

Relatório da Administração e Demonstrações Financeiras

Exercícios 2025 e 2024

ENGIE Brasil Energia S.A.
CNPJ: 02.474.103/0001-19
NIRE: 42 3 0002438-4

R. Paschoal Apóstolo Pitsica, 5064
Agronômica - Florianópolis – SC
CEP 88025-255

SUMÁRIO

Relatório da Administração 6
- Mensagem da administração 6
- Premiações e reconhecimentos em 2025 9
- A ENGIE Brasil Energia 11
- Governança e integridade 18
- Capital humano 26
- Natureza e clima 30
- Relações de valor 32
- Desempenho financeiro e operacional 38
- Informações adicionais 64

Balanços Patrimoniais 65
Demonstrações dos Resultados 67
Demonstrações dos Resultados Abrangentes 68
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido 69
Demonstrações dos Fluxos de Caixa 70
Demonstrações dos Valores Adicionados 72
Nota 1. Contexto operacional 74
Nota 2. Apresentação das demonstrações financeiras 83
Nota 3. Caixa e equivalentes de caixa 89
Nota 4. Contas a receber de clientes 89
Nota 5. Depósitos vinculados 90
Nota 6. Ativo financeiro de concessão 91
Nota 7. Ativo de contrato 92
Nota 8. Outros ativos 95
Nota 9. Investimentos 95
Nota 10. Imobilizado 107
Nota 11. Intangível 115
Nota 12. Fornecedores 118
Nota 13. Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros 120
Nota 14. Instrumentos de dívida 129
Nota 15. Concessões a pagar (UBP) 142
Nota 16. Benefícios a empregados 143
Nota 17. Provisões e depósitos judiciais 148
Nota 18. Tributos e outras obrigações regulatórias 153
Nota 19. Outros passivos 157
Nota 20. Patrimônio líquido 158
Nota 21. Dividendos e juros sobre o capital próprio 161
Nota 22. Receita operacional líquida 163
Nota 23. Detalhamento dos gastos operacionais por natureza 165
Nota 24. Resultado financeiro 166
Nota 25. Partes relacionadas e remuneração da Administração 167
Nota 26. Informações por segmento 173
Nota 27. Seguros 175
Nota 28. Compromissos de longo prazo 176
Nota 29. Informações complementares ao fluxo de caixa 179
Nota 30. Eventos subsequentes 179
Comentários sobre o comportamento das projeções empresariais 180
Outras informações que a Companhia entenda relevantes 183
Declaração dos diretores executivos da Companhia 188
Conselho de Administração 189
Diretoria executiva 189
Departamento de contabilidade 189
Relatório dos auditores independentes 190
Orçamento de capital 197
Relatório resumido do Comitê de Auditoria Estatutário 198
Parecer do Conselho Fiscal 203

PRINCIPAIS ASSUNTOS TRATADOS NAS NOTAS EXPLICATIVAS

Guia de leitura dividido pelos principais assuntos tratados nas notas explicativas. Clique sobre as notas para navegar no documento.

PANORAMA GERAL SOBRE A COMPANHIA

Nota 1: CONTEXTO OPERACIONAL

Nota 2: APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Nota 9: INVESTIMENTOS

Nota 25: PARTES RELACIONADAS E REMUNERAÇÃO DA ADMINISTRAÇÃO

Nota 26: INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

Nota 30: EVENTOS SUBSEQUENTES

ESTRUTURA DE CAPITAL

Nota 3: CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Nota 5: DEPÓSITOS VINCULADOS

Nota 13: GERENCIAMENTO DE RISCOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Nota 14: INSTRUMENTOS DE DÍVIDA

Nota 20: PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Nota 21: DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO

CONTAS A RECEBER E A PAGAR

Nota 4: CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

Nota 12: FORNECEDORES

Nota 28: COMPROMISSOS DE LONGO PRAZO

TRIBUTOS E OBRIGAÇÕES

Nota 16: BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

Nota 17: PROVISÕES E DEPÓSITOS JUDICIAIS

Nota 18: TRIBUTOS E OUTRAS OBRIGAÇÕES REGULATÓRIAS

CONCESSÕES

Nota 6: ATIVO FINANCEIRO DE CONCESSÃO

Nota 7: ATIVO DE CONTRATO

Nota 10: IMOBILIZADO

Nota 11: INTANGÍVEL

Nota 15: CONCESSÕES A PAGAR (UBP)

RESULTADO

Nota 22: RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Nota 23: DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

Nota 24: RESULTADO FINANCEIRO

GLOSSÁRIO

ACL: Ambiente de Contratação Livre
ACR: Ambiente de Contratação Regulada
ADR: *American Depositary Receipts*
AFD: Crédito com recursos da Agência Francesa de Desenvolvimento
AGD: Assembleia Geral de Debenturistas
AGO: Assembleia Geral Ordinária
ANA: Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
Aneel: Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APR: Ações Preferenciais Resgatáveis
AVJ: Ajuste de Valor Justo
AVM: Ajuste de Variação Monetária
B3: Brasil, Bolsa, Balcão
BASA: Banco da Amazônia
BD: Benefício Definido
BNB: Banco do Nordeste do Brasil
BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BPD: Benefício proporcional diferido
BSPS: Plano de Benefício Suplementar Proporcional Saldado
CADIN: Cadastro Informativo de Créditos não Quitados do Setor Público Federal
CAPEX: *Capital Expenditure*
CARF: Conselho Administrativo de Recursos Fiscais
CBPS: Comitê Brasileiro de Pronunciamentos de Sustentabilidade
CCC: Conta Consumo de Combustíveis
CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCT: Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão
CD: Contribuição Definida
CDB: Certificado de Depósito Bancário
CDE: Conta de Desenvolvimento Energético
CDI: Certificado de Depósito Interbancário
CDP: *Carbon Disclosure Project*
CDPQ: *Caisse de Dépôt et Placement du Québec*
CFC: Conselho Federal de Contabilidade
COFINS: Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CPC: Comitê de Pronunciamentos Contábeis
CSLL: Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido
CSRF: Câmara Superior de Recursos Fiscais
CUSD: Contratos de Uso do Sistema de Distribuição
CUST: Contratos de Uso do Sistema de Transmissão
CVM: Comissão de Valores Mobiliários
DI: Depósito Interbancário
DRF: Delegacia da Receita Federal
Ebit: *Earnings Before Interest and Taxes*
Ebitda: *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*
EOL: Eólica
ESG: *Environmental, Social and Governance*
FMI: Fundo Monetário Internacional
FGTS: Fundo de Garantia do Tempo de Serviço
FIE: Fundo de investimento exclusivo
FNE: Crédito com recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste
GAG: Gestão dos Ativos de Geração
GC: Gratificação de Confidencialidade
GEE: Gases de Efeito Estufa
GSF: *Generation Scaling Factor*
GW: Gigawatt
GWh: Gigawatt-hora
HFC: *Hedge* de Fluxo de Caixa
HVJ: *Hedge* de Valor Justo
IAS: *International Accounting Standards*
IASB: *International Accounting Standards Board*
ICMS: Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação.
ICSD: Índice de Cobertura do Serviço da Dívida
ICP: Índice de Cobertura de Pagamentos
ICPC: Interpretação Técnica do Comitê de Pronunciamentos Contábeis
IFRS: *International Financial Reporting Standards*
IGP-M: Índice Geral de Preços do Mercado
INPC: Índice Nacional de Preço ao Consumidor
INSS: Instituto Nacional do Seguro Social
IPCA: Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IR: Imposto de Renda
IRPJ: Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas
ISO: *International Organization for Standardization*
ISSQN: Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza
JCP: Juros sobre Capital Próprio
MAE: Mercado Atacadista de Energia
MCP: Mercado de Curto Prazo
MME: Ministério de Minas e Energias
MRE: Mecanismo de Realocação de Energia
MUFG: Mitsubishi UFJ *Financial Group*
MW: Megawatt
MWac: Megawatt Corrente Alternada
MWh: Megawatt-hora
MWp: Megawatt Pico
NBR: Norma Brasileira
NDF: *Non-Deliverable Forward*
NTN: Nota do Tesouro Nacional
O&M: Operação e Manutenção
OCPC: Orientação Técnica Contábil do Comitê de Pronunciamentos Contábeis
ONG: Organização Não Governamental
ONS: Operador Nacional do Sistema
OPEX: *Operational Expenditure*
ORA: Outros Resultados Abrangentes
PCD: Pessoa com Deficiência
PCH: Pequenas Central Hidrelétrica
PDBI: *Property Damage and Business Interruptions*
PD&I: Projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação
P&D: Programa de Pesquisa e Desenvolvimento
PIB: Produto Interno Bruto
PIS: Programa de Integração Social
PL: Patrimônio Líquido
PLD: Preço de Liquidação de Diferenças
PREVIC: Superintendência Nacional de Previdência Complementar
PREVIG: Sociedade de Previdência Complementar
RAG: Receita Anual de Geração
RAP: Receita Anual Permitida
RBO: Retorno da Bonificação pela Outorga
ROE: *Return on Equity* ou Retorno Sobre o Patrimônio Líquido

ROIC: *Return on Invested Capital* ou Retorno Sobre Capital Investido
RTP: Revisão Tarifária Periódica
SIG: Sistema Integrado de Gestão
SIN: Sistema Interligado Nacional
SPA: *Share Purchase Agreement*
SPE: Sociedade de Propósito Específico
SPO: *Second Party Opinion*
SST: Saúde e Segurança do Trabalho
STF: Supremo Tribunal Federal
STJ: Supremo Tribunal de Justiça
TJLP: Taxa de Juros de Longo Prazo
TNFD: *Taskforce on Nature-related Financial Disclousure*
UBP: Uso de Bem Público
UHE: Hidrelétricas
V.M.: Variação Monetária

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

A Administração da ENGIE Brasil Energia S.A. (“ENGIE Brasil Energia” ou “Companhia”) submete para apreciação o **Relatório da Administração e as correspondentes Demonstrações Financeiras dos exercícios de 2025 e 2024**. Acompanham este documento o relatório dos Auditores Independentes sobre as Demonstrações Financeiras e os pareceres do Conselho Fiscal e Comitê de Auditoria Estatutário referentes ao exercício social encerrado em 31.12.2025. As informações do Relatório da Administração estão apresentadas em milhões de reais, em base consolidada, e refletem o cenário corporativo na data acima referenciada, exceto quando indicado de outra forma.

O presente documento cumpre a exigência da Lei nº6.404/76, da CVM e do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). É destinado, prioritariamente, aos acionistas da Companhia, e mantido à disposição para acesso público nos websites da ENGIE Brasil Energia, da CVM e da B3. Em conformidade com a legislação brasileira, uma versão é publicada em veículos de mídia de Santa Catarina, estado onde a Companhia tem sede.

Em complemento a este Relatório, a ENGIE Brasil Energia publica, em abril, o Relatório de Sustentabilidade, com maior profundidade em temas ESG.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

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

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

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

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

Outro marco do ano foi a aquisição de duas Usinas Hidrelétricas já em operação na Região Norte do país: Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão. Juntas, agregaram 612 MW ao parque gerador da Companhia, que agora conta com um portfólio de 12,4 GW de capacidade instalada operada.

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

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

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

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

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

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

A experiência de nosso controlador, aliada à relevância atribuída pelo Grupo ENGIE às operações brasileiras, reforça a perspectiva positiva da Companhia para os próximos anos. Conforme demonstraram os debates da COP30[1], realizada no Brasil em 2025, nosso país figura entre os protagonistas da transição energética, ao aliar uma matriz já majoritariamente renovável à capacidade de expandir a oferta de energia de forma segura e sustentável. Esse potencial se torna ainda mais relevante diante do crescimento estrutural do consumo de eletricidade associado à digitalização de processos produtivos – e, em especial, ao avanço da inteligência artificial.

Não há dúvida de que a captura das oportunidades geradas por esse novo ciclo de desenvolvimento exigirá ainda mais resiliência do setor elétrico, com equilíbrio regulatório, racionalidade econômica e diálogo constante entre setor privado, poder público e sociedade. A ENGIE Brasil Energia seguirá dedicada a colaborar com a construção de um ambiente de negócios que favoreça investimentos, inovação e competitividade, que faça frente ao incremento da demanda por energia no país.

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

Mauricio Stolle Bähr

Presidente do Conselho de Administração

Eduardo Antonio Gori Sattamini

Diretor-Presidente

[1] **30ª Conferência das Partes** (*Conference of the Parties*) da **Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC)**.

PREMIAÇÕES E RECONHECIMENTOS EM 2025



Avaliações máximas no CDP, que ratificam nossa excelência em gestão socioambiental:

- "A" em Climate Change;
- "A" em Water Security;
- "A" em Supplier Engagement.



Manutenção da certificação **GPTW - Great Place to Work Brasil**, que reconhece as melhores empresas para se trabalhar no país - categoria de 1.000 a 9.999 funcionários.



A Companhia segue integrando o **Dow Jones Best-in-Class Emerging Markets Index** (novas carteiras a partir de abril), figurando entre os seis melhores desempenhos no setor de *electric utilities* global.

Integrante das **Carteiras 2025/2026** dos Índices B3:

- Sustentabilidade Empresarial (ISE);
- Carbono Eficiente (ICO2);
- Diversidade (IDIVERSA);
- Governança Corporativa – Novo Mercado (IGC-NM).

Destaque no **Troféu Transparência 2025**, promovido pela Associação Nacional Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (Anefac) – na categoria "Empresas com receita líquida de R$ 5 até R$ 20 bilhões".

Destaque em sustentabilidade no **Prêmio "Marcas mais Admiradas 2025"** promovido pela BandNews.

Prêmio Expressão de Ecologia - Projetos vencedores:
- Categoria Gestão ambiental: Jornada pelo Clima: Programa de Descarbonização de Fornecedores;
- Categoria Reciclagem: Economia circular no setor elétrico: reciclagem inovadora de painéis fotovoltaicos.

Vencedor do **Prêmio ANEEL de Inovação 2025** – Categoria Empresa Geradora (Grande Porte).

Prêmio ESG - categoria **"Social - Equidade de Gênero e Empoderamento Feminino"** com o Projeto Mulheres do Nosso Bairro.

Melhores dos Negócios Internacionais 2025 - categoria investimento estrangeiro, promovido pela ApexBrasil e Grupo Exame.

EVOLUÇÃO DO DESEMPENHO – PRINCIPAIS INDICADORES

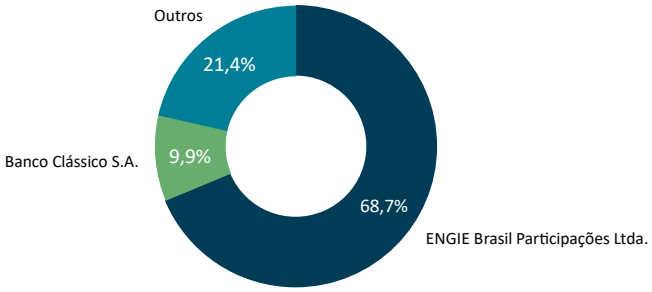
Indicadores	2025	2024	Variação
Operacionais e Comerciais			
Usinas em operação	133	115	18
Capacidade instalada operada (MW)	12.384,5	11.265,5	9,9%
Capacidade instalada própria (MW)	10.684,8	9.555,7	11,8%
Capacidade instalada própria de fontes renováveis (%)	100,0	100,0	-
Linhas de Transmissão (km)	3.205	2.710	18,3%
Subestações próprias	6	6	-
Volume de vendas de energia (GWh)	39.933,0	36.064,0	10,7%
Preço médio líquido de vendas (R$/MWh)	213,2	220,8	-3,4%
Número de clientes atendidos (ACL)	2.297	1.854	23,9%
Econômico-financeiros (R$ milhões)			
Receita operacional líquida	12.860	11.219	14,6%
Ebitda	7.660	8.754	-12,5%
Ebitda ajustado	7.640	7.367	3,7%
Lucro líquido	2.858,0	4.303,0	-33,6%
Lucro líquido ajustado	2.845,0	3.372,0	-15,6%
Dívida líquida	25.514	20.126	26,8%
Investimentos (R$ milhões)	6.040	9.664	-37,5%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE[1]) ajustado (%)	20,4	27,4	-7,0 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC[2]) ajustado (%)	13,8	17,2	-3,4 p.p.
Proventos por ação (R$)	1,21	1,66	-27,1%
Preço médio da ação[3] (R$)	27,95	27,77	0,6%
Ambientais			
Mudas doadas e plantadas (milhares)	254	255	-0,4%
Participantes – programa Conexão de educação ambiental (milhares)	94	122	-23,0%
Intensidade de consumo de água (m^3/MWh)	0,034	0,031	9,7%
Intensidade de emissões de CO2 (tCO2e/MWh)	0,004	0,005	-20,0%
Responsabilidade Social			
Recursos não incentivados - operação e implantação (R$ mil)	12.818,0	9.307	37,7%
Recursos Incentivados (Rouanet, FIA, etc) (R$ mil)	13.478	39.352	-65,8%
Capital Humano			
Número de colaboradores (em 31 de dezembro)	1.312	1.173	11,8%
Percentual de mulheres na força de trabalho	31,7%	32,1%	-0,4 p.p.
Investimento em treinamento e desenv. profissional (R$ milhões)	6,3	8,6	-26,7%
Total de horas de treinamento	88.914	73.531	20,9%
Taxa de Frequência (TF) empregados próprios[4]	0,000	0,000	-
Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviços[4]	0,690	0,274	▲
Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[5]	0,000	0,000	-
Taxa de Gravidade (TG) prestadores de serviços[5]	0,011	0,013	▼

(1) ROE: lucro líquido dos últimos quatro trimestres / patrimônio líquido.
(2) ROIC: taxa efetiva x EBIT/ capital investido (capital investido: dívida - caixa e equivalentes de caixa - depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL).
(3) Preço médio dos fechamentos médios diários, ajustado a proventos.
(4) TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.
(5) TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.

