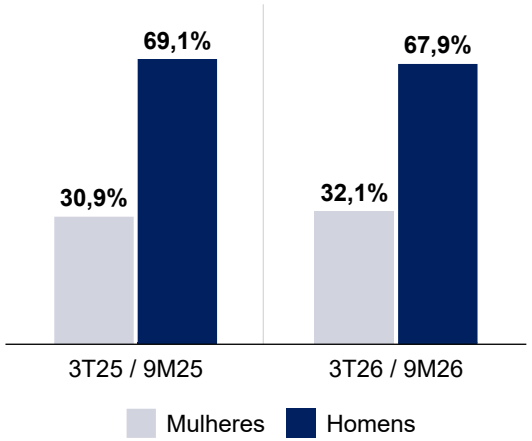
*Fonte: Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação

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

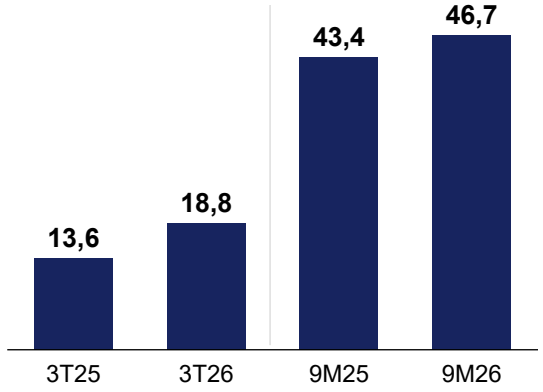


*Nº de acidentes/ milhão de horas de exposição a riscos

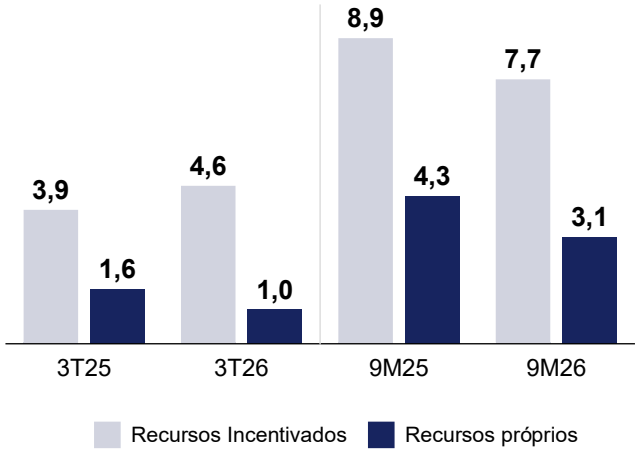
Distribuição de gênero em posições de liderança (%)



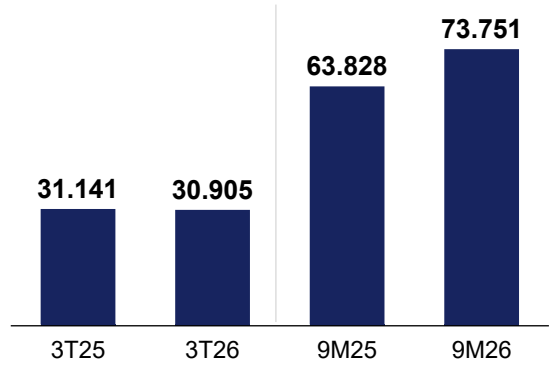
Investimento em inovação[2] (R$ milhões)



Investimentos Resp. Social (R$ milhões)



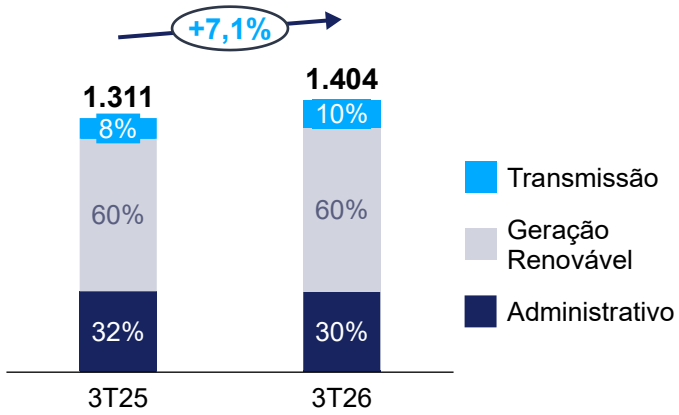
Pessoas engajadas – programa de relacionamento com a comunidade "conexão"