A ENGIE BRASIL ENERGIA

A ENGIE Brasil Energia atua como uma plataforma de investimentos em infraestrutura de energia, com atividades nos segmentos de geração, comercialização, *trading* e transmissão, além de transporte de gás natural, por meio da Transportadora Associada de Gás S.A. — TAG, em conjunto com outros sócios.

Estrutura acionária



Com sede em Florianópolis (SC), a Companhia opera ativos distribuídos por 22 estados, com 133 usinas de fontes exclusivamente renováveis (hidrelétricas, eólicas, solares fotovoltaicas e biomassa), somando 12,4 GW de capacidade operada, além de 5 Sistemas de Transmissão. Também mantém relações comerciais com clientes regulados e livres em todo o país.

A Companhia é constituída como uma sociedade anônima de capital aberto, com ações ordinárias listadas na Bolsa de Valores do país — B3 S.A. — Brasil, Bolsa, Balcão, sob o código EGIE3. Integra, ainda, o mercado de balcão norte-americano, negociando American Depositary Receipts (ADRs) Nível I, identificada como EGIEY, na relação de um ADR por ação ordinária.

Além das consistentes operações no Brasil, a ENGIE Brasil Energia tem como diferencial estar sob controle indireto do Grupo ENGIE ("ENGIE" ou "Grupo"), referência global em energia e serviços de baixo carbono, com atuação em cerca de 30 países.

MISSÃO

Oferecer soluções inovadoras e sustentáveis em energia.

VISÃO

Transformar a relação das pessoas com a energia para um mundo sustentável.

VALORES

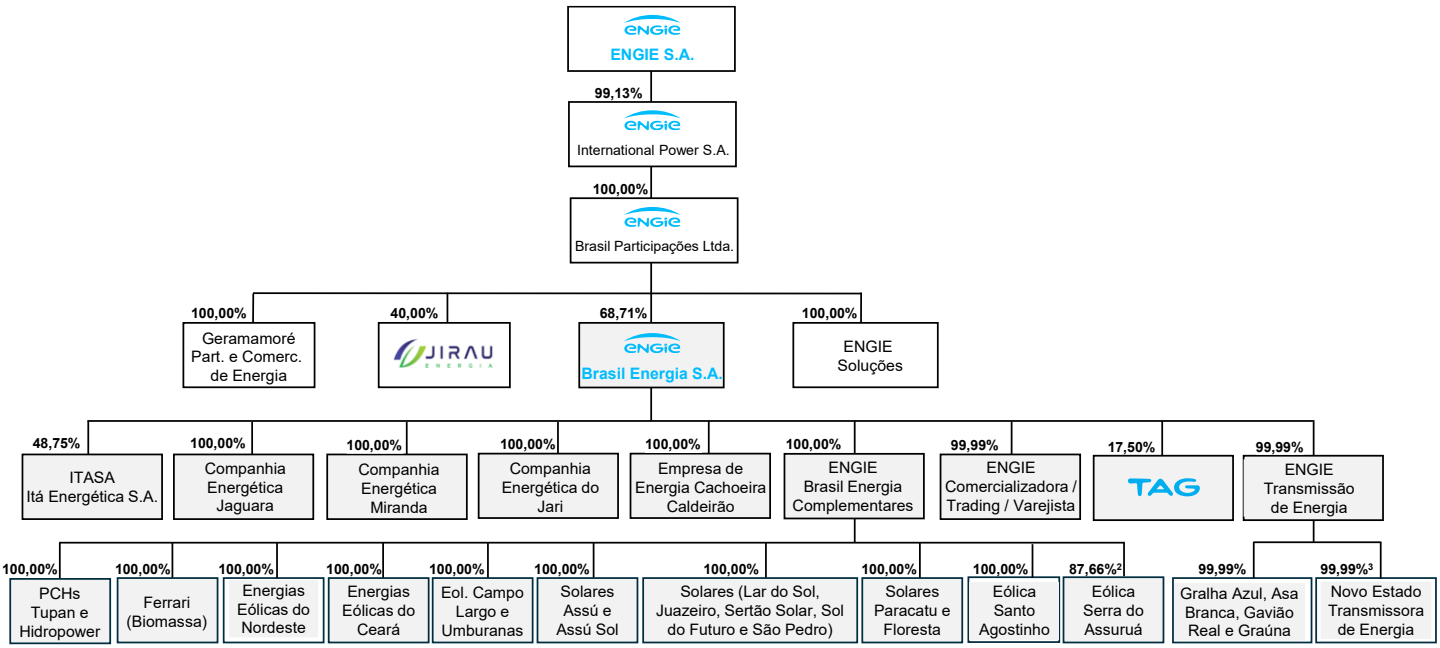
Profissionalismo, cooperação, espírito de equipe, respeito ao meio ambiente, criação de valor, ética.

Orientada pelo propósito de **agir para acelerar a transição energética**, a ENGIE Brasil Energia desenvolveu um modelo de negócio resiliente às volatilidades de mercado e apto à obtenção de resultados consistentes em longo prazo.

ESTRUTURA SOCIETÁRIA

A ENGIE Brasil Energia controla subsidiárias e participa de consórcios e sociedades empresariais conforme detalha o infográfico a seguir. Entre as alterações que se destacaram em 2025 estão a aquisição de duas Usinas Hidrelétricas, Cachoeira Caldeirão e Santo Antônio do Jari, já em operação, e a não renovação do contrato de operação da Ibitiúva Bioenergética. Destaque também para a inserção dos Sistemas de Transmissão Asa Branca e Graúna, e para a incorporação da Companhia Energética Estreito, antes uma controlada (subsidiária) da ENGIE Brasil Energia, e agora uma filial, para fins de otimização da gestão e custos.

Estrutura societária[1]



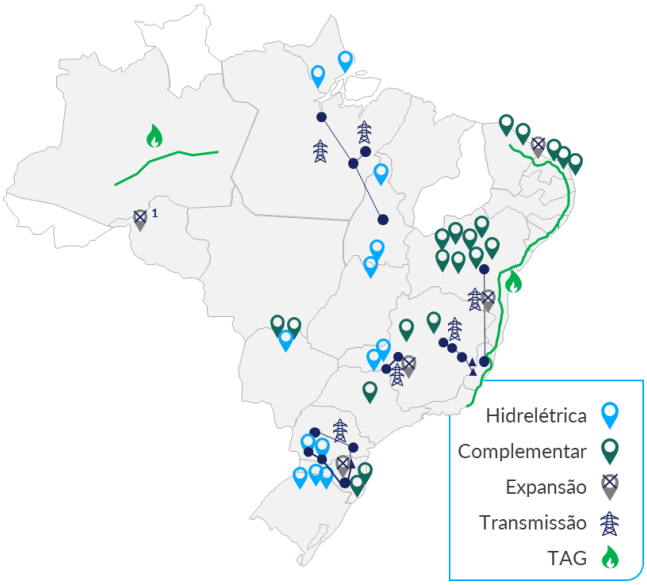
1 - Organograma simplificado, meramente ilustrativo.
2 - Considerando a participação indireta da ENGIE Brasil Energia, através da Maracanã Geração de Energia e Participações S.A.
3 - Considerando a participação indireta da ENGIE Brasil Energia, através da Novo Estado Participações S.A.

MERCADOS DE ATUAÇÃO

Para atingir a ambição global de ser Net Zero em carbono em 2045, o Grupo ENGIE estrutura negócios conforme seu posicionamento na cadeia de valor de energia, de modo a potencializar a criação de valor. Para tanto, desenvolveu um modelo integrado e complementar de negócios, apresentado no infográfico a seguir.



Portfólio e localização dos ativos em operação

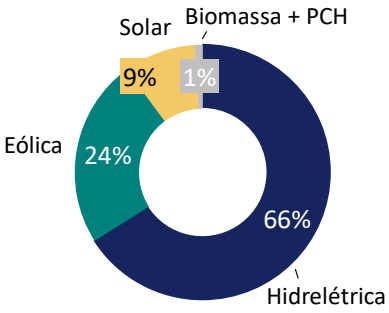


Nota 1- A transferência para a Companhia da participação de 40,0% da ENGIE Brasil Part. na Usina Hidrelétrica Jirau está em processo de avaliação.

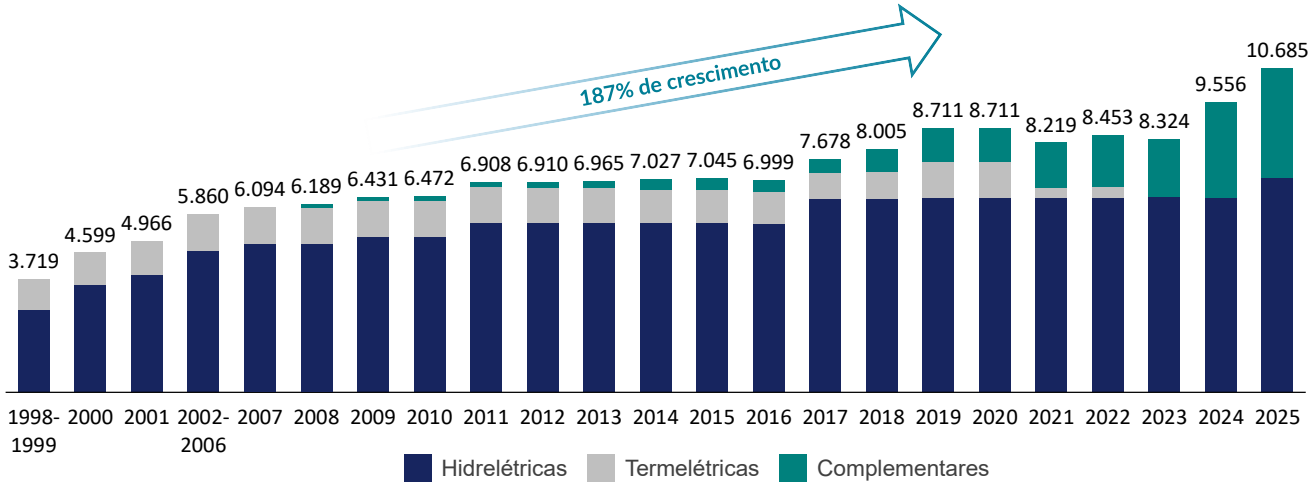
Produção de energia renovável e armazenamento

Com capacidade instalada operada de 12,4 GW e capacidade própria de 10,7 GW, o parque gerador da ENGIE Brasil Energia é composto de 133 usinas, sendo 13 usinas hidrelétricas, 88 eólicas, 29 solares fotovoltaicas, duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e uma central a biomassa. A capacidade operada é 9,9% (1,1 GW) maior que a observada em 2024. A relação completa e detalhada de cada um dos ativos de geração em operação está disponível em nosso website: www.engie.com.br/atividades/geracao-de-energia.

Distribuição da capacidade instalada própria, por fonte



Evolução da capacidade instalada própria (em MW)



O primeiro fator que contribuiu para o aumento da capacidade foi a já mencionada aquisição das Usinas Hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, localizadas na Região Norte do país. As duas unidades ampliaram a capacidade instalada própria em 612 MW, somando investimentos da ordem de R$ 3 bilhões.

Outros aumentos vieram de obras de implantação. No Conjunto Eólico Serra do Assuruá, que ao final de 2025 contava com seus 188 aerogeradores e 846 MW integralmente operacionais, e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol – mais detalhes abaixo.

Expansão em geração

Conjunto Fotovoltaico Assú Sol

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

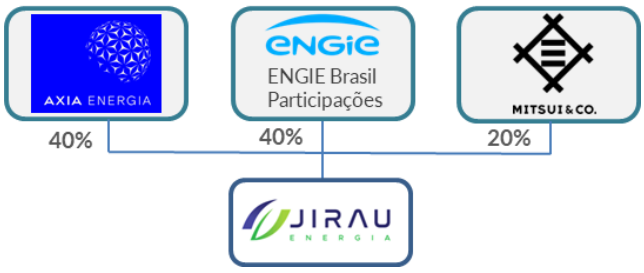
As atividades de implantação foram concluídas no final do quarto trimestre de 2025. Estão em execução exclusivamente algumas atividades de correções em drenagens já implantadas, além dos testes de confiabilidade e performance de algumas unidades fotovoltaicas. Ao fim do ano, quatro dos 16 parques estavam em operação comercial e os demais 12 encontravam-se na fase de testes.

Como evento subsequente aos cobertos pelo Relatório, em 13 de fevereiro de 2026, entraram em operação comercial as unidades que se encontravam em teste ao final de 2025. Dessa forma, 100% do Conjunto já opera comercialmente.

Usina Hidrelétrica Jirau

A Jirau Energia é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia. A Usina Hidrelétrica Jirau conta com suas 50 unidades geradoras em operação desde novembro de 2016, totalizando 3.750 MW de capacidade instalada.

Estrutura societária – Jirau Energia



Cabe salientar que a a ENGIE Brasil Participações, controladora da ENGIE Brasil Energia, é a detentora de 40% de Jirau Energia. Em 12 de dezembro de 2025, o Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia autorizou a adoção de providências necessárias à análise e estudos de viabilidade, a fim de iniciar as discussões para transferência da participação da ENGIE Brasil Participações para a Companhia.

Foi instalado o Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas, para assessorar nas análises e emitir recomendações sobre possíveis estruturas para implementação da operação. Maiores informações a respeito da possível transferência estão disponiveis no Comunicado a seguir: https://www.engie.com.br/wp-content/uploads/2025/12/20251212-Fato-Relevante-Instalacao-Comite-Partes-Relacionadas-Jirau.pdf.

Armazenamento

O armazenamento de energia em grande escala é um conjunto de tecnologias capazes de acumular energia em períodos de baixa demanda para disponibilizá-la quando necessária, usualmente em períodos de maior demanda. Seu papel é fundamental para aumentar a flexibilidade, a confiabilidade e a eficiência dos sistemas elétricos modernos, especialmente diante da crescente participação de fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica. De um ponto de vista mais técnico, reduz a necessidade de acionamento de usinas termelétricas, minimiza *curtailment* e apoia a estabilidade da rede por meio de serviços ancilares.

Entre as principais soluções sendo implementadas globalmente, com certa viabilidade econômico-financeira – a depender da regulação e modelos de remuneração envolvidos – estão sistemas de baterias de grande porte e os sistemas de bombeamento hidroelétrico reversível.

Sobre baterias, o Brasil tem programado para meados de 2026 o primeiro leilão dedicado exclusivamente à contratação de sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS), integrando o Leilão de Reserva de Capacidade. Se bem suscedido, será um marco histórico para o setor elétrico brasileiro, sinalizando a entrada definitiva do país no mercado global de armazenamento de energia. A ENGIE Brasil Energia tem realizado estudos técnico/ financeiros sobre a tecnologia e sobre a participação no leilão.

Já sistemas de bombeamento hidroelétrico, também conhecido como hidrelétricas reversíveis, no Brasil, apesar de grande viabilidade técnica, tende a entrar na pauta de debate entre regulador e demais agentes dentro de alguns anos – não se visulumbra a implantação de nenhum projeto do tipo no curto prazo.

Infraestruturas – Transmissão de energia

A ENGIE Brasil Energia iniciou no segmento de transmissão de energia em 2021, como elo relevante na estratégia de transição energética e descarbonização, ampliando a integração dos recursos renováveis e a confiabilidade do sistema. Financeiramente, agrega à Companhia receitas previsíveis e reguladas, o que balanceiam o mix de receitas reguladas e não reguladas da Companhia, de acordo com seu perfil de riscos.

Desde então, foram implementados integralmente três Sistemas de Transmissão, e outros dois estão parcialmente operacionais, totalizando cerca de 3,2 mil quilômetros de extensão de linhas e seis subestações em diferentes estados do país. Vide mais detalhes sobre os Sistemas em implantação abaixo.

Expansão em transmissão

Asa Branca Transmissora de Energia

Arrematado no Leilão de Transmissão 01/2023, promovido pela Aneel, o Lote 5 foi nomeado como Asa Branca e contará com cerca de 1.000 quilômetros de extensão. Localizado nos estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo, o empreendimento prevê a implantação de quatro linhas de transmissão de 500kV em circuito simples. O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a operação e a manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão que ocorreu em 27 de setembro de 2023.

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

No quarto trimestre, as obras do trecho LT 500kV Morro do Chapéu II – Poções III, de 334 quilômetros de extensão, foram concluídas e as instalações foram energizadas com sucesso em 26 de novembro de 2025. O prazo máximo para início da operação completa é março de 2029.

Graúna Transmissora de Energia

Arrematado no Leilão de Transmissão nº 02/2024, promovido pela Aneel, o Lote 1 foi denominado como Graúna e contempla a implantação de seis novas linhas de transmissão, sendo uma delas um seccionamento, totalizando cerca de 732 quilômetros de extensão, além de duas novas subestações e cinco ampliações de subestações existentes, abrangendo os estados de Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais e São Paulo. O escopo do projeto inclui ainda a continuidade da operação de quatro linhas existentes (162 quilômetros) e duas subestações nos estados de Minas Gerais e Espírito Santo, perfazendo, trechos *brownfield* e *greenfield*, cerca de 894 quilômetros.

O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a operação e a manutenção das instalações de transmissão é de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão, que ocorreu em 9 de dezembro de 2024.

Em julho de 2025, a Companhia assumiu a operação do trecho *brownfield* do projeto, composto por 162 quilômetros de extensão e duas subestações, localizados nos estados de Minas Gerais e Espírito Santo. A Receita Anual Permitida (RAP) desse trecho é de R$ 14,0 milhões, correspondente a aproximadamente 5% do total do projeto.

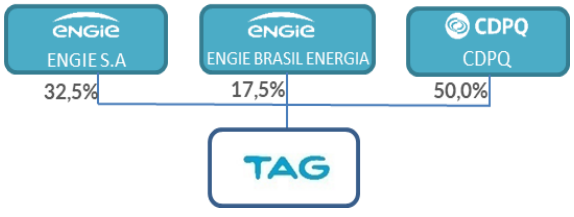
No último trimestre do ano foram concluídas as negociações de contratos principais de fornecimento. No âmbito de licenciamento ambiental, foram realizadas as vistorias em campo no trecho delegado ao Órgão Ambiental do Estado do Paraná, assim como as audiências públicas relacionadas a esse processo de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

O prazo máximo para conclusão das obras é de 60 meses, com possibilidade de antecipação. O projeto apresenta sinergias locacionais relevantes com a Gralha Azul Transmissora de Energia e outros ativos do portfólio da Companhia, favorecendo ganhos operacionais e estratégicos.

Infraestruturas – Transporte de gás natural

Maior transportadora de gás natural do Brasil, a TAG possui uma infraestrutura de aproximadamente 4.600 km de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e cerca de 200 municípios. A ENGIE Brasil Energia possui uma **participação acionária na TAG, de 17,5%**.

Estrutura societária - TAG



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

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

Gestão e comercialização de energia

A energia gerada pela ENGIE Brasil Energia é comercializada tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), a partir da demanda prevista em leilões organizados pela Aneel, quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL), para venda direta aos consumidores finais.

A gestão do "portfólio energético" da Companhia, composto pela previsão de geração dos ativos da Companhia, que se soma à energia adquirida no mercado, vem se tornando mais complexa, representado um diferencial competitivo relevante no segmento.

Isso porque o volume e amplitude dos impactos sobre a disponibilidade e preço da energia presente e futuro podem influenciar significativamente os resultados da Companhia. Seja pelo risco hidrológico e seu deslocamento por outras fontes geradoras (o chamado GSF – *generation scaling factor*), pelo *curtailment* – corte de geração de fontes solares e eólicas em determinadas circuntâncias – ou por condições meteorológicas que naturalmente já incidem sobre a geração (como excesso ou falta de chuva ou vento).

A gestão otimizada de todas essas variáveis compõe uma vantagem competitiva relevante, pois permite à Companhia mitigar perdas e precificar a energia de maneira adequada no curto, médio e longo prazos, de acordo com seu apetite a riscos. A estratégia de comercialização adotada pela ENGIE Brasil Energia prevê a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a mitigar o risco de exposição ao preço *spot* (Preço de Liquidação das Diferenças — PLD). As vendas são feitas em momentos mais oportunos, quando o mercado indica maior propensão à compra.

O portfólio robusto e diversificado da Companhia, composto por base hidrelétrica, mas também complementado por solares, eólicas e uma usina a biomassa, tem também papel preponderante nessa estratégia comercial, pois permite o balanceamento e a complementariedade de atributos entre eles.

O cliente, por sua vez, conta com esta *expertise* de mais de 20 anos de atuação no mercado livre, com soluções customizadas em preço, volume e prazo, previsibilidade e segurança de um grande parceiro comercial.

GOVERNANÇA E INTEGRIDADE

Com base em políticas, procedimentos e uma série de outros instrumentos normativos, a Companhia assegura a eficiência de seus processos e a conformidade de suas operações com os compromissos voluntários assumidos, bem como com exigências legais e regulatórias. Em complemento, busca prover os recursos necessários à atuação independente e transparente de órgãos de gestão, fiscalização, controle e *compliance*, a fim de fortalecer as decisões corporativas e a confiança conquistada junto aos diferentes públicos de interesse.

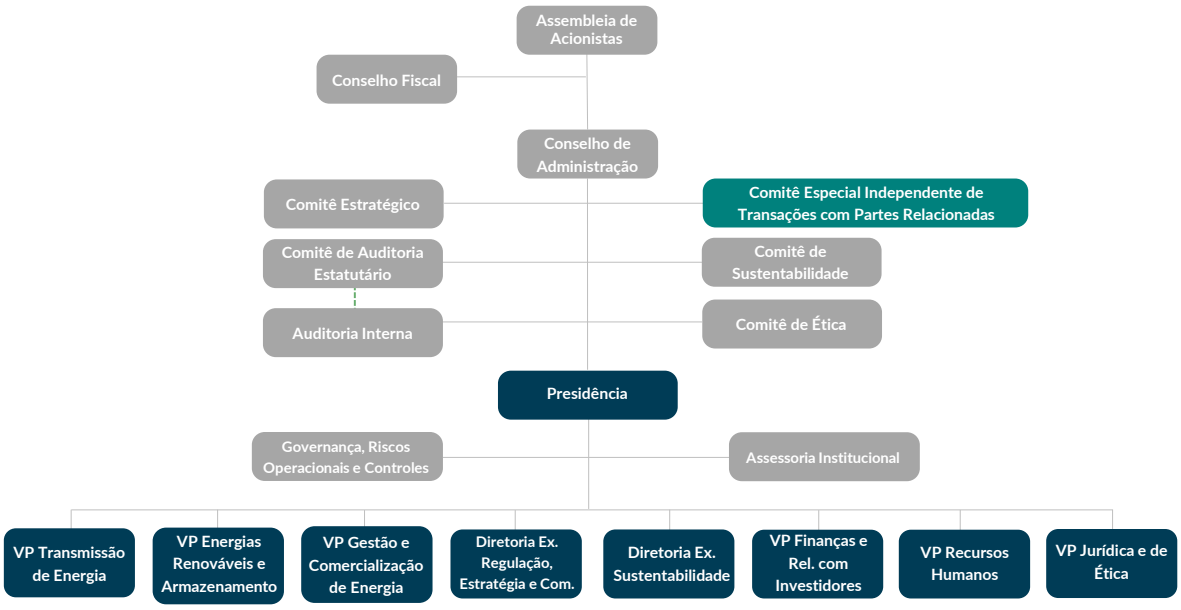
Com vistas à evolução de suas práticas de gestão, a ENGIE Brasil Energia segue recomendações de organizações de referência, como o Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC), e das normas ISO pelas quais é certificada (9001 - Qualidade, 14001 - Meio Ambiente e 45001 - Saúde e Segurança Ocupacional). Também são considerados os critérios estabelecidos pelo regulamento do Novo Mercado, segmento de listagem na Bolsa de Valores do Brasil (B3) destinado a companhias com os mais elevados padrões de governança e que adotam, voluntariamente, práticas adicionais às exigidas pela legislação.

A melhoria contínua da gestão é reforçada por referenciais em ESG, como o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3, o Dow Jones Best-in-Class Index (DJBIC) e o Carbon Disclosure Project (CDP), entre outros, nos quais o desempenho da organização está, regularmente, em evidência.

ESTRUTURA ORGANIZACIONAL

A gestão da ENGIE Brasil Energia segue uma estrutura hierárquica formada por Assembleia de Acionistas, Conselho de Administração e Diretoria Executiva, os quais contam com o suporte de comitês permanentes, fóruns temáticos e outros órgãos de assessoramento – de caráter temporário ou pontual. Atribuições e responsabilidades estão definidas no Estatuto Social da Companhia e em Regimentos Internos.

Organograma



Órgão não permanente. Sua instalação é extraordinária, sujeita à convocação do respectivo órgão ao qual reporta.
Diretoria Estatutária.
--- Supervisão.

Assembleia de Acionistas

No topo da estrutura de governança, constitui o órgão soberano da Companhia e reúne todos os seus acionistas. Entre suas responsabilidades, destaca-se a definição das regras essenciais da ENGIE Brasil Energia, realizada por meio da aprovação do Estatuto Social – uma competência exclusiva do órgão.

As convocações para reuniões ocorrem com no mínimo 30 dias de antecedência, a fim de disponibilizar tempo hábil para preparação dos participantes sobre os assuntos a serem discutidos e a sugestão, por parte dos acionistas, de temas a incluir na pauta.

Ao longo de 2025, a Companhia realizou cinco Assembleias Gerais, com a participação de 88,1% do capital social com direito a voto, o que correspondia a 718.861.007 ações. Todas as atas e informações sobre as assembleias estão disponíveis no website da ENGIE Brasil Energia, na área “Investidores”, e nas páginas da CVM e da B3.

Conselho de Administração

Orienta a estratégia geral dos negócios e conduz a eleição e a destituição de diretores estatutários, além de determinar as atribuições da Diretoria e supervisionar os atos de gestão. Composto por nove membros efetivos e nove suplentes, o Conselho atua de forma independente. Oito representantes são eleitos pela Assembleia Geral e um é indicado pelos colaboradores (a Assembleia apenas homologa a nomeação). Entre os membros efetivos, quatro representam o acionista controlador e quatro são independentes (dois deles representantes dos acionistas minoritários). O mandato é de dois anos, com possibilidade de reeleição – o atual teve início em abril de 2024.

Em 2025, realizaram-se 21 reuniões do Conselho de Administração, com uma frequência média de 86% dos membros titulares. Todas as atas estão disponíveis para consulta no website da ENGIE Brasil Energia e na página da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e da B3.

Composição do Conselho de Administração

Conselheiro (a)	Função no Conselho e outros órgãos	Idade	Anos no Conselho
Maurício Stolle Bähr	Presidente do Conselho	68	26
Paulo Jorge Tavares Almirante	Vice-Presidente do Conselho	61	9
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	Conselheiro Independente	77	25
Karin Koogan Breitman	Conselheira Independente	56	7
Pierre Jean Bernard Guillot	Conselheiro	57	9
Sophie Brigitte Sylviane Angrand Quarrel de Verneuil	Conselheira	45	2
Paulo de Resende Salgado	Conselheiro Independente e Coordenador do Comitê de Auditoria Estatutário	80	7
Manoel Eduardo Lima Lopes	Conselheiro Independente e membro do Comitê de Auditoria Estatutário	82	5
Rubens José Nascimento	Representante dos Empregados no Conselho	62	2
	Percentual de independentes: 44%	**Idade média: 65,3 anos**	**Tempo médio: 10,2 anos**

Regras de indicação

Para ocupar cargos da Alta Administração da ENGIE Brasil Energia devem atender aos critérios de qualificação técnica e acadêmica, além de estar alinhados aos valores da Companhia, conforme instrui a Política de Indicação de Conselheiros, Diretores e Membros de Comitês. As regras de independência de membros do Conselho também estão descritas nas Políticas, sendo as mesmas adotadas pelo Novo Mercado (B3).

A Companhia também adota critérios de diversidade para indicação aos cargos, de modo a contemplar competências transversais relevantes, com gestão financeira, de riscos e de sustentabilidade. O Regimento Interno do Conselho prevê, ainda, que os candidatos ao cargo poderão ter no máximo quatro mandatos como conselheiros de administração ou diretores executivos em outras empresas listadas, de modo a evitar o *overboarding*.

Avaliação e remuneração do Conselho e Comitês

As definições sobre as compensações financeiras fixas e variáveis, benefícios, eventuais incentivos e bônus estão previstas na Política de Remuneração de Conselheiros, Diretores e Membros de Comitês. Tais diretrizes integram a estratégia de negócios da Companhia e visam ampliar a atração e a retenção de talentos, conforme os valores e a cultura organizacional, além de facilitar as dinâmicas de sucessão e a geração de valor.

Conforme a Política, cada órgão da estrutura de governança mantém um modelo de remuneração próprio e independente, baseado em critérios de mercado, nas competências exigidas, na complexidade das atividades e nos resultados alcançados. O valor máximo destinado à remuneração, somadas as parcelas fixas e variáveis, é aprovado pela Assembleia dos Acionistas.

Os membros do Conselho de Administração recebem apenas remuneração fixa (pró-labore), paga em 13 parcelas mensais. Em maio de 2025, o Presidente do Conselho deixou de receber remuneração variável, em virtude de não mais exercer função executiva na Controladora, passando a ter remuneração fixa diferenciada dos demais membros, compatível com a complexidade de suas atribuições. Entre os demais conselheiros, a diferença de remuneração se dá apenas entre titulares e suplentes.

Assim como em anos anteriores, o Conselho de Administração foi avaliado de forma colegiada em 2025 – e cada conselheiro realizou uma autoavaliação individual, conforme os mecanismos de avaliação e de remuneração estabelecidos pela Política de Avaliação de Conselheiros, Diretores e Membros de Comitês.

Órgãos de assessoramento

A ENGIE Brasil Energia mantém órgãos permanentes e especializados para assessorar a tomada de decisão nos diferentes níveis hierárquicos, e que se reportam ao Conselho de Administração:

- **Conselho Fiscal:** órgão permanente, conforme Estatuto Social da Companhia, atua de forma totalmente independente da administração da Companhia e de qualquer empresa de auditoria externa contratada. Fiscaliza os atos dos administradores e o cumprimento de deveres legais e estatutários - atividades previstas em lei. É formado por três membros efetivos e três suplentes, com a indicação de um deles (e o respectivo suplente) pelos acionistas minoritários.
- **Comitê de Sustentabilidade:** atua para internalizar a sustentabilidade na cultura organizacional, propondo metas e ações relacionadas, além de estimular iniciativas aderentes aos compromissos ESG. Composto por quarto Diretores Executivos, é coordenado pela Diretoria de Sustentabilidade.
- **Comitê de Auditoria Estatutário:** tem como principal missão fortalecer o *compliance* e a cultura anticorrupção na Companhia e incentivar uma abordagem de melhoria contínua. Assessora o Conselho de Administração em questões relativas a auditorias externas e internas, controle interno, demonstrações financeiras, gestão de riscos e políticas institucionais. O Comitê é composto por no mínimo três membros, com pelo menos um conselheiro independente, e todos com mandato de dois anos.

- **Auditoria Interna:** visa fortalecer a capacidade da ENGIE Brasil Energia de criar e proteger valor, ao fornecer à alta gestão avaliações, pareceres, recomendações e informações baseadas em riscos. Busca avaliar e aprimorar a eficácia das práticas de governança, gestão de riscos e controles, com o fortalecimento da reputação e credibilidade junto aos *stakeholders*. Para máxima autonomia e independência em suas funções, reporta diretamente ao Conselho de Administração, tendo suas atividades supervisionadas pelo Comitê de Auditoria Estatutário.
- **Comitê de Ética:** responsável pela divulgação e aplicação dos referenciais de ética e conformidade, bem como pela conscientização e sensibilização dos públicos em relação a essa temática. Monitora, identifica e gerencia riscos éticos, apura violações e propõe medidas disciplinares, quando cabíveis.
- **Comitê Estratégico:** órgão consultivo que aconselha a alta administração em assuntos estratégicos, como oportunidades de mercado, expansão do parque gerador e tendências e riscos do setor elétrico, entre outros.
- Há ainda outro órgão de assessoramento que atua em caráter não permanente: o **Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionada**. Instituído pelo Conselho de Administração quando há a necessidade de analisar, negociar e recomendar transações a serem aprovadas pelo Conselho ou pela Assembleia Geral. Zela pelo cumprimento dos preceitos da Política de Transações com Partes Relacionadas, em especial a observância de condições comutativas e a prevenção de conflitos de interesses. É formado por três a cinco integrantes, a maioria conselheiros independentes.