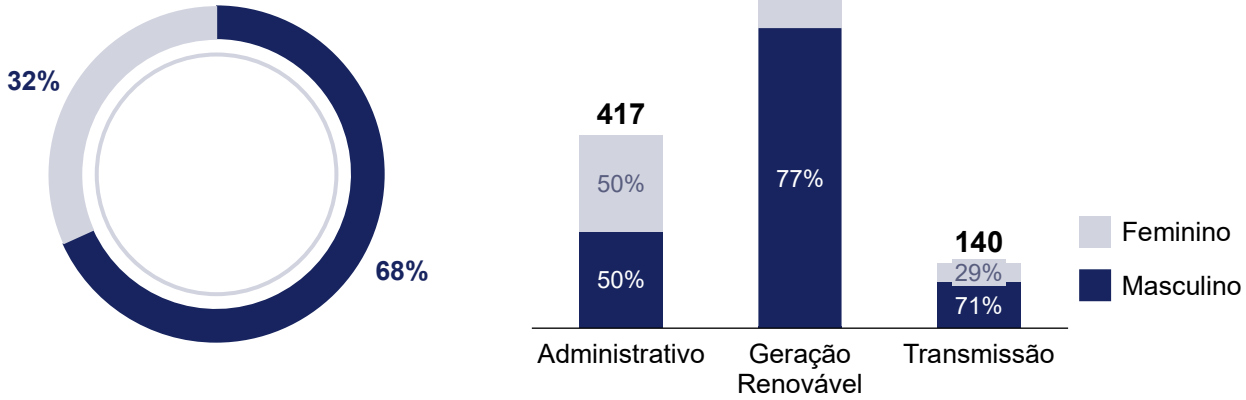
Notas: [1] Dados de emissões sujeitos a revisão após a consolidação anual no inventário de emissões.
[2] Investimentos em 2026 passaram a ser divulgados por valor realizado, ante montante provisionado adotado anteriormente.

Força de Trabalho[1]