Diretoria Estatutária

Responsável pela execução da estratégia definida pelo Conselho de Administração, a Diretoria da ENGIE Brasil Energia teve sua composição reestruturada em 2025, com o objetivo de reforçar o alinhamento de sua estrutura organizacional ao modelo operacional global do Grupo ENGIE e fortalecer o foco estratégico em suas linhas de negócio – **i) energias renováveis e armazenamento, ii) infraestruturas e iii) gestão e comercialização de energia**, que, na estrutura anterior, eram mais transversalizadas. Comunicadas ao final de junho ao mercado e *stakeholders* em geral, a nova estrutura e membros é apresentada no quadro a seguir.

Composição da Diretoria Estatutária

Diretor(a)	Diretoria	Idade	Anos na Diretoria
Eduardo Antonio Gori Sattamini	Diretor Presidente	60	9
Felipe de Queiroz Batista	Diretor Jurídico e de Ética	46	0
Gabriel Mann dos Santos	Diretor de Regulação, Estratégia e Comunicação	50	7
Guilherme Slovinski Ferrari	Diretor de Energias Renováveis e Armazenamento	52	6
Gustavo Henrique Labanca Novo	Diretor de Transmissão de Energia	57	0
Marcos Keller Amboni	Diretor de Gestão e Comercialização de Energia	51	6
Pierre Auguste Gratien Leblanc	Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	58	0
Sophie Brigitte Sylviane Angrand Quarré de Verneuil*	Diretora de Recursos Humanos	45	0
Thais Ferraz Soares	Diretora de Sustentabilidade	40	0
		Idade média: 51	**Média: 3,1 anos**

* Conforme anunciado pela Companhia em novembro de 2025, Eduardo Vetere assumirá a Diretoria de Recursos Humanos em 1º de janeiro de 2026, substituindo Sophie Quarré de Verneuil, designada para outra função no Grupo ENGIE.

Avaliação e remuneração

A Política de Remuneração da ENGIE Brasil Energia define a seguinte estrutura de remuneração para os diretores, incluindo o Diretor-Presidente:

- **Remuneração fixa:** paga em 13,33 parcelas durante o exercício, como pagamento direto pelos serviços prestados.
- **Remuneração variável:** de curto prazo, de acordo com o cargo ocupado, do alcance de objetivos coletivos e individuais, dos resultados da Companhia e, em menor proporção, dos resultados do Grupo. É paga anualmente, relativa ao desempenho do exercício anterior, e pode variar de 40% a 90% da remuneração anual fixa.
- **Incentivo de longo prazo:** para assegurar a geração de valor, atrelado ao desempenho de *phantom shares* e indicadores corporativos, bem como às *performances shares* e à Política de Opção de Compra de Ações do Grupo. É paga pela controladora direta da Companhia, ENGIE Brasil Participações Ltda. ao final dos três anos de mandato.
- **Pacote de benefícios:** para assegurar as condições sociais e de saúde exigidas pela posição que ocupam, incluindo seguro-saúde, programas de assistência à prevenção e à recuperação da saúde, *check-up* médico anual, auxílio-alimentação, seguro de vida e previdência complementar.

O montante anual direcionado à remuneração da Diretoria é aprovado pela Assembleia Geral, assim como a remuneração dos Conselheiros.

Políticas e Diretrizes

Os valores, compromissos e normas de governança da ENGIE Brasil Energia fundamentam-se em políticas e códigos de conduta, aprovados pela Diretoria Executiva (conforme o tema e a hierarquia) e pelo Conselho de Administração. Tais documentos asseguram a integridade e a transparência dos negócios e com diferentes públicos. As políticas reforçam a conformidade legal das atividades e promovem o cumprimento de padrões e de compromissos em diferentes âmbitos, como direitos humanos, proteção ambiental, competição, proteção de dados e combate à corrupção.

As normas e orientações, publicados no website da Companhia, são de observância obrigatória para todos os colaboradores, empresas controladas e para todos os seus representantes. Periodicamente, os documentos passam por revisão com base nas melhores práticas do mercado e nos propósitos da ENGIE Brasil Energia.

Gestão integrada

Para garantir o alinhamento entre as diferentes áreas e operações, a ENGIE Brasil Energia instituiu, em 2021, uma Gerência de Governança, Riscos Operacionais e Controles. O departamento assegura uma visão sistêmica do negócio e amplia a eficiência e governança dos setores, baseado no acompanhamento atento dos aspectos mais sensíveis das atividades, o que inclui indicadores estratégicos.

Além disso, por meio da manutenção do Sistema Integrado de Gestão (SIG), que abrange as normas NBR ISO 9001 — Gestão da Qualidade, NBR ISO 14001 — Gestão Ambiental e NBR ISO 45001 — Gestão de Saúde e Segurança do Trabalho, a Companhia amplia a eficiência da governança organizacional e a gestão dos aspectos e impactos por elas cobertos.

Em 2025, a Companhia completou 21 anos de certificação nessas normas e garantiu a continuidade em 11 dos seus ativos, além da sede da Companhia, — que correspondem a 65,6% da capacidade instalada operada no segmento de geração, e 81,0% dos colaboradores. Esse percentual, que já foi de 81% da capacidade instalada há alguns anos, tem se reduzido dada a entrada de novos ativos de geração no portfólio da Companhia, ainda sem certificação.

O mecanismo de certificação prevê a avaliação de procedimentos operacionais, o atendimento de requisitos legais, de indicadores de performance e de outros aspectos relevantes, capazes de demonstrar a conformidade das políticas da ENGIE Brasil Energia em relação às exigências das normas. A avaliação é realizada por um organismo independente, contratado por critérios isonômicos, que assegura a imparcialidade e a confiabilidade da análise.

As demais unidades da Companhia, mesmo sem a certificação, seguem os mesmos procedimentos adotados no âmbito do SIG. Com isso, há maior padronização de procedimentos e rotinas, com estímulo a uma maior conscientização das equipes sobre questões relacionadas à saúde, segurança, meio ambiente e melhoria contínua.

A Companhia também é certificada na Norma ISO 37001 – Gestão Antissuborno, que passa por auditorias de terceira parte regulares – esta se estende a 100% dos colaboradores e ativos.

COMPROMISSO ÉTICO

Os princípios e comportamentos éticos estruturam a cultura da ENGIE Brasil Energia e permeiam de forma transversal todas as suas decisões, projetos, negociações e atividades profissionais. Seu compromisso ético envolve todos os *stakeholders*, equipes internas e externas, bem como fornecedores nacionais e internacionais.

Baseada em diretrizes e políticas institucionais, a Companhia busca garantir o máximo respeito aos Direitos Humanos em todas as suas operações, tendo como principal compromisso a tolerância zero a qualquer forma de corrupção, fraude, trabalho infantil, forçado ou compulsório.

Políticas e governança de integridade

A ENGIE Brasil Energia adota diversos mecanismos, regras e políticas organizacionais que visam assegurar a condução ética dos seus negócios e atividades, bem como a conformidade com instrumentos internacionais. O principal deles é o Código de Conduta Ética, que define os princípios éticos da Companhia e sua estrutura de governança.

O aprimoramento contínuo das práticas de compliance é conduzido internamente por um departamento dedicado exclusivamente ao tema, supervisionado pela Diretoria Estatutária Jurídico e de Ética, recém implantada. O tema conta com a estrutura do Comitê de Ética, órgão de governança com reporte direto ao Conselho de Administração (onde o Diretor supracitado atua como coordenador).

Além de gerir e supervisionar questões relacionadas à ética e à integridade, essa estrutura estabelece planos de ação para mitigar riscos éticos, envolvendo aspectos como condições dignas de trabalho na cadeia de valor e o respeito aos direitos humanos, especialmente relacionados às comunidades locais e populações tradicionais das regiões dos ativos.

Responsável por desenvolver ações de divulgação, conscientização e sensibilização sobre os referenciais de ética e integridade, o Comitê executa toda a gestão, identificação, prevenção e mitigação dos riscos, com a apuração de denúncias e aplicação de eventuais medidas disciplinares. Em alguns casos, pode ser instituída uma Comissão de Averiguação para acompanhar os trâmites.

Trimestralmente são emitidos reportes diretos ao Conselho de Administração, com a descrição das atividades realizadas e os fatos relevantes do período, como incidentes éticos e o tratamento dado a cada caso. Os reportes são compartilhados com o Comitê de Auditoria Estatutário e com entidades controladoras.

Canal de denúncias éticas

Qualquer situação inapropriada ou antiética, como casos de assédio, conflitos de interesse, corrupção, discriminação, fraude, quebra de sigilo, violação de leis ou de políticas institucionais podem ser relatas nos Canais de Ética da Companhia.

Canal de Ética:
www.canalintegro.com.br/engiebrasil
Telefone: 0800 580 2586

As denúncias podem ser realizadas por meio do seu website ou por uma linha telefônica gratuita, com atendimento 24 horas por dia, sete dias por semana. O controle das mensagens é realizado por uma empresa externa independente, o que amplia a segurança e confidencialidade do denunciante. Após análise preliminar do conteúdo, as mensagens são encaminhadas ao Comitê de Ética da ENGIE Brasil Energia, para análise inicial de admissibilidade e tratamento, previsto no Procedimento Interno de Tratamento de Alegações.

A Companhia incentiva em seus canais internos e externos o uso do Canal de Ética, por meio de treinamentos e campanhas, e garante total anonimato e proteção das pessoas que os utilizam, assim como mantém os denunciantes informados sobre os desdobramentos e ações tomadas. O denunciante (quando identificado) é informado periodicamente sobre os encaminhamentos e os resultados alcançados. As informações relativas à denúncia, como registro da comunicação, relatório de investigação e atas do Comitê de Ética, são armazenadas, garantindo o sigilo, confidencialidade e a proteção dos dados.

SEGURANÇA DA INFORMAÇÃO

As ações e programas de ética na ENGIE Brasil Energia abrangem o respeito à privacidade e a segurança das informações, ativos digitais e de dados pessoais, viabilizados por meio de sua Política de Segurança da Informação e da sua Política de Privacidade e Proteção de Dados Pessoais. Ambas as políticas estão alinhadas à Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (LGPD), ao Código de Conduta Ética da Companhia e aos mecanismos de gerenciamento de riscos e de proteção do patrimônio.

A primeira norma estabelece um Programa de Segurança da Informação, que prevê os papéis e responsabilidades de governança do tema, bem como princípios gerais de proteção das informações e tecnologias digitais e diretrizes para o gerenciamento de riscos e o tratamento de incidentes digitais. A segunda Política define as finalidades e normas para a coleta e processamento de dados pessoais, com indicações sobre consentimento prévio do titular dos dados e as obrigações de confidencialidade e segurança. Ao Comitê Executivo da ENGIE Brasil Energia cabe a responsabilidade de aprovar as políticas.

Ao Comitê de Segurança da Informação e Privacidade tem o papel de atualizar e divulgar os documentos, supervisionar o cumprimento das normas e manter ativos o Programa de Segurança da Informação e o Programa de Proteção de Dados Pessoais. Participam do Comitê um *Chief Information Security Officer (CISO*-Coordenador), *Data Privacy Officer (DPO), Chief Information Officer (CIO*) e representantes das áreas de Riscos, Controles Internos, Jurídico e Segurança Patrimonial.

A ENGIE Brasil Energia possui, também, um Comitê de Segurança de Sistemas de Controle Industrial, para direcionamento e acompanhamento de um programa específico para a gestão de riscos cibernéticos em sistemas de automação, operação, supervisão e controle industrial. O Comitê é formado pelos Diretores de Operação e de Tecnologia e os gestores das áreas de Cybersecurity, Tecnologia da Informação, Operação, Engenharia e Manutenção industrial.

GESTÃO DE RISCOS E DE OPORTUNIDADES

A identificação, controle e monitoramento permanente de riscos corporativos constituem práticas indispensáveis para acelerar a expansão da ENGIE Brasil Energia, com a proteção dos resultados e a manutenção da sua competitividade no médio e longo prazo. Para tal, é indispensável o mapeamento transversal de riscos e a adoção de metodologias que permitam o gerenciamento sistemático de ameaças e oportunidades, bem como a implementação de medidas mitigatórias preventivas.

Desde 2016, a Companhia adota a Política de Gestão de Riscos e Oportunidades Empresariais, aprovada pelo Conselho de Administração, e atravessa todas as suas atividades e níveis hierárquicos. A gestão de riscos e oportunidades empresariais envolve o Conselho de Administração, o Comitê Executivo, os Comitês de Linhas de Negócios e Gestores de Divisões Funcionais e gestores de campo. O Comitê de Auditoria Estatutário supervisiona o processo de gestão de riscos e o Fórum de Gerenciamento de Riscos apoia a gestão do tema.

A Gerência de Riscos Empresariais e Seguros está hierarquicamente subordinada à Vice-Presidência Financeira e de Relações com Investidores.

Matriz de Riscos e Oportunidades Empresariais



- **Risco de Operacionalização da Estratégia:** eventuais adversidades ao implementar o posicionamento estratégico e o propósito de agir para acelerar a transição energética para uma economia de baixo carbono ou, ainda, desafios na atração e retenção de profissionais com as habilidades necessárias, a partir de um contexto de diversidade e inclusão, bem como na gestão do crescimento e na digitalização (incluindo a Inteligência Artificial).

- **Risco de Projetos em Implantação:** ocorrências na implantação ou modernização de ativos, que possam acarretar cenários diferentes dos previstos nos estudos de viabilidade.
- **Risco da Operação:** qualquer episódio ou incidente decorrente da operação dos ativos e das demais atividades da Companhia, que possa trazer danos à integridade de instalações, ao meio ambiente, à sociedade, à saúde ou à segurança das pessoas.
- **Risco de *Security*:** riscos relacionados a atos maliciosos contra ativos, pessoas, informações ou dados da ENGIE Brasil Energia, que podem incluir roubo, ataque físico a indivíduos e estruturas, espionagem, vandalismo, rebelião, sequestro e terrorismo, entre outros.
- **Risco de Ética e Compliance:** descumprimento de valores e princípios do Código de Conduta Ética e não conformidades (compliance) relacionadas a normas e regulamentos aplicáveis. Envolve corrupção, uso fraudulento de propriedades, interferência em processos de concorrência, desrespeito aos direitos humanos, incluindo condições de trabalho e relacionamentos laborais internos e com terceiros.
- **Risco de Segurança Cibernética:** falta ou falha de planejamento, gestão, monitoramento ou segurança de recursos e serviços de Tecnologia da Informação e Comunicação (TIC), Tecnologia de Automação e Internet das Coisas (IoT).
- **Risco de Privacidade de Dados Pessoais:** divulgação indevida de informações pessoais coletadas, no relacionamento da Companhia com empresas ou pessoas físicas, infringindo a Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (LGPD).
- **Risco Financeiro:** o principal indicador de inflação no Brasil (IPCA), calculado pelo IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística), mede a variação de preços de um conjunto de bens e serviços e é utilizado, especialmente, para calculo da revisão anual da RAP (Receita anual permitida) dos ativos de transmissão.
- **Risco Tributário:** consequências diretas sobre os resultados financeiros (inclusive retroativos) devido aos tributos incidentes sobre as operações da Companhia; reavaliação dos preços cobrados por serviços utilizados pela Companhia, o que viria a impactar, positiva ou negativamente, sua competitividade e seus resultados. Os tributos também são fator chave no desenvolvimento de projetos.
- **Risco Regulatório:** efeitos de eventuais alterações na legislação ou na regulamentação imposta por órgãos governamentais, como Ministério de Minas e Energia (MME) e Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), que possam influenciar a competitividade dos ativos, o cumprimento de disposições contratuais e a criação de novos encargos setoriais, entre outros fatores.
- **Risco de Mercado:** a oferta e a demanda de energia elétrica podem apresentar comportamento diferente do previsto no plano de negócios da Companhia, com impacto sobre volumes e preços. Essa variação tem origem diversa — desde condições operacionais do Sistema Interligado (situação de reservatórios, mudanças regulatórias) até fatores de mercado (volatilidade do PLD, desequilíbrio entre oferta e demanda, crescimento da geração distribuída, *curtailment*).

CAPITAL HUMANO

A ENGIE Brasil Energia orienta a gestão de pessoas por valores essenciais que orientam suas práticas de liderança e desenvolvimento humano: segurança, respeito, diversidade e inclusão. Esses princípios sustentam o compromisso da Companhia com a construção de um ambiente de trabalho ético, transparente e colaborativo — condição indispensável para a consolidação de relações de confiança e para o fortalecimento de uma cultura corporativa alinhada aos propósitos da organização.