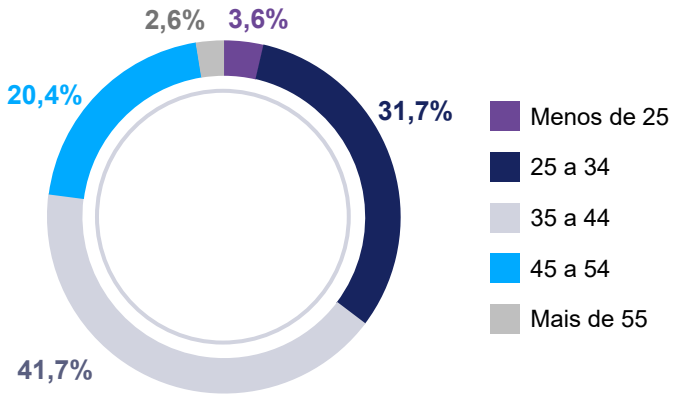
Número de Empregados



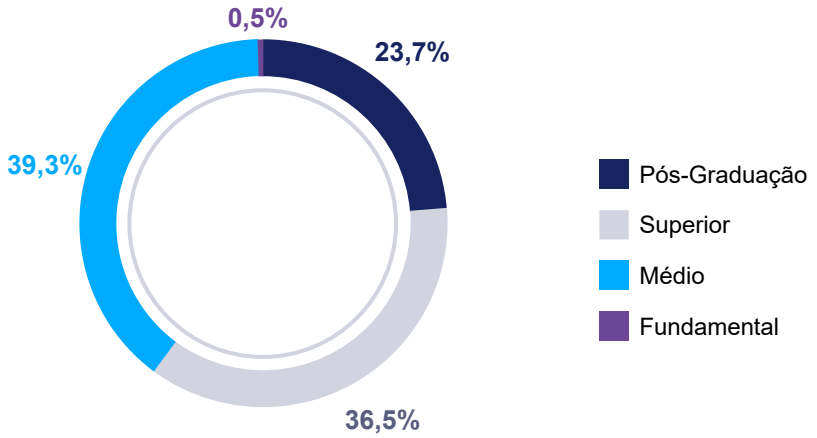
Por gênero



Por faixa etária



Por formação



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

Indicadores de Sustentabilidade

Aspecto	Tema	Unid. de medida	Desempenho 3T26	Desempenho 3T25	Variação	Desempenho 9M26	Desempenho 9M25	Variação
E	Intensidade de emissões por geração de energia (Escopos 1, 2 e 3)[1]	$tonCO_2e/MWh$	0,0024	0,0018	31,4%	0,0021	0,0022	-5,2%
	Intensidade de emissões por Receita Líquida [1]	tCO2e/milhões R$	9,6	7,4	29,7%	6,4	7,9	-19,0%
	Emissões totais (Escopo 1, 2 e 3) [1]	Toneladas	35.053,7	24.863,1	41,0%	67.560,4	74.788,8	-9,7%
	Intensidade de consumo de água	m^3/MWh	0,021	0,024	-9,6%	0,020	0,028	-28,5%
	Pessoas engajadas - Programa de Relacionamento com a Comunidade "Conexão" [2]	Pessoas	30.905	31.141	-0,8%	73.751	63.828	15,5%
S	Taxa de Frequência - Empregados próprios + prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	1,615	0,460	1,16 p.p.	1,281	0,520	0,76 p.p.
	Taxa de Frequência - Empregados próprios	nº acid/milhão horas	0,000	0,950	-0,95 p.p.	0,508	0,000	0,51 p.p.
	Taxa de Frequência - Prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	2,072	1,060	1,01 p.p.	1,584	0,600	0,98 p.p.
	% de colaboradores treinados formalmente	%	63,9%	16,4%	47,5 p.p.	96,7%	98,6%	-1,9 p.p.
	Taxa de rotatividade de colaboradores (turnover)	%	1,6%	1,4%	0,2 p.p.	6,9%	4,6%	2,3 p.p.
	Taxa de desligamento voluntário (turnover voluntário)	%	0,9%	0,9%	0,0 p.p.	3,5%	2,6%	0,9 p.p.
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Incentivados	R$	4.576.087	3.910.849	17,0%	7.693.377	8.911.600	-13,7%
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Próprios	R$	970.859	1.625.402	-40,3%	3.123.657	4.312.722	-27,6%
G	Investimento em Inovação[3]	R$	18.833.526	13.614.115	38,3%	46.700.991	43.399.370	7,6%
	Total de colaboradores	Colaboradores	1.407	1.288	9,2%	1.407	1.288	9,2%
	% de colaboradores em operações certificadas (ISO 9.001, 14.001, 45.001)	%	77,7%	81,5%	-3,8 p.p.	77,7%	81,5%	-3,8 p.p.
	% de mulheres na Companhia	%	31,6%	31,5%	0,1 p.p.	31,6%	31,5%	0,1 p.p.
	% de homens na Companhia	%	68,4%	68,5%	-0,1 p.p.	68,4%	68,5%	-0,1 p.p.
	% de mulheres em posições de liderança	%	32,1%	30,9%	1,2 p.p.	32,1%	30,9%	1,2 p.p.
	% de homens em posições de liderança	%	67,9%	69,1%	-1,2 p.p.	67,9%	69,1%	-1,2 p.p.
	% colaboradores com deficiência	%	4,5%	4,9%	-0,4 p.p.	4,5%	4,9%	-0,4 p.p.

1 - Dados de emissões sujeitos a revisão após a consolidação anual do inventário de emissões.

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

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

Principais Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (em R$ milhões)	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.670	3.343	**9,8%**	10.590	9.442	**12,2%**
Resultado do Serviço (EBIT)	1.523	1.527	**-0,3%**	5.149	4.790	**7,5%**
Ebitda [1]	1.948	1.882	**3,5%**	6.376	5.797	**10,0%**
Ebitda ajustado [2]	1.948	1.871	**4,1%**	6.372	5.778	**10,3%**
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas [3]	1.898	1.763	**7,7%**	5.928	5.284	**12,2%**
Ebitda / ROL - (%) [1]	53,1	56,3	**-3,2 p.p.**	60,2	61,4	**-1,2 p.p.**
Ebitda / ROL - (%) ajustada [2]	53,1	56,0	**-2,9 p.p.**	60,2	61,2	**-1,0 p.p.**
Lucro Líquido	711	738	**-3,7%**	3.465	2.132	**62,5%**
Lucro Líquido ajustado	716	731	**-2,1%**	2.199	2.119	**3,8%**
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [4]	18,1	24,8	**-6,7 p.p.**	18,1	24,8	**-6,7 p.p.**
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [5]	12,9	15,1	**-2,1 p.p.**	12,9	15,1	**-2,1 p.p.**
Dívida Líquida [6]	25.286	24.534	**3,1%**	25.286	24.534	**3,1%**
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [7]	6.598	6.167	**7,0%**	5.600	5.218	**7,3%**
Energia Vendida (MW médios) [8]	5.010	4.668	**7,3%**	4.922	4.455	**10,5%**
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	201,77	211,61	**-4,7%**	209,48	213,98	**-2,1%**
Número de Empregados - Total	1.443	1.340	**7,7%**	1.443	1.340	**7,7%**
Empregados EBE	1.404	1.311	**7,1%**	1.404	1.311	**7,1%**
Empregados em Projetos em Construção	39	29	**34,5%**	39	29	**34,5%**

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 UDM.

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

[6] Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de *hedge*.

[7] Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.

[8] Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).

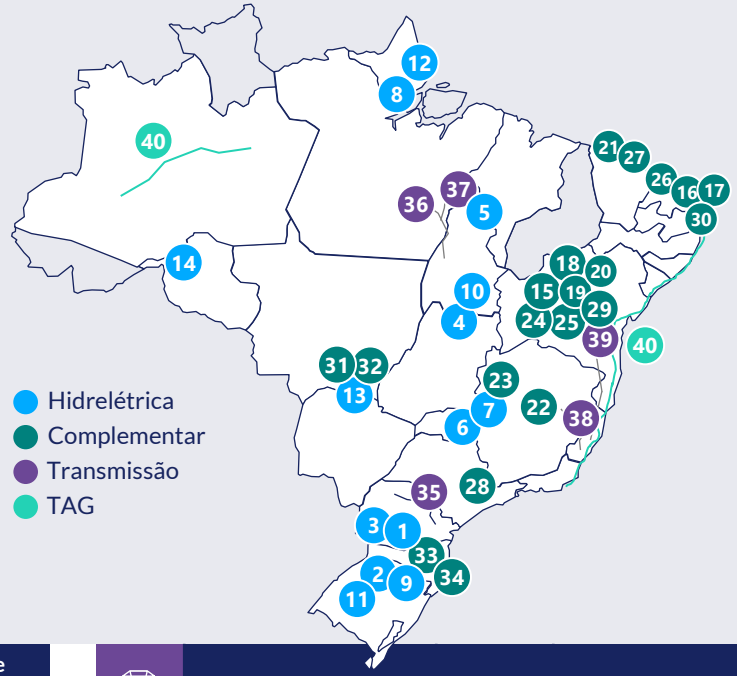
[9] Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.

Portfólio Balanceado de Ativos em 30.09.2026

Capacidade instalada de geração de energia de **12.767 MW**[3]

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 Consolidado	**7.040,2**	**3.576,5**
14	Jirau (40%)[3]	1.500,0	872,9
	Total considerando Jirau	**8.540,2**	**4.449,5**

	Usinas Complementares	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
15	Conjunto Serra do Assuruá (Eólica)	846,0	410,2
16	Conjunto Assú Sol (Solar)	752,7	229,6
17	Conjunto Santo Agostinho I (Eólica)	434,0	224,2
18	Conjunto Campo Largo II (Eólica)	361,2	192,5
19	Conjunto Umburanas (Eólica)	360,0	213,3
20	Conjunto Campo Largo I (Eólica)	326,7	166,5
21	Conjunto Trairi (Eólica)	212,6	97,2
22	Conjunto Lar do Sol (Solar)	198,0	49,0[2]
23	Paracatu (Solar)	132,0	34,0
24	Conjunto Juazeiro (Solar)	120,0	34,8
25	Conjunto Sertão Solar (Solar)	94,6	26,1
26	Floresta (Solar)	86,0	25,1
27	Conjunto Sol do Futuro (Solar)	81,0	16,2
28	Ferrari (Biomassa)	72,5	12,4
29	Conjunto São Pedro (Solar)	54,0	16,0
30	Assú V (Solar)	34,0	9,2
31	Rondonópolis (PCH)	26,6	14,0
32	José G. da Rocha (PCH)	24,4	9,2
33	Nova Aurora (Solar)	4,4	0,2
34	Tubarão (Eólica)	6,3	0,3
	Total	**4.227,0**	**1.780,1**

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

	Gasodutos	Tamanho	Estações de compressão
40	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.
[3] Considerando a participação de 40% na UHE Jirau a partir de 17/07/2026.

Balanço de Energia em 30.09.2026

Contratação diversificada, com prazo médio de cerca de 13 anos no ACR e 3 anos no ACL[1]