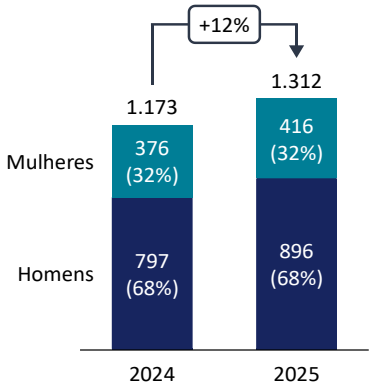
As estratégias voltadas à formação, valorização e engajamento dos colaboradores estão inseridas na agenda de impacto social da ENGIE, articulando-se diretamente aos compromissos ESG assumidos pela Companhia. Nesse sentido, são continuamente promovidos programas, campanhas e treinamentos com foco na segurança do trabalho, no respeito às individualidades e na promoção da inclusão, reforçando o posicionamento institucional em favor de um crescimento sustentável e socialmente responsável.

Em 2025, a ENGIE Brasil Energia esteve mais uma vez entre as empresas certificadas com o selo Great Place To Work. A certificação leva em conta questionários respondidos pelos colaboradores, avaliando quesitos como relacionamento com colegas e lideranças, remuneração, benefícios, inovação, confiança e vínculo com o propósito e a estratégia da organização. Além do questionário, as práticas de gestão são auditadas, para construção de um relatório detalhado.

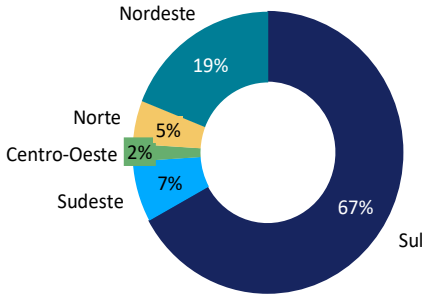
Perfil funcional

Em 2025, a ENGIE Brasil Energia expandiu seu quadro de colaboradores diretos. No final de dezembro, **1.312 pessoas** trabalhavam na Companhia em todo o país – um número 11,8% maior do que em 2024. O crescimento se deu a partir da aquisição de duas usinas hidrelétricas, do início das operações do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol e Conjunto Eólico Serra do Assuruá, além das Linhas de Transmissão Asa Branca e Graúna, ambas parcialmente operacionais.

Colaboradores por gênero



Colaboradores por região



Além dos colaboradores diretos, cerca de 95 estagiários e 11 aprendizes fizeram parte do seu corpo funcional.

Admissões e demissões

Durante 2025, a Companhia contratou 214 pessoas — 21,6% acima do total admitido no ano anterior. Cerca de 29% deles pertencem à Região Nordeste.

A respeito das demissões efetuadas, houve uma queda de 27% em relação a 2024, totalizando 73 profissionais. A taxa de rotatividade (*turnover*) foi de 6,2%, antes os 9,1% observados em 2024. A rotatividade voluntária (quando o colaborador opta por sair da Companhia), foi de 3,7%, ante 5,5% em 2024.

O tempo médio dos contratos de trabalho na ENGIE Brasil Energia, somados os contratos por tempo determinado e por tempo indeterminado e as diferentes categorias funcionais, foi de 7,9 anos, o mesmo observado em 2024.

SAÚDE, SEGURANÇA E BEM-ESTAR

O compromisso da ENGIE Brasil Energia com a saúde, a segurança e o bem-estar dos seus colaboradores orienta suas políticas corporativas e se reflete na condução de seus processos e operações. A Companhia adota uma abordagem integrada de gestão, que contempla o cuidado com a saúde física, mental e social das equipes, baseada em princípios de prevenção, responsabilidade e melhoria contínua.

Nesse contexto, as ações são estruturadas a partir do Programa de Gerenciamento de Riscos (PGR), que estabelece práticas contínuas, multidisciplinares e sistematizadas voltadas à identificação de perigos, à avaliação de riscos e à definição das medidas preventivas correspondentes. A Companhia classifica como "maiores riscos" aqueles com potencial de gerar acidentes de consequências graves e que, por essa razão, demandam tratamento prioritário. Em geral, esses riscos estão associados à energia ativa, trabalho em altura, içamento e movimentação de cargas, tráfego de veículos, máquinas e equipamentos pesados, supressão vegetal e saúde mental.

Adicionalmente, o Sistema de Saúde e Segurança do Trabalho (SST) da Companhia está alinhado às diretrizes da norma ISO 45001 e abrange todas as operações, ativos e colaboradores. Os procedimentos vigentes contribuem para prevenir, controlar e reduzir riscos, garantir a conformidade legal e manter as equipes orientadas, garantindo critérios e padrões de qualidade.

A seguir, confira os indicadores consolidados sobre o tema:

Indicadores relativos a colaboradores próprios	2025	2024
Número de horas de exposição ao risco	2.356.867	2.217.961
Número de acidentes de trabalho e de trajeto com e sem afastamento	5	2
Número de acidentes fatais (óbitos)	0	0
Número de dias perdidos — acidentes de trabalho com afastamento	0	0

Indicadores relativos a prestadores de serviço	2025	2024
Número de horas de exposição ao risco	13.127.724	16.031.713
Número de acidentes de trabalho e de trajeto com e sem afastamento	73	55
Número de acidentes fatais (óbitos)	0	0
Número de dias perdidos — acidentes de trabalho com afastamento	148	218

Taxas de frequência e gravidade

	2025	2024	Meta 2025
Taxa de Frequência (TF) empregados próprios*	0,000	0,000	0,9
Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviços*	0,690	0,274	0,9
Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços*	0,580	0,274	0,9
Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios**	0,000	0,000	0,9
Taxa de Gravidade (TG) prestadores de serviços**	0,011	0,013	0,9

TF = nº de acidentes de trabalho ocorridos a cada milhão de horas de exposição ao risco
TG = nº de dias perdidos com acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.

DIVERSIDADE, EQUIDADE E INCLUSÃO

A defesa aos direitos humanos e a promoção da diversidade, equidade e inclusão integram a estratégia de negócios de longo prazo da ENGIE Brasil Energia. Ao combater ativamente a discriminação e buscar reduzir desigualdades, a Companhia cria um ambiente de trabalho mais colaborativo e inovador, no qual as diferenças são reconhecidas como potencial criativo e como vantagem competitiva para o desenvolvimento das pessoas e da organização. As demandas relacionadas à diversidade, equidade e inclusão são orientadas pela Política de Diversidade & Inclusão da ENGIE Brasil Energia e pelas diretrizes da Be.U@ENGIE, Política de Diversidade, Equidade e Inclusão do Grupo ENGIE.

Gera Inclusão PCDs

Com o objetivo de avançar para além da contratação e assegurar a inclusão efetiva de pessoas com deficiência, a ENGIE Brasil Energia implementa o Programa #geraInclusão, que oferece oportunidades estruturadas de capacitação e desenvolvimento em áreas de interesse e especialização. A proposta capacita as pessoas participantes para o mercado de trabalho e contribui para a ampliação de sua empregabilidade e autonomia profissional.

Somadas as edições anteriores, o Programa já viabilizou a contratação de 18 pessoas com deficiência e apoiou a recolocação de outras 11 participantes no mercado de trabalho, via processos de *outplacement* em parceria com uma consultoria especializada.

Ao final de 2025, encontrava-se em andamento a terceira edição do Programa, com a participação de oito pessoas, distribuídas entre a sede e ativos operacionais da Companhia.

Equidade de gênero

O Grupo ENGIE possui a meta global de ampliar para patamar entre 40% e 60% a participação de mulheres na administração (cargos de liderança) até 2030. Dentre os programas e ações relacionadas a diversidade e equidade de gênero, estão:

- **Trilha de carreiras femininas**: apoia e desenvolve mulheres nas diferentes etapas de construção de suas carreiras. O público-alvo é composto por jovens do ensino médio e estudantes de graduação, que recebem capacitação gratuita, inclusive sobre o setor elétrico, e bolsas de estudos. Em 2025, 20 bolsas foram distribuídas. Ainda dentro do mesmo programa, em julho de 2025, a primeira turma do curso técnico em Eletrotécnica em Umburanas (BA) formou-se, com a conclusão de 25 participantes, incluindo 13 mulheres. Paralelamente, ao final do período, o curso técnico em Eletrotécnica em Gentio do Ouro (BA) seguia em andamento, com previsão de formatura em abril de 2026.
- ***Trainees* com vagas afirmativas:** A primeira edição, concluída em 2023, teve a participação de 13 engenheiras contratadas ao final do período. Na segunda edição do programa, finalizada em 2025, 21 das 24 vagas disponíveis foram preenchidas por mulheres e 12 por pessoas pardas ou pretas. Ao final do curso, 12 mulheres foram contratadas pela Companhia.

Para o ciclo 2026 iniciou-se o processo de seleção para o 3º Programa, com vagas afirmativas e destinado a pessoas com formação técnica, com previsão de 18 vagas. O objetivo é alcançar 50% de participação de mulheres, pessoas negras e pessoas com deficiência, seguindo os compromissos da Companhia com a diversidade e a inclusão nos processos de atração e desenvolvimento de talentos.

Além do *trainne* afirmativo, a Companhia adota outras práticas para atrair e ampliar o número de mulheres nas equipes:

- Garantir a presença de pelo menos uma candidata mulher nas listas finais dos processos seletivos;
- Assegurar 50% das vagas para mulheres nos programas de estágio, técnico e de graduação, e do Jovem Aprendiz;
- Mapear proativamente as mulheres no mercado para oportunidades futuras.

Após anos de taxas de crescimento no percentual de mulheres na Companhia, a taxa em 2025 apresentou uma ligeira queda, indo de 32,1% em 2024 para 31,7% em 2025. Já o número de mulheres em posição de liderança continuou em alta, indo de 31,4% para 31,8%.

A queda no percentual geral se justifica pela entrada em operação de novos ativos e pela aquisição dos ativos hidrelétricos no norte do país, que já possuía seu corpo funcional próprio. Para referência, tais ativos juntos empregavam 40 colaboradores, sendo 8% deles mulheres.

Equidade Racial

A Companhia direciona esforços para ampliar a inclusão de pessoas pretas, pardas e indígenas, por meio de ações que integram sensibilização, capacitação e desenvolvimento de carreira. Em julho de 2025, foi lançado o Compromisso com a Equidade Racial pela ENGIE Brasil Energia. O evento reuniu 629 pessoas e marcou um avanço importante na sensibilização e engajamento dos colaboradores sobre o tema. Em novembro, durante o Mês da Consciência Negra, a Companhia realizou, no Rio de Janeiro, o evento "Equidade Racial na Transição Energética: É preciso agir", que contou com 388 participantes e reforçou a urgência da adoção de medidas concretas para o enfrentamento das desigualdades raciais.

No mesmo evento, foi lançada a 1ª edição do Programa de Potencialização de Pessoas Negras. O projeto visa oferecer capacitação, mentoria e oportunidades de desenvolvimento de carreira, para ampliar a participação de pessoas negras em diferentes áreas da Companhia. Além disso, contribui para o fortalecimento de uma cultura organizacional cada vez mais diversa e inclusiva.

NATUREZA E CLIMA

A sustentabilidade ambiental constitui um elemento central na atuação da ENGIE Brasil Energia, que planeja e executa suas atividades a partir de uma visão ampla sobre os impactos ambientais, o clima e a sociedade, com olhar na geração de valor no longo prazo. Assim, mais do que cumprir as exigências legais, a Companhia atua de forma proativa na construção de soluções para os desafios ambientais contemporâneos, para adaptação frente às mudanças climáticas e na promoção do desenvolvimento sustentável.

Caderno de Clima e Natureza

A Companhia publicou em 2025 um Caderno integralmente dedicado a Clima e Natureza, cujo objetivo é detalhar tecnicamente a gestão, estratégias, riscos e métricas e metas sobre os temas.

Disponível em:

https://www.engie.com.br/investidores/esg/relatorios-de-sustentabilidade/

Nesse cenário, sua estratégia de conservação foca no gerenciamento de riscos, na implementação de ações de mitigação e na compensação de impactos, além de priorizar o engajamento de *stakeholders* na preservação e conservação dos recursos naturais e do clima. Todas as ações são orientadas e baseadas em políticas institucionais, diretrizes corporativas e compromissos voluntários assumidos, tendo em vista sempre a melhoria contínua do desempenho ambiental.

Conformidade socioambiental

A conformidade legal dos ativos da Companhia é assegurada pelo licenciamento ambiental, instrumento que garante a prevenção de impactos e o atendimento às exigências ambientais dos processos e atividades. No final de 2025, a ENGIE Brasil Energia gerenciava um total de **186 licenças de operação** – 42 estavam em fase de renovação – e 14 licenças de instalação, que juntas reuniam mais de 5,2 mil condicionantes de monitoramento e controle, cuja execução é supervisionada pelos órgãos competentes. Ao longo do ano, 21 novas Licenças de Operação foram obtidas e oito renovadas, demonstrando a **conformidade de 100% das operações.**

Nos últimos cinco anos fiscais, a Companhia não recebeu sanções monetárias significativas decorrentes de não atendimento a requisitos legais ou impactos ambientais. O volume total investido em 2025 para manutenção dos processos de licenciamento ambiental, bem como iniciativas voluntárias, nos ativos em operação foi de R$ 32,8 milhões.

JORNADA PELA NATUREZA

A integridade dos sistemas naturais constitui um pilar fundamental para a manutenção do bem-estar humano, dos ecossistemas ecológicos e a estabilidade da economia global. Os ecossistemas vêm sofrendo pressões crescentes em decorrência das atividades antrópicas, resultando em um processo acelerado de perda da biodiversidade.

Alinhada a esse contexto e à estratégia do Grupo ENGIE em relação ao tema, a Companhia deu início, em 2023, à reestruturação do seu Programa Matriz Biodiversidade – agora denominado "**Jornada pela Natureza**", considerando a materialidade do tema e o potencial de impacto positivo à natureza. Com horizonte temporal de curto, médio e longo prazos, essa iniciativa busca apresentar diretrizes para identificar dependências e impactos das operações da Companhia, além de mapear e mitigar riscos, bem como desenvolver oportunidades para contribuir com a recuperação dos ecossistemas e proteção dos biomas onde está inserida.

Para tanto, a ENGIE Brasil Energia passou a incorporar às suas iniciativas ambientais as diretrizes previstas pela Taskforce on Nature-related Financial Disclosure (TNFD), tendo como base os desafios materiais de conservação que se apresentam em cada bioma brasileiro, sob perspectiva territorial, de modo a atuar continuamente para potencializar meios para impacto positivo na natureza - aqui compreendida, conforme definição da TNFD, como o mundo natural, enfatizando a diversidade dos organismos vivos, incluindo as pessoas, e as suas interações entre si e com o seu ambiente.

A conservação da biodiversidade é apoiada pela manutenção de sete viveiros florestais em ativos da ENGIE Brasil Energia, localizados em sete estados brasileiros. Ao todo, eles têm capacidade para produção anual de mais de 300 mil mudas de espécies nativas de três dos seis biomas nacionais. As mudas se destinam ao plantio em áreas da Companhia, plantio em áreas de terceiros e também à doações a escolas e comunidades. Nas regiões onde a ENGIE Brasil Energia não possui viveiros próprios, as mudas são obtidas por meio de parceiros locais. As doações geralmente ocorrem em atividades e eventos de caráter educativo, promovidos em escolas ou espaços comunitários, como forma de sensibilizar os públicos sobre a importância da preservação do meio ambiente. O plantio contribui com a proteção de nascentes e com a recuperação de áreas de preservação e de Unidades de Conservação localizadas nas regiões próximas aos ativos.

No ano de 2025, a ENGIE Brasil Energia promoveu a doação e o plantio de 254 mil mudas a comunidades locais, de diferentes regiões do país. Desde 2017, 3 milhões de mudas foram destinadas a ações de conservação desenvolvidas junto às comunidades.

JORNADA PELO CLIMA

A fim de facilitar a integração e análise de indicadores sobre a estratégia climática, a gestão de riscos e demais métricas e metas, a ENGIE Brasil Energia utiliza uma plataforma de governança própria, a Jornada pelo Clima. O programa visa descarbonizar as operações da Companhia, fortalecer a resiliência climática dos ativos e da cadeia de valor, a partir de três pilares:

- **Gestão:** integra a governança climática, a gestão de riscos e oportunidades e a incorporação da ação climática na estratégia e nos processos de decisão da Companhia.
- **Mitigação:** envolve a redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE), com foco na descarbonização das nossas operações e da cadeia de valor, no investimento em energias renováveis e na promoção da eficiência energética.
- **Adaptação:** inclui medidas para aumentar a resiliência dos ativos da Companhia e dos territórios onde está instalada frente aos impactos das mudanças climáticas, como eventos extremos e escassez hídrica.