	(em MW médio)	2026	2027	2028	2029	2030	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)	Preço **Líquido** de PIS/COFINS/P&D (R$/MWh)
	Recursos Próprios	5.138	5.171	5.169	5.170	5.135				
+	Compras para Revenda	928	676	470	262	272				
=	**Recursos Totais (A)**	**6.066**	**5.847**	**5.639**	**5.432**	**5.407**				
	Vendas Leilões do Governo[2]	2.178	2.347	2.433	2.249	2.163				
	2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	343,9	309,0
	2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	377,7	339,4
	2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	393,9	353,9
	2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	126,6	out-07	354,3	318,3
	Proinfa	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	407,4	392,5
	2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	391,5	377,2
	2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	256,0	232,3
	2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	320,9	291,2
	8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu/Juazeiro/Sol do Futuro)	119	119	119	119	119	298,2	nov-15	493,5	447,9
	7° Leilão de Reserva (São Pedro)	15	15	15	15	15	301,8	nov-15	538,2	488,4
	2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	256,5	232,8
	2017-EN-2021-20 (Sertão Solar)	27	27	27	27	27	189,5	nov-14	218,1	197,9
	2024-EE-2025-2	15	-	-	-	-	162,6	-	162,6	147,6
	2012-EN-2017-30	151	151	151	151	151	95,3	dez-12	192,5	174,7
	2010-EN-2015-30	190	190	190	190	190	104,0	dez-10	246,2	223,4
	2025-EE-2027-3	-	184	270	86	-	207,7	nov-25	207,7	188,5
	Vendas Reguladas - Cotas									
	2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	227	227	227	227	227	-	jul-17	232,5	221,8
	2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	-	jul-17	263,4	251,2
+	Vendas Bilaterais	3.340	2.730	2.092	1.341	1.214				
=	**Vendas Totais (B)**	**5.518**	**5.077**	**4.525**	**3.590**	**3.377**				
-	**Hedge comercial**	**548**	**572**	**572**	**572**	**572**				
	Saldo (A - B - Hedge)	**-**	**198**	**542**	**1.270**	**1.458**				
	Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)**[3,4]:	241,7	235,0	240,9						
	Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)**[5]:	214,8	208,5	185,4						

[2] 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)

[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 Jaguara 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.

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**.

R$ 4,2 bilhões
Saldo atualizado[1]

→

R$ 2,2 bilhões
Saldo repactuado pago[2]

→

Impostos: R$ 0,7 bilhão
Ganho Líquido: R$ 1,3 bilhão

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).

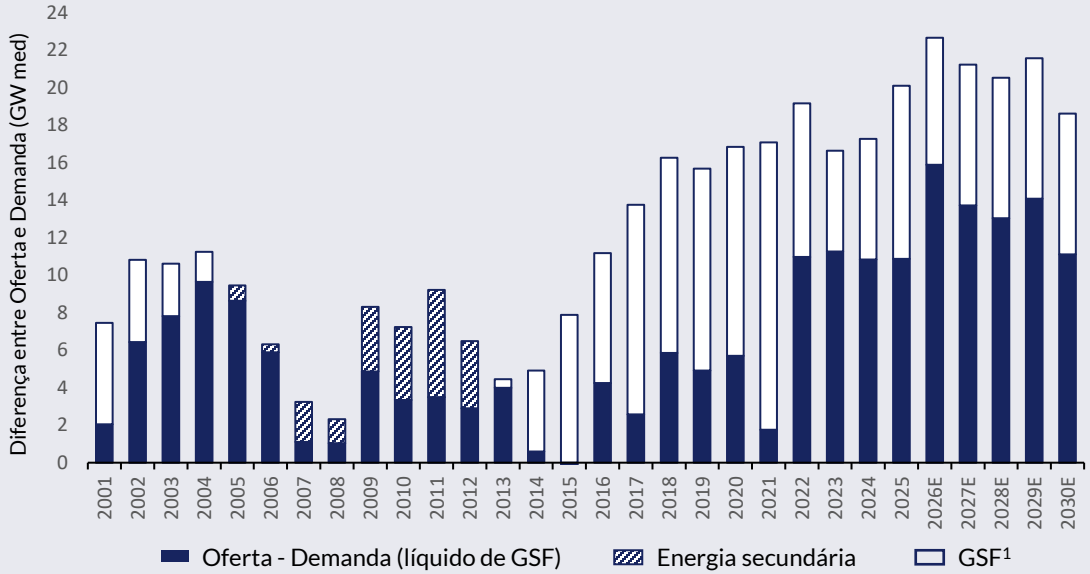
Mercado de Energia no Brasil

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 3T26 foi 4,7% superior ao mesmo período de 2025. O consumo acumulado nos últimos 12 meses apresentou variação de +3,3% no setor residencial, +2,8% no setor comercial e -0,4% no setor industrial, na comparação com igual período anterior.