Jornada pelo Clima – Métricas e metas

GESTÃO	MITIGAÇÃO	ADAPTAÇÃO
Metas: • Engajar 100% dos principais fornecedores ofensores[1] do escopo 3 a definirem metas alinhadas a ciência até 2030. • Realização de dois treinamentos anuais (aplicáveis para colaboradores e/ou diretoria e conselho de administração) sobre mudanças climáticas.	Metas: • Reduzir a intensidade emissões de GEE (escopo 1, 2 e 3) em 30% até 2025 e 56% até 2030[2]. • Ampliar a geração de energia renovável em 3,8GW até 2030.	Meta: • Ter 100% dos ativos[3] cobertos por planos de adaptação climática até 2030.
Compromissos: • Realizar o controle e registro de emissões de GEE, em toda a cadeia de valor, por meio de inventário de GEE auditado e certificado por terceira parte, bem como sua divulgação à sociedade. • Oferecer aos seus clientes produtos que auxiliem na redução de sua pegada de carbono. • Incentivar projeto de P&D e inovação que visem a eficiência energética, a mitigação e a adaptação climática. • Selecionar e avaliar fornecedores com base em critérios de sustentabilidade. • Contribuir para a transição energética guiando-se por uma transição energética justa.	Compromissos: • Fomentar oportunidades em hidrogênio verde. • Buscar soluções de absorção, captura e remoção de CO2. • Manter o estoque de carbono por meio da preservação das áreas naturais que se encontram sob posse, propriedade e concessão à Companhia.	Compromissos: • Gerir continuamente riscos e oportunidades climáticas, preparando ativos para enfrentamento das mudanças climáticas, avaliando vulnerabilidade e desenvolvendo planos de adaptação. • Desenvolver projetos de soluções baseadas na natureza que apoiam à mitigação climática e a conservação da biodiversidade. • Apoiar soluções de impacto climático positivo nas comunidades.

1- Principais fornecedores ofensores correspondem a 70% das emissões de escopo 3 (Categorias 1 e 2).
2- Targets considerando ano-base 2021 sem térmicas a carvão, existentes no portfólio da Companhia na oportunidade, na base de cálculo.
3 - Novos ativos serão elegíveis 2 anos após entrada em operação/aquisição.

RELAÇÕES DE VALOR

O engajamento da ENGIE Brasil Energia com os seus mais variados *stakeholders* é pautados pela Política de Gestão Sustentável, que estabelece como princípio a disseminação de nossos valores corporativos, a prestação de contas e avaliação de suas demandas com base em seus preceitos éticos, no desenvolvimento sustentável e na inovação, favorecendo a criação de valor de forma compartilhada. Para tanto, promove o diálogo permanente, de forma sistemática e transparente, inclusive em situações de crise ou conflitos.

Para assegurar a demonstração dos seus compromissos de escuta das partes interessadas e melhoria contínua da sua atuação junto a esses públicos de relacionamento, a Companhia documenta e monitora a realização das iniciativas e objetivos estabelecidos a partir desses diálogos, bem como informa seu desempenho em sustentabilidade de forma pública e acessível a todos os interessados.

COMUNIDADES

A ENGIE Brasil Energia reconhece os potenciais impactos ambientais e socioeconômicos dos seus empreendimentos nos territórios locais. Por isso, além de atender medidas de compensação previstas nos processos de licenciamento ambiental, a Companhia contribui ativamente para fortalecer as comunidades, proporcionar o desenvolvimento sustentável e a qualidade de vida nas regiões das quais faz parte.

Enquanto agente de transformação social, a Companhia busca atender as demandas e principais necessidades das áreas mapeadas, com a priorização de iniciativas voltadas à educação, cultura e esporte, geração de renda, além da proteção à infância e juventude. Os projetos também visam reforçar o trabalho e engajamento comunitário, por meio do incentivo a práticas de associativismo e cooperativismo, bem como a estruturação de espaços para mobilização local, realização de cursos e outras atividades.

Áreas prioritárias de investimento social:

- Acesso à educação, à cultura e ao esporte;
- Proteção da infância e da juventude;
- Geração de renda;
- Bem-estar social.

Durante o ano de 2025, a ENGIE Brasil Energia investiu R$ 26,3 milhões em projetos socioambientais, incluindo investimentos voluntários, desvinculados do processo de licenciamento, nas regiões dos projetos em implantação.

Investimentos em Resp. Social (R$ mil)

	2025	2024	Variação
Investimentos não incentivados relacionados a ativos operacionais ou programas corporativos	5.618	5.832	-3,7%
Investimentos não incentivados e voluntários, relacionados a projetos em implantação	7.200	3.475	107,2%
Investimentos com recursos incentivados*	13.478	39.352	-65,7%
TOTAL (R$ mil)	**26.296**	**48.659**	**-46,0%**

** Fundo da Infância e Adolescência, Lei de Incentivo à Cultura (Rouanet e do Audiovisual), Lei de incentivo ao Esporte, Fundo Municipal do Idoso, Pronon e Pronas/PcD.*

O valor investido em 2025 foi significativamente inferior ao observado em 2024, mas dentro dos padrões históricos dos demais anos. O aumento em 2024 se deveu a fato excepcional - venda de percentual de participação acionária na TAG - que gerou aumento do lucro, e consequentemente maior disponibilidade de recursos incentivados para Investimento Social (vide mais detalhes sobre o resultado financeiro no item Desempenho Financeiro e Operacional).

Maiores informações a respeito dos programas sociais desenvolvidos pela Companhia serão divulgadas no Relatório de Sustentabilidade, a ser publicado em abril de 2026.

Programa Conexão

As atividades de educação ambiental, que integram a estratégia de conservação da Companhia, são efetivadas dentro do Programa Conexão, focado em um público diversificado, como comunidades locais, rede escolar pública e privada, poderes públicos e comunidade acadêmica e científica em geral, que também oferece rotinas estruturadas de visitação pública às usinas e outras instalações da Companhia.

Desenvolvido em diferentes regiões do país, o Programa permite aos participantes compreenderem o funcionamento dos ativos, o processo de geração de energia e suas interfaces com o meio ambiente e com a sociedade, bem como abordar temas socioambientais relevantes e importantes do contexto regional, nacional e até mesmo planetário, como as questões relativas às mudanças climáticas e suas consequências.

Em 2025, mais de 94 mil pessoas conheceram as infraestruturas da ENGIE Brasil Energia no âmbito do programa, reforçando o engajamento local.

Balanço Social

1 - Base de cálculo	2025 (R$ mil)				2024 (R$ mil)			
Receita Líquida (RL)		12.860.075				11.218.635		
Resultado Operacional (RO)		6.268.325				7.682.051		
Folha de Pagamento Bruta (FPB)		255.967				228.978		
Valor Adicionado Total (VAT)		9.303.396				10.438.571		
2 - Indicadores sociais internos	**R$ mil**	**% sobre FPB**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre FPB**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
Alimentação	32.215	12,59	0,25	0,35	31.681	13,84	0,28	0,30
Encargos Sociais Compulsórios	64.889	25,35	0,50	0,70	70.753	30,90	0,63	0,68
Previdência Privada	46.054	17,99	0,36	0,50	47.976	20,95	0,43	0,46
Saúde	39.238	15,33	0,31	0,42	33.965	14,83	0,30	0,33
Segurança e Saúde no Trabalho	7.170	2,80	0,06	0,08	2.943	1,29	0,03	0,03
Educação	61	0,02	0,00	0,00	165	0,07	0,00	0,00
Capac. e Desenv. Profissional	392	0,15	0,00	0,00	2.101	0,92	0,02	0,02
Creches ou Auxílio-Creches	4.555	1,78	0,04	0,05	4.061	1,77	0,04	0,04
Esporte	974	0,38	0,01	0,01	160	0,07	0,00	0,00
Participação Lucros/Resultados	30.080	11,75	0,23	0,32	25.022	10,93	0,22	0,24
Transporte	8.211	3,21	0,06	0,09	6.878	3,00	0,06	0,07
Outros	1.311	0,51	0,01	0,01	1.371	0,60	0,01	0,01
Total - Indicadores sociais internos	**235.150**	**91,87**	**1,83**	**2,53**	**227.076**	**99,17**	**2,02**	**2,18**
3 - Indicadores sociais externos	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
Educação	10	0,00	0,00	0,00	543	0,01	0,00	0,01
Cultura	5.788	0,09	0,05	0,06	14.467	0,19	0,13	0,14
Saúde e saneamento	1.377	0,02	0,01	0,01	6.744	0,09	0,06	0,06
Esporte	1.663	0,03	0,01	0,02	7.210	0,09	0,06	0,07
Outros	9.716	0,16	0,08	0,10	14.399	0,19	0,13	0,14
Total das contribuições para a sociedade	**18.554**	**0,30**	**0,14**	**0,20**	**43.363**	0,56	**0,39**	**0,42**
Tributos (excluídos encargos sociais)	166.764	2,66	1,30	1,79	1.170.163	15,23	10,43	11,21
Total - Indicadores sociais externos	**185.318**	**2,96**	**1,44**	**1,99**	**1.213.526**	**15,80**	**10,82**	**11,63**
4 - Indicadores ambientais	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
4.1 - Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa								
Passivos e contingências ambientais	28.277	0,45	0,22	0,30	24.284	0,32	0,22	0,23
Programa de desenvolvimento tecnológico e industrial	12.567	0,20	0,10	0,14	10.701	0,14	0,10	0,10
Outros	505	0,01	0,00	0,01	1.214	0,02	0,01	0,01
Total dos investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	**41.349**	**0,66**	**0,32**	**0,44**	**36.199**	**0,47**	**0,32**	**0,35**
4.2 - Investimentos em programas e/ou projetos externos								
Projetos de educação ambiental em comunidades	2.668	0,04	0,02	0,03	2.087	0,03	0,02	0,02
Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	2.143	0,03	0,02	0,02	2.925	0,04	0,03	0,03
Outros	330	0,01	0,00	0,00	718	0,01	0,01	0,01
Total dos investimentos em programas e/ou projetos externos	**5.141**	**0,08**	**0,04**	**0,06**	**5.730**	**0,09**	**0,04**	**0,06**
Total dos investimentos em meio ambiente (4.1 + 4.2)	**46.490**	**0,74**	**0,36**	**0,50**	**41.929**	**0,55**	**0,37**	**0,42**

Distribuição dos investimentos em meio ambiente	2025	2024
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade:	109	59

5 - Indicadores do corpo funcional	2025 (em unidades)	2024 (em unidades)
Número de empregados(as) no fim do período	1.312	1.173
Número de admissões durante o período	214	176
Número de desligamentos durante o período	73	100
Número de estagiários	95	100
Número de empregados por faixa etária		
Menos de 30 anos	197	182
Entre 30 e 50 anos	1030	903
Mais de 50 anos	85	88
Número e percentual de mulheres que trabalham na empresa	416 (31,7%)	376 (32,1%)
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres*	68 (23,8%)	52 (21.5%)
Número e percentual de homens que trabalham na empresa	896 (68,3%)	797 (67,9%)
Percentual de cargos de chefia ocupados por homens*	218 (76,2%)	190 (78,5%)
Número de negros(as) que trabalham na empresa	354 (27,0%)	265 (22,6%)
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as)*	132 (18.4%)	33 (13.6%)
Número de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	63	60
Proporção entre o maior salário pago pela empresa e a mediana salarial dos demais empregados	34,7X	27,7X
Proporção entre o maior salário pago pela empresa e a média salarial dos demais empregados	27,2X	20,6X

6 - Informações relevantes quanto ao exercício da Cidadania Empresarial	2025	2024
Número total de acidentes de trabalho e de trajeto	ENGIE: 5 Prestadores de Serviços:73	ENGIE: 2 Prestadores de Serviços:55
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	( ) Direção ( ) Direção e gerências (X) Todos(as) os(as) empregados(as)	( ) Direção ( ) Direção e gerências (X) Todos(as) os(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	( ) Direção e gerências ( ) Todos(as) os(as) empregados(as) (X) Todos(as) + CIPA	( ) Direção e gerências ( ) Todos(as) os(as) empregados(as) (X) Todos(as) + CIPA
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	( ) Não se envolve (X) Segue as normas da OIT (X) Incentiva e segue as normas da OIT	( ) Não se envolve (X) Segue as normas da OIT (X) Incentiva e segue as normas da OIT
A previdência privada contempla:	( ) Direção ( ) Direção e gerências (X) Todos(as) os(as) empregados(as)	( ) Direção ( ) Direção e gerências (X) Todos(as) os(as) empregados(as)
A participação nos lucros ou resultados contempla:	( ) Direção ( ) Direção e gerências (X) Todos(as) os(as) empregados(as)	( ) Direção ( ) Direção e gerências (X) Todos(as) os(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	( ) Não são considerados ( ) São sugeridos (X) São exigidos	( ) Não são considerados ( ) São sugeridos (X) São exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	( ) Não se envolve (X) Apoia ( ) Organiza e incentiva	( ) Não se envolve (X) Apoia ( ) Organiza e incentiva
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	(0) Na empresa (N.A.) No Procon (0) Na Justiça	(0) Na empresa (N.A.) No Procon (0) Na Justiça
Valor Adicionado total a distribuir (em mil R$)	**9.303.396**	**10.438.571**

Distribuição do Valor Adicionado	Em mil R$		Em mil R$	
Governo	2.719.705	29,2%	3.412.816	32,7%
Colaboradores(as)	448.843	4,8%	399.039	3,8%
Acionistas	2.856.459	30,7%	4.302.288	41,2%
Terceiros	3.276.929	35,2%	2.323.875	22,3%
Retido	1.460	0,0%	553	0,0%

**Cargos de chefia são compostos por colaboradores que supervisionam outras pessoas formalmente.*

FORNECEDORES

A gestão dos fornecedores envolve tanto os profissionais responsáveis pelos processos de compras da Companhia quanto outros colaboradores que mantêm relacionamento direto com os parceiros comerciais ao longo da cadeia de suprimentos.

A Companhia adota o **Programa de Gestão Sustentável de Fornecedores**, sob supervisão direta do Conselho de Administração, a partir dos reportes realizados pelo Comitê de Sustentabilidade. Com foco no engajamento estratégico desse público e na incorporação de critérios ESG nos processos de contratação e gestão, o Programa está estruturado em três projetos complementares:

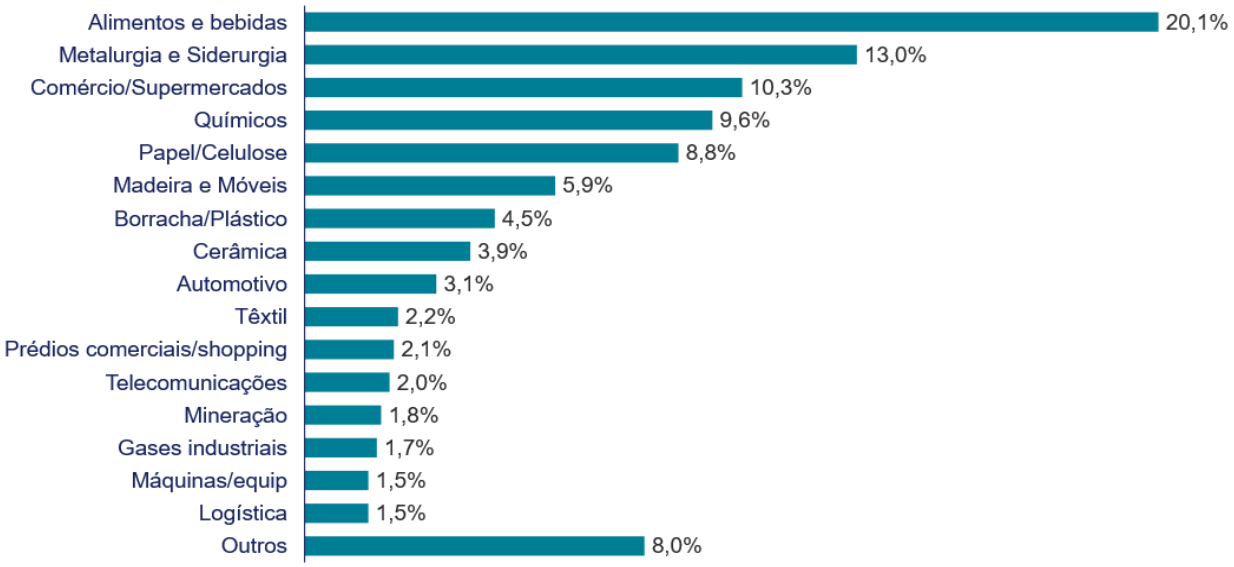
- **Projeto ESG de Fornecedores**: prevê treinamentos periódicos sobre temas socioambientais de relevância para a cadeia de valor. Em 2025, foram realizados três webinars quadrimestrais, voltados ao fortalecimento da compreensão e da aplicação dos critérios ESG pelos fornecedores.
- **Projeto Saúde e Segurança do Trabalho (SST) de Fornecedores**: busca estimular a adesão dos fornecedores ao Questionário ESG, garantindo que empresas com mais de 10 colaboradores atendam aos requisitos mínimos relacionados a SST. Também prevê suporte para empresas com desempenho inferior ao mínimo exigido, para ações preventivas e corretivas.
- **Projeto de Descarbonização de Fornecedores**: integra a Jornada pelo Clima desenvolvida pela Companhia e tem como foco o engajamento dos fornecedores com maior volume de emissões, por meio do diagnóstico de maturidade, da coleta de dados de inventário de GEE e do acompanhamento da evolução nas agendas de mitigação e adaptação às mudanças climáticas. Os participantes recebem suporte técnico, acesso à plataforma para elaboração do inventário de GEE, relatório de eficiência energética e ações de capacitação.

Durante 2025, a ENGIE Brasil Energia manteve relações comerciais com aproximadamente 3,1 mil fornecedores e registrou 1.904 novos cadastros, dos quais 617 foram contratados – desses, 100% passaram pela análise de critérios sociais, éticos e de *compliance* e 0,2% em critérios ambientais. Ao todo, os pagamentos realizados a fornecedores em 2025 somaram cerca de R$ 3,5 bilhões, dos quais 92% direcionados a empresas brasileiras.

CLIENTES

Os clientes da ENGIE Brasil Energia são parceiros estratégicos que contribuem para o crescimento, inovação e propósito da empresa de entregar soluções sustentáveis com excelência. A carteira diversificada da Companhia atende desde grandes multinacionais até empresas de menor porte, abrangendo diversos setores da economia brasileira. Tal diversificação atua também como ferramenta de mitigação de riscos, de forma a não depender excessivamente de um determinado setor ou perfil.

Volume contratado para clientes livres, por setor, para 2026



Desde 2022, com a abertura do mercado livre de energia para comercialização à consumidores de alta tensão, sem restrição sobre nível mínimo de consumo, a ENGIE Brasil Energia registra sucessivos aumentos na sua base de clientes. Ao final de 2025, a Companhia possuía 2.297 clientes (alta de 23,9% em relação a 2024) que equivalia a 5.126 Unidades Consumidoras (alta de 34,0% em relação a 2024).

Para acompanhar as demandas crescentes, a Companhia segue próxima ao seu público e atenta às oportunidades de mercado, para oferecer serviços que facilitem o gerenciamento de energia e a transição energética. No seu portfólio de soluções disponíveis constam:

- **Linha E-conomiza**: produtos voltados para consumidores de pequenas e médias empresas que buscam reduzir custos com energia e migrar de forma facilitada para o ACL. Aumentam a autonomia dos consumidores e permite a autogestão da energia nos negócios.
- **Energy Place**: plataforma digital que funciona como um e-commerce de energia, para todos os agentes do ACL. Permite cotar e comprar energia de curto e longo prazo e gerenciar contratos e estratégias de sazonalização, de forma prática e 100% digital.
- **I-RECs e ENGIE-RECs (Certificados de Energia Renovável):** atesta que o consumo de energia elétrica é feito a partir de fontes renováveis, sem emissões de GEE. O certificado é reconhecido internacionalmente e pode ser utilizado para neutralizar as emissões de Escopo 2. Em 2025, foram comercializados 10,7 mil GWh em I-RECs e ENGIE-RECs, um volume 15% inferior ao observado em 2024.
- **Créditos de carbono:** permitem compensar as emissões diretas e indiretas de GEE dos Escopos 1, 2 e 3. Em 2025, foram comercializados cerca de 3 milhões de créditos, volume bastante acima do observado tanto em 2024 (de 75 mil créditos) quanto em demais anos, por conta de uma parceria comercial estabelecida com o Banco BV, que recebeu créditos como remuneração por uma operação de debêntures verdes.

A ENGIE Brasil Energia também tem um programa de *customer sucess* que promove uma pesquisa anual de satisfação dos clientes, além de outras ações para aprimorar os serviços. Em 2025, o índice de satisfação foi de 88,3%, frente a 94,9% registrado em 2024. A queda pode ser justificada pelo engajamento de um maior volume de clientes na pesquisa (1.064 em 2024 contra 2.652 em 2025), o que agregou uma gama maior de percepções e *feedbacks*, que nos apoiam na melhoria do atendimento e dos serviços.

INVESTIDORES

Baseada nos princípios de transparência e integridade, a Companhia segue pautando suas relações com investidores por meio da Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Valores Mobiliários, além da extensa regulação legislativa e dos atos societários. A publicação online dos fatos relevantes, relatórios financeiros, avisos aos acionistas e demais prestações de conta ao mercado ficam disponíveis no website da ENGIE Brasil Energia, na página dedicada aos Investidores, assim como nas páginas da CVM e da B3.

Ademais, a Companhia promove reuniões trimestrais, *roadshows*, conferências, lives e encontros individuais com investidores e analistas de mercado, para apresentação de resultados e alinhamento das estratégias de negócios. Entre os eventos, destaca-se a reunião pública anual "Por Dentro da ENGIE Brasil Energia", em que são compartilhados e discutidos os desafios, estratégias e oportunidades de crescimento transmitida pelo canal da Companhia no Youtube. Ao final de 2025, a ENGIE Brasil Energia possuía 259 mil acionistas, entre pessoas físicas e jurídicas, um decréscimo de 6,7% em relação ao ano anterior.

DESEMPENHO FINANCEIRO E OPERACIONAL

CENÁRIO MACROECONÔMICO

Em 2025, a economia global apresentou um desempenho moderado e resiliente. Projeções do FMI e o Banco Mundial estimam crescimento do PIB global em torno de 3,2%, próximo ao observado em 2024, sustentado principalmente pelo crescimento dos emergentes, notadamente Índia e China, e pela economia dos Estados Unidos, apoiado em investimentos intensivos em tecnologia e inteligência artificial, que compensaram parcialmente os efeitos de políticas comerciais mais restritivas e tensões geopolíticas.

A inflação global continuou em trajetória de desaceleração, permitindo uma postura monetária menos restritiva em algumas economias, embora os riscos negativos — como maior proteção comercial e vulnerabilidades fiscais em mercados emergentes — tenham permanecido relevantes.

No Brasil, o crescimento econômico registrou ritmo inferior ao apresentado em 2024. As projeções do boletim Focus, publicado pelo Banco Central, indicam **expansão do PIB próximo a 2,2%** (ante os 3,4% observados em 2024), apoiada sobretudo pelo desempenho da agropecuária, pela resiliência do mercado de trabalho e pela sustentação do consumo das famílias. Por outro lado, a atividade nos setores mais sensíveis ao ciclo econômico foi contida por uma política monetária ainda restritiva, com juros reais elevados – a taxa Selic era de 15% a.a. ao final do período, a maior taxa dos últimos 20 anos – e por um menor impulso fiscal, o que limitou investimentos e consumo durável.

O país encerrou 2025 com inflação em processo de convergência à meta do Banco Central, em 4,2%, porém ainda acima do centro da meta, reforçando a cautela e adiando cortes mais significativos de juros. O controle da inflação foi apoiado pela queda do dólar no período, cuja taxa PTAX foi de R$ 5,50 ao final do ano, ante uma cotação de R$ 6,19 no encerramento de 2024.

CENÁRIO NO SETOR ELÉTRICO

De acordo com levantamento da International Energy Agency (IEA), o consumo de eletricidade cresce mais rapidamente do que a demanda total de energia, impulsionado pela eletrificação de transportes, indústria, aquecimento e refrigeração, além da forte expansão de *data centers* e aplicações de inteligência artificial. Regionalmente, economias emergentes e em desenvolvimento respondem pela maior parte do aumento, com destaque para Índia e Sudeste Asiático. Nas economias avançadas, após décadas de estabilidade, o consumo elétrico volta a crescer de forma relevante, puxado principalmente por digitalização e novos usos industriais.

No horizonte de médio prazo, as previsões indicam que a demanda global por eletricidade pode aumentar cerca de 40% até 2035 no cenário base, com as energias renováveis ocupando papel central nesse processo – notadamente solar fotovoltaica e eólica. Ao mesmo tempo, há o alerta de que a alta penetração de renováveis exige aceleração proporcional dos investimentos em infraestrutura de redes, flexibilidade do sistema e armazenamento, sem os quais o potencial dessas fontes não se traduz integralmente em segurança energética e redução de emissões.

Embora o avanço das renováveis e da eletrificação seja expressivo, as metas climáticas ainda estão fora de alcance nos cenários baseados nas políticas atuais, e o crescimento da demanda pode pressionar sistemas despreparados, elevando custos e riscos de desabastecimento. Assim, energia elétrica, segurança energética e sustentabilidade tornaram-se indissociáveis, exigindo planejamento integrado, diversificação de cadeias de suprimento (incluindo minerais críticos) e aumento significativo do investimento em tecnologias limpas e infraestrutura de apoio.

Assim como no cenário global, a perspectiva no Brasil também é de crescimento do consumo, que, em 2025, foi 562.659 GWh, um aumento de 0,2% frente ao observado em 2024, de 561.716 GWh, segundo boletim da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O desempenho foi principalmente derivado do crescimento residencial, que subiu 1,5% no período.

O mercado regulado (ACR) diminuiu 1,2%, e o mercado livre (ACL) cresceu 2,7%. Ao fim de 2025, cada um correspondeu a 56,2% e 43,8% do consumo nacional, respectivamente. Após a abertura do mercado livre para todos os consumidores do grupo A (alta tensão) em janeiro de 2024 (portaria do MME 50/2022), houve migração de 26 mil consumidores para o ACL em 2024, e outros 19 mil migraram em 2025.

Já entre as regiões do país, a variação de consumo entre os anos foi de 2,5% no Norte, 1,5% no Centro-Oeste, 1,1% no Nordeste, 0,3% no Sul e -0,8% no Sudeste.

DESEMPENHO OPERACIONAL

Modernizações do parque gerador

A alta disponibilidade dos ativos e sua eficiência operacional também são resultado de investimentos realizados na modernização dos empreendimentos. Em 2025, a Companhia concluiu integralmente a modernização das seis unidades geradoras da Usina Hidrelétrica Salto Osório (PR), as quais vêm apresentando ótimo desempenho operacional. A iniciativa tem ainda mais relevância quando se leva em consideração que a modernização ampliou a eficiência das Unidades Geradoras 5 e 6, agregando 9,8 MW médios à capacidade comercial do ativo.

Ao longo do ano foi dado seguimento também aos projetos de modernização das Usinas Hidrelétricas Ponte de Pedra (MT) e Jaguara (SP), avançando significativamente nas etapas de engenharia e fabricação de equipamentos. O início das intervenções nas Unidades Geradoras de ambos os projetos estão previstos para 2026. A expectativa é a ampliação da vida útil dos equipamentos assegurando a confiabilidade e a garantia futura de manter os altos índices de disponibilidade das Usinas.

Os ativos fotovoltaicos também passaram por modernizações, que visam melhorias operacionais e aumento da performance. Os Conjuntos Fotovoltaicos Assu V, Paracatu e Floresta tiveram concluída a modernização dos sistemas de controle e comunicação dos *trackers*, e apresentam boa disponibilidade operacional. No Conjunto Fotovoltaico Sertão Solar Barreiras houve a substituição completa da rede de cabos de média tensão e de fibra ótica, que representa um investimento de R$ 24 milhões em 2025, e a expectativa é de reduções de perdas elétricas e de indisponibilidades.

Já no Conjunto Fotovoltaico São Pedro, foi realizada a substituição completa de um ITS (*inverter transformer station*) de 4 MW, a fim de recuperar sinistro de incêndio ocorrido em 2024, e que contava com seguro com cobertura de dano material e lucro cessante.

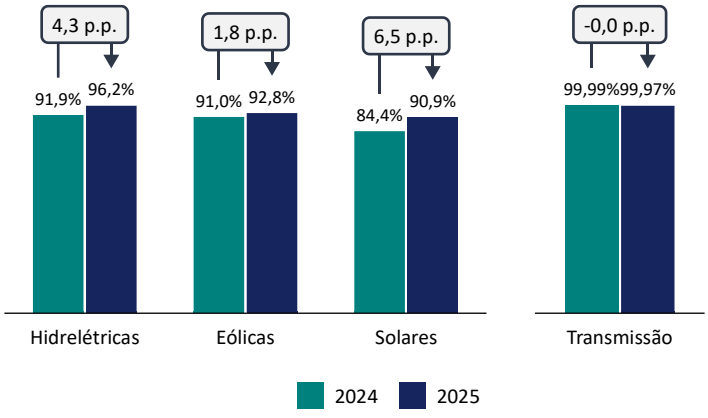
O Conjunto Fotovoltaico Paracatu IV passou por uma grande recuperação de sinistro causado por vento ocorido em 2023. Na ocasião, recebeu equipamentos mais modernos, eficientes e mais resistentes a eventos climáticos, apresentando como resultado uma ótima performance em 2025. As usinas Paracatu I, II e III, pertencentes ao mesmo Conjunto Fotovoltaico, foram ampliadas, com o objetivo de manter a geração nos níveis contratados pelo ativo nos leilões de energia de reserva. As obras foram finalizadas e aguardam autorização do ONS para iniciar a operação em teste.

O investimento em modernizações em todos os ativos da Companhia somou **R$ 82 milhões em 2025**, 44% menor que os R$ 147 milhões dispendidos em 2024.

Disponibilidade

Em 2025, considerando-se todas as paradas programadas e forçadas, as usinas hidrelétricas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram **índice de disponibilidade de 96,2%**, um aumento de 4,3 p.p. frente ao desempenho observado em 2024. Os valores ficaram abaixo da média histórica da Companhia, em 2024, em razão de intervenção de longo prazo na Unidade Geradora 2 da Usina Hidrelétrica de Salto Santiago, retornando ao padrão histórico em 2025.

Disponibilidade, considerando as paradas programadas e forçadas



As **usinas eólicas registraram disponibilidade de 92,8%** em 2025, aumento de 1,8 p.p. em relação aos 91,0% observados em 2024. Esse resultado evidencia a maturidade operacional e a consolidação das práticas de gestão aplicadas pela Companhia a essa fonte de energia ao longo do tempo.

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

Para os **ativos de transmissão**, a ENGIE Brasil Energia manteve elevado desempenho operacional, registrando índice de **disponibilidade total de 99,97%** no acumulado de 2025. Esses resultados ficaram levemente abaixo dos 99,99% observados em 2024, devido principalmente a eventos climáticos extremos ocorridos no estado do Paraná no quarto trimestre de 2025.

As perdas de energia elétrica na transmissão (energia perdida na rede dividida pela energia transmitida) foram de 0,9% em 2025 - sendo 0,7% referente ao Sistema Gralha Azul, 1,3% ao Sistema Novo Estado e 2,0% ao Sistema Graúna. O Sistema Gavião Real não apresentou perdas.

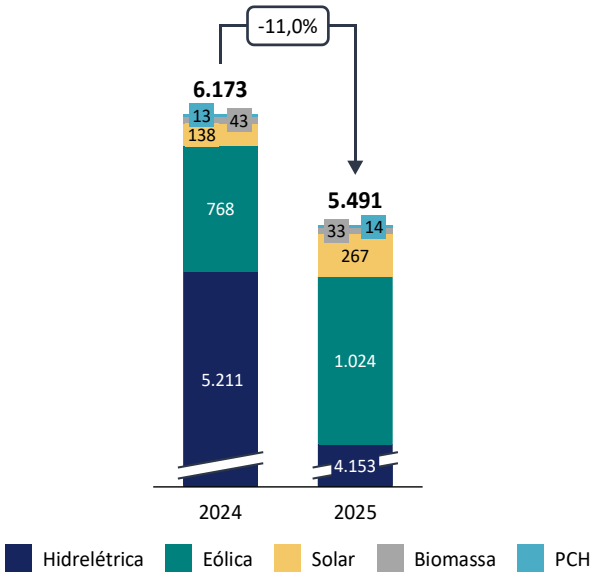
Geração de energia

Em 2025, a geração global das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia totalizou **48.098 GWh (5.491 MW médios)**, representando uma redução de 11,3% em relação a 2024, quando haviam sido gerados 54.223 GWh (6.173 MW médios).

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

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

Geração por fonte (MW médios)



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

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

Curtailment

O *curtailment*, de acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pode ser classificado em três principais categorias: Energética (quando há impossibilidade de alocar a geração na carga), Confiabilidade Elétrica (devido a razões relacionadas à confiabilidade elétrica de equipamentos externos às usinas) e Indisponibilidade Externa (causada por indisponibilidades de instalações externas às usinas). A Lei 15.269, sancionada em novembro de 2025, estabelece compensação dos cortes de geração por Confiabilidade Elétrica e por Indisponibilidade Externa, desde setembro de 2023 e até novembro de 2025, de acordo com a regulamentação da Lei.