O 3T26 foi marcado pelo fortalecimento histórico do El Niño, que favoreceu chuvas expressivas no Sul e no sul do Sudeste. As afluências atingiram 138% da MLT no SIN, configurando o 7º melhor 3º trimestre do histórico. O Sul foi o principal destaque, com 239% da MLT, enquanto o Sudeste alcançou 111%, aumentos de 157 p.p. e 24 p.p., respectivamente, em relação ao trimestre anterior. Em sentido oposto, Norte e Nordeste permaneceram abaixo da média, com 60% e 64% da MLT, respectivamente. Assim, o trimestre apresentou forte recuperação hidrológica no Sul e no Sudeste, mas manteve uma distribuição regional bastante desigual das afluências. Temperaturas amenas e geração eólica e solar em patamares usuais contribuíram para preservar os reservatórios do Sudeste, que encerraram o trimestre em 56,5%, 6,5 p.p. acima do mesmo período do ano anterior.

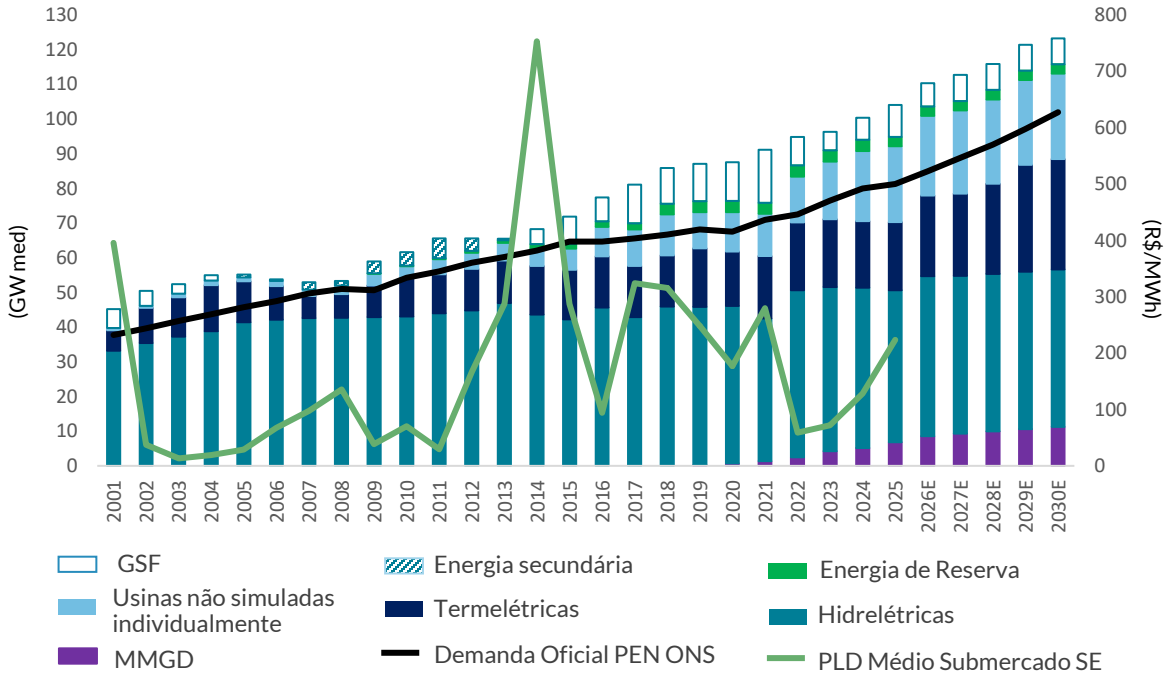
Oferta x Demanda Teórica



[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.

Distribuição da oferta por fonte

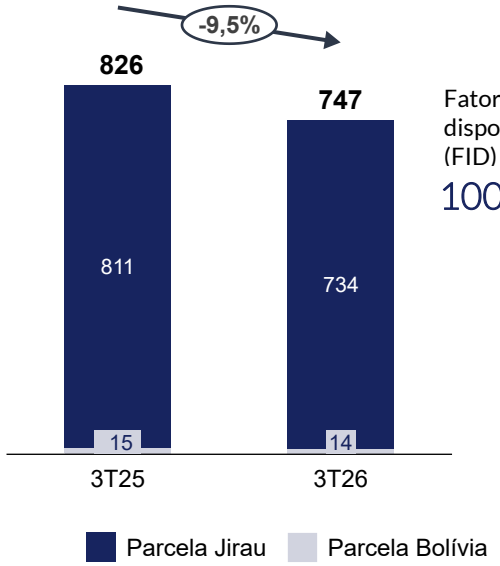


Fonte: Estudo interno com base em informações da Aneel e ONS.

UHE Jirau: dados operacionais

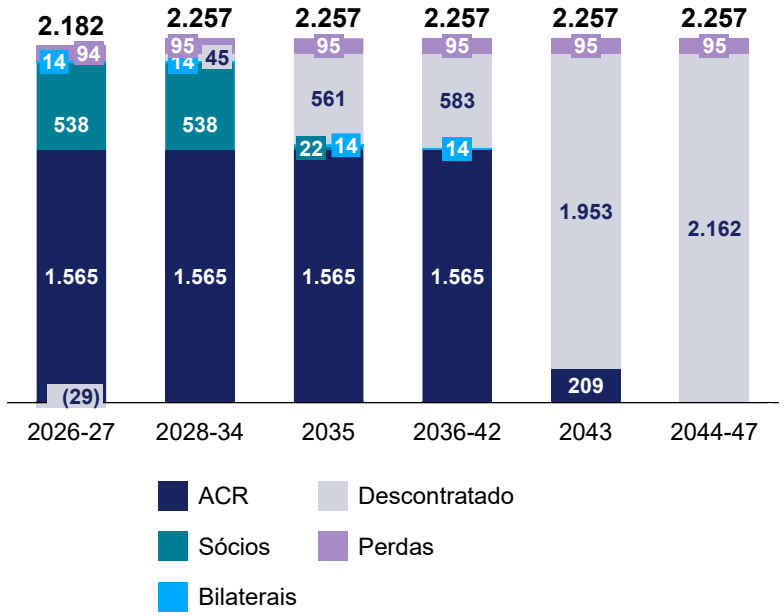
Ativo hidrelétrico com receitas contratadas a longo prazo
Extensão da concessão até 2047

| Geração Bruta (MW médio)



Fator de disponibilidade (FID) no 3T26: 100%[1]

| Portfólio de Contratos[3] (MW médios)



UHE Jirau (RO)

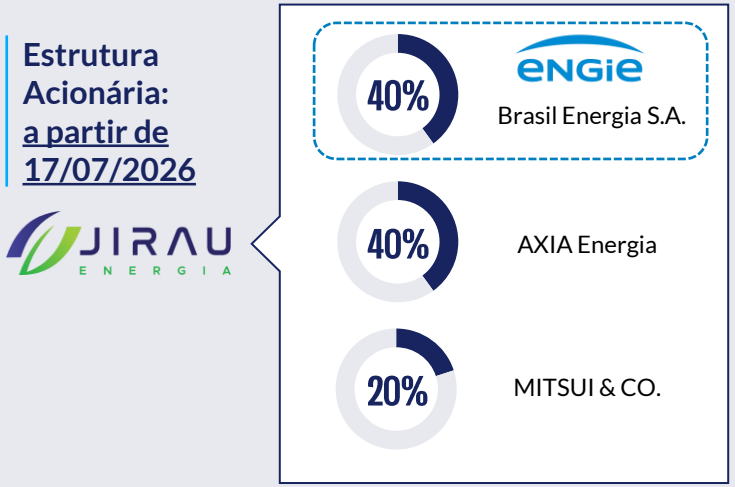


Capacidade Instalada:
3.750 MW

50 Unidades Geradoras
75 MW cada UG

Garantia Física[2]:
2.182 MWm 90m ampliada
2.257 MWm 90m constante

Estrutura Acionária: a partir de 17/07/2026



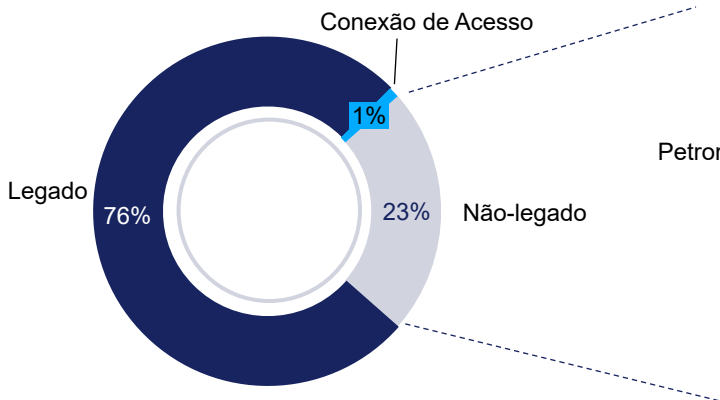
Notas:
[1] Sujeitos à contabilização final da CCEE.
[2] Portaria nº 2.946 – MME estabeleceu os novos montantes de garantia física para a UHE Jirau de 2.222,6 MWm para operação na cota 90 metros ampliada e de 2.335,1 MWm para operação na cota 90 metros constante. Do total do incremento, um terço pertence 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.

Transportadora Associada de Gás – TAG

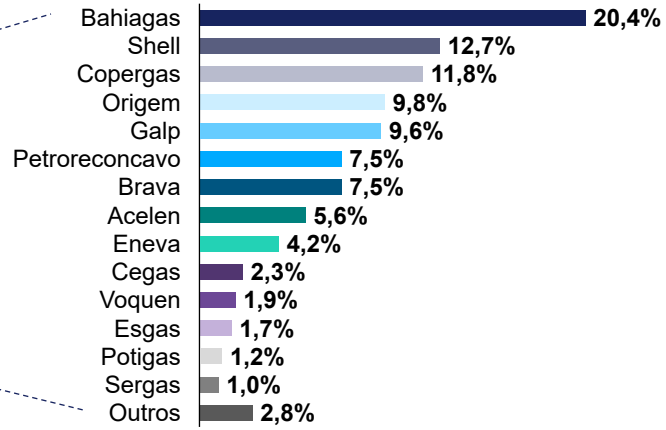
Contratos

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[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



QDC[6] 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 em contratos anuais.

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.

1.284 contratos firmes
assinados até o 3T26
(vs. 534 acumulado até o 3T25).

Transportadora Associada de Gás – TAG

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



Dívida Líquida/Ebitda (x) – TAG

4T25	**1,95x**
3T26[1]	**1,86x**

Composição da dívida (R$) – TAG em 30/09/2026



6,0 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

9,9 bilhões[2]
Mercado externo:

Bank Loan[3] (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 30/09/2026.
[3] Exposição à dólar 100% hedgeada por contratos em dólar.

Transportadora Associada de Gás – TAG

Projetos em Desenvolvimento

Pontos de Saída LRCAP (ES | BA | AL | PE | PB)

6 novos pontos de saída para atendimento à demanda termelétrica do LRCAP:

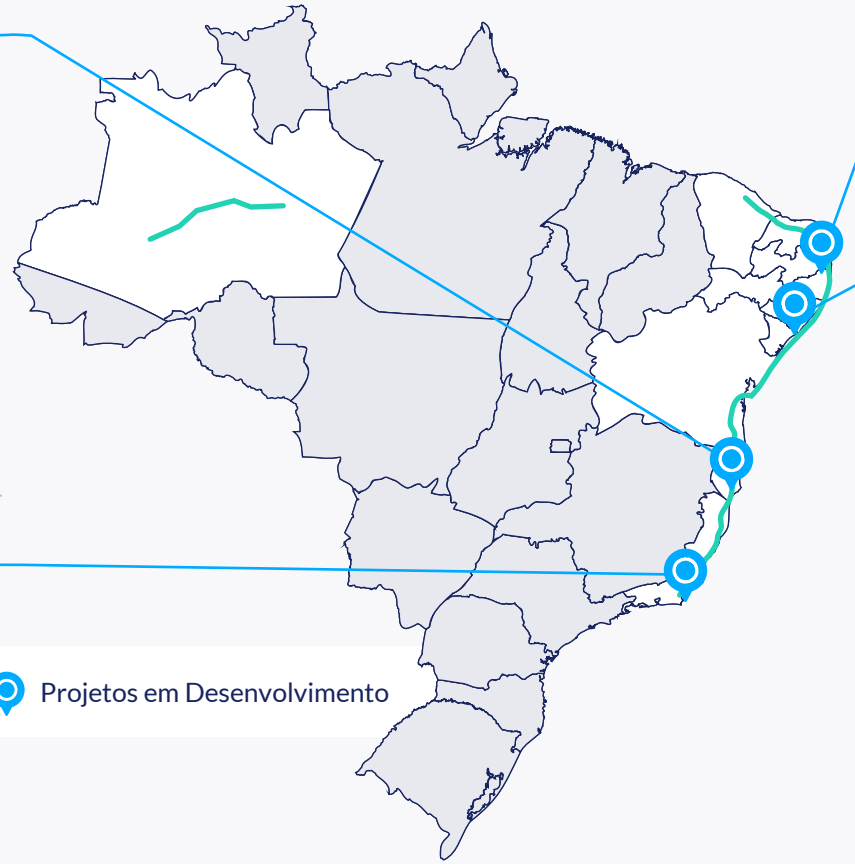
- PS UTE Termonordeste II
- PS UTE Monte Fuji
- PS UTE Pilar
- PS Jaboatão Expansion
- PS Catu II
- PS UTE São Mateus

- Capacidade max. transp: **~9,7 MM m³/dia**

Conexão do Porto do Açú – GASOG (RJ)

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

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



Veredas (AL | PE)

Nova infraestrutura para atendimento as demandas térmicas adicionais do LRCAP

- Extensão: **~30 km**
- Capacidade incremental : **7,5 MM m³/dia**

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 9 km)
- Capacidade max. transp: **14,3 MM m³/dia**

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



www.engie.com.br