As usinas eólicas e solares operadas pela ENGIE Brasil Energia registraram em 2025 frustração de geração de 21% frente a uma indisponibilidade total de 19% para o conjunto de usinas que integram o Sistema Integrado Nacional (SIN).

Curtailment por fonte – ENGIE e SIN

	2025			2024		
	Eólico	Solar	Total	Eólico	Solar	Total
ENGIE	18%	28%	**21%**	8%	19%	**11%**
SIN	16%	27%	**19%**	7%	18%	**9%**

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

Inovação

A transição para uma economia de baixo carbono exige um ambiente inovador e propostas disruptivas, que atendam aos principais desafios e necessidades das pessoas e seus territórios. Por isso, a ENGIE Brasil Energia investe e se dedica à pesquisa e ao desenvolvimento nas áreas de recursos energéticos, fontes renováveis, automação e digitalização de processos, assim como na mitigação de impactos socioambientais.

A Companhia incentiva, internamente e junto aos seus *stakeholders*, o pensamento disruptivo e atuação colaborativa na busca por caminhos que beneficiem a sociedade, aliando ciência, tecnologia e capital humano. Dessa forma, colaboradores de todos os setores, empreendedores, estudantes, pesquisadores, universidades e outras instituições participam desse processo e, juntos, trabalham para criar e oferecer novas soluções, sustentáveis e rentáveis.

A inovação também apoia a eficiência operacional na Companhia, ao aplicar novos olhares a equipamentos e processos já consolidados. Tal abordagem alia a experiência e solidez de anos de nossas equipes com novas tecnologias, visando a melhoria de performance, aumento de confiabilidade e de resiliência e/ou a redução de custos.

Programa de PD&I Aneel

Um dos esforços mais relevantes no fomento à inovação da ENGIE Brasil Energia é o Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação da Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), que visa impulsionar e estimular a evolução do setor elétrico no país. Conforme o programa, instaurado pela Lei nº 9.991/2000, as empresas do segmento devem destinar 1% da sua receita operacional líquida anual para atividades de PD&I. A norma reforça os compromissos da Companhia na criação e aperfeiçoamento de soluções inovadoras.

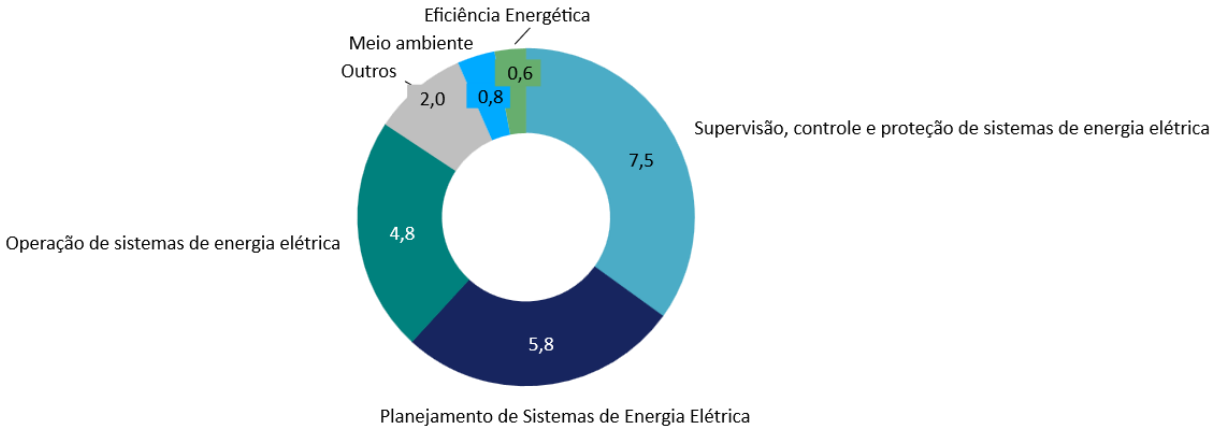
Em 2025, foram investidos mais de R$ 57,3 milhões, conforme indica o infográfico a seguir.

Distribuição dos investimentos em PD&I em 2025

- R$ 22,9 milhões para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT)
- R$ 6,9 milhões para o Ministério de Minas e Energia, voltados ao custeio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
- R$ 11,5 milhões para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), voltado ao custeio da modicidade tarifária
- R$ 16,0 milhões para o saldo a ser aplicado em projetos de PD&I

O volume investido nas 15 iniciativas em andamento no ano de 2025, com recursos do saldo disponível para aportes em PD&I da Aneel, foi de R$ 21,4 milhões, distribuídos em várias temáticas. Considerado o valor dispendido desde as primeiras etapas de cada frente de trabalho em anos anteriores, o montante passa de R$ 50,4 milhões.

Aportes nos Projetos de PD&I em 2025, por categoria (em R$ milhões)



Inovação interna

Anualmente, a ENGIE Brasil Energia realiza o Programa Inove, que visa estimular o protagonismo interno, mapear oportunidades, aprimorar processos e impulsionar o desenvolvimento de alternativas inovadoras para os negócios.

As ideias aprovadas recebem recursos para serem implementadas e seus autores são reconhecidos e recompensados, após a conclusão da implantação. Em 2025, o Programa registrou recorde de inscrições: foram 678 iniciativas cadastradas pelos colaboradores, ante 418 registradas em 2024. Mais de R$1,6 milhão foi investido nas iniciativas.

Inovação aberta

Dentre os destaques em inovação aberta em 2025 está o edital público intitulado InovaSolar, que buscava aumento da eficiência operacional e da geração de energia nos parques solares fotovotaicos da Companhia. Foram recebidos 129 propostas de projetos, com 8 aprovados para serem executados já em 2026 e outros 5 serão mantidos no "pipeline" para possível inclusão no portfólio.

RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Resultado por segmento – 2025 x 2024 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração[1]	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
2025					
Receita operacional líquida	9.779	2.651	430	-	12.860
Custos operacionais	(4.834)	(1.592)	(428)	-	(6.854)
Lucro bruto	**4.945**	**1.059**	**2**	**-**	**6.006**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(490)	(22)	(7)	-	(519)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(15)	89	-	-	74
Alienação de subsidiária	20	-	-	-	20
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	687	687
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**4.460**	**1.126**	**(5)**	**687**	**6.268**
2024					
Receita operacional líquida	9.410	1.521	288	-	11.219
Custos operacionais	(4.271)	(546)	(295)	-	(5.112)
Lucro (prejuízo) bruto	**5.139**	**975**	**(7)**	**-**	**6.107**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(466)	(37)	(5)	-	(508)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(55)	27	-	-	(28)
Reversão de *impairment*, líquido	45	-	-	-	45
Alienação de subsidiária	16	-	-	-	16
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1.336	1.336
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	714	714
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**4.679**	**965**	**(12)**	**2.050**	**7.682**
Variação					
Receita operacional líquida	369	1.130	142	-	1.641
Custos operacionais	(563)	(1.046)	(133)	-	(1.742)
Lucro (prejuízo) bruto	**(194)**	**84**	**9**	**-**	**(101)**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(24)	15	(2)	-	(11)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	40	62	-	-	102
Alienação de *impairment*, líquido	(45)	-	-	-	(45)
Alienação de subsidiária	4	-	-	-	4
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(1.336)	(1.336)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	(27)	(27)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**(219)**	**161**	**7**	**(1.363)**	**(1.414)**

[1] Geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia ("Geração").

O resultado financeiro da Companhia não é alocado por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma consolidada e corporativa.

Receita operacional líquida por segmento

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
2025				
Ambiente de contratação regulado[1]	4.321	-	-	4.321
Ambiente de contratação livre[2]	4.192	-	-	4.192
Remuneração dos ativos de concessão	491	1.034	-	1.525
Receita de construção	-	1.510	-	1.511
Transações de energia no mercado de curto prazo	504	-	-	504
Operações de *trading* de energia	-	-	430	430
Receita de serviços prestados	161	99	-	260
Indenizações	32	-	-	32
Outras receitas	78	7	-	85
Receita operacional líquida	**9.779**	**2.651**	**430**	**12.860**
2024				
Ambiente de Contratação Regulado	4.077	-	-	4.077
Ambiente de Contratação Livre	3.886	-	-	3.886
Remuneração dos ativos de concessão	499	935	-	1.434
Receita de construção	-	500	-	500
Transações de energia no mercado de curto prazo	484	-	2	486
Operações de *trading* de energia	-	-	286	286
Receita de serviços prestados	152	86	-	238
Indenizações	287	-	-	287
Outras receitas	25	-	-	25
Receita operacional líquida	**9.410**	**1.521**	**288**	**11.219**
Variação				
Ambiente de Contratação Regulado	244	-	-	244
Ambiente de Contratação Livre	306	-	-	306
Remuneração dos ativos de concessão	(8)	99	-	91
Receita de construção	-	1.011	-	1.011
Transações de energia no mercado de curto prazo	20	-	(2)	18
Operações de *trading* de energia	-	-	144	144
Receita de serviços prestados	9	13	-	22
Indenizações	(255)	-	-	(255)
Outras receitas	53	7	-	60
Receita operacional líquida	**369**	**1.130**	**142**	**1.641**

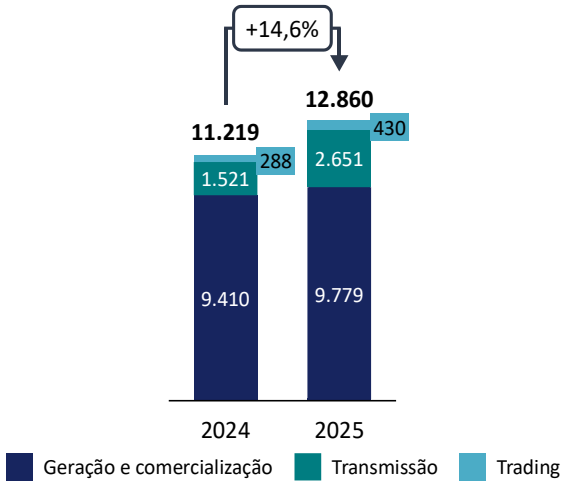
A receita operacional líquida passou de R$ 11.219 milhões em 2024 para **R$ 12.860 milhões em 2025**, ou seja, aumento de R$ 1.641 milhões (14,6%).

Comentários sobre as variações da receita operacional líquida

Preço médio líquido de venda e volume de vendas de energia

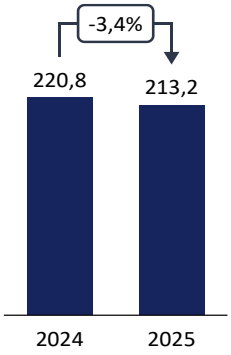
O **preço médio de venda de energia**, líquido dos encargos sobre a receita e operações de *trading*, foi de **R$ 213,18/MWh** em 2025, 3,4% inferior ao praticado em 2024, que foi de R$ 220,79/MWh.Durante os anos de 2024 e 2025 ocorreram ressarcimentos causados pela entrega de energia eólica e solar em quantidades inferiores às firmadas nos contratos no ambiente regulado com as distribuidoras. Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos, o preço médio líquido de venda de energia passou de R$ 226,26 em 2024 para R$ 219,40 em 2025, redução de 3,0%.

Receita operacional líquida (R$ milhões)



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

Preço médio líquido de vendas* (R$/MWh)

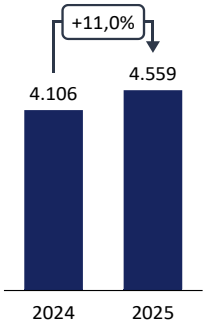


*Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.

A **quantidade de energia vendida** em contratos, líquida de operações de *trading*, atingiu **39.933 GWh (4.559 MW médios)**, contra 36.064 GWh (4.106 MW médios) registrados em 2024, incremento de 3.869 GWh (453 MW médios) ou 11,0%.

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

Volume de vendas* (MW médios)



*Líquido de operações de *trading*.

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

Receita de venda de energia elétrica

Ambiente de contratação regulado

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

O aumento no volume vendido entre os anos comparados é consequência, substancialmente, da contribuição anualizada da energia contratada no ACR associada às hidrelétricas adquiridas, que reforçou o portfólio regulado da Companhia.

A redução do preço médio líquido de vendas entre e os anos em análise foi motivado, principalmente, pelo (i) ingresso dos contratos vinculados a aquisição das Usinas Hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; atenuado (ii) pela atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes. Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos anteriormente citados, o preço médio líquido de vendas das distribuidoras aumentou 0,3%.

Ambiente de contratação livre

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

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

Transações no mercado de curto prazo

Em 2025 houve acréscimo de R$ 20 milhões (4,1%) na receita das transações de curto prazo em relação ao ano anterior, passando de R$ 484 milhões em 2024 para R$ 504 milhões em 2025. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

Remuneração dos ativos financeiros de concessão

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

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R$ 499 milhões em 2024 para R$ 491 milhões em 2025. A variação foi motivada, substancialmente, pela redução do IPCA entre os períodos em comparação.

Indenizações

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

Custos operacionais

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
2025				
Custos de construção	-	1.501	-	1.501
Compras de energia	965	-	424	1.389
Depreciação e amortização	1.337	13	-	1.350
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	804	-	-	804
Materiais e serviços de terceiros	539	45	-	584
Transações no mercado de curto prazo	439	-	-	439
Pessoal	277	17	-	294
Royalties	186	-	-	186
Seguros	179	2	-	181
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	4	4
Repactuação do risco hidrológico	(10)	-	-	(10)
Outros custos operacionais, líquidos	118	14	-	132
Custos operacionais	**4.834**	**1.592**	**428**	**6.854**
2024				
Custos de construção	-	463	-	463
Compras de energia	1.271	-	280	1.551
Depreciação e amortização	1.018	13	-	1.031
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	706	-	-	706
Materiais e serviços de terceiros	467	47	-	514
Transações no mercado de curto prazo	131	-	3	134
Pessoal	245	10	-	255
Royalties	225	-	-	225
Seguros	120	2	-	122
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	12	12
Outros custos operacionais, líquidos	88	11	-	99
Custos operacionais	**4.271**	**546**	**295**	**5.112**
Variação				
Custos de construção	-	1.038	-	1.038
Compras de energia	(306)	-	144	(162)
Depreciação e amortização	319	-	-	319
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	98	-	-	98
Materiais e serviços de terceiros	72	(2)	-	70
Transações no mercado de curto prazo	308	-	(3)	305
Pessoal	32	7	-	39
Royalties	(39)	-	-	(39)
Seguros	59	-	-	59
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(8)	(8)
Repactuação do risco hidrológico	(10)	-	-	(10)
Outros custos operacionais, líquidos	30	3	-	33
Custos operacionais	**563**	**1.046**	**133**	**1.742**

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

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

Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

- **Compras de energia:** Na comparação anual, houve decréscimo de R$ 306 milhões (24,1%) nessas operações, substancialmente motivado pela combinação dos seguintes eventos: (i) R$ 169 milhões — redução de 1.048 GWh (120 MW médios) na quantidade de energia comprada; e (ii) R$ 137 milhões — redução de 12,5% no preço médio líquido de compras de energia. As variações dos volumes decorrem da gestão de portfólio da Companhia, que contou com aumento da capacidade instalada própria nos últimos anos, e por sua vez, reduziu a necessidade de compras de energia de terceiros entre os períodos analisados. Já a variação dos preços médios de compras no ano foi impactada pelo término de contratos de longo prazo com preços superiores aos praticados em 2025.
- **Depreciação e amortização:** aumento de R$ 319 milhões (31,3%) entre os exercícios em análise. A variação decorre, principalmente, (i) pelas entradas em operação comercial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, a partir de agosto de 2024 e janeiro de 2025, respectivamente; (ii) da finalização da entrada em operação comercial dos parques do Conjunto Eólico Santo Agostinho, ao longo de 2024; (iii) do início da amortização do direito de uso dos ativos – intangíveis oriundo da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol ("Conjuntos Fotovoltaicos") e das subsidiárias adquiridas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; e (iv) do acréscimo de depreciação das subsidiárias adquiridas em 2025.
- **Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** acréscimos de R$ 98 milhões (13,9%) entre os anos analisados, resultante, substancialmente (i) da entrada em operação comercial total do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e parcial do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol em 2025; (ii) da aquisição das subsidiárias Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; e (iii) do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição.
- **Materiais e serviços de terceiros:** aumento de R$ 72 milhões (15,4%) entre os anos analisados, substancialmente, em razão dos seguintes fatores: (i) entrada em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Serra do Assuruá e Santo Agostinho e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii) aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos; e (iii) prestação de serviços de consultoria e assessoria.
- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram superiores em R$ 308 milhões (235,1%) no comparativo anual. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".
- **Seguros:** aumento de R$ 59 milhões (49,2%) entre os anos analisados, resultante, substancialmente (i) das entradas em operação comercial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, a partir de agosto de 2024 e janeiro de 2025, respectivamente; (ii) da finalização da entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Santo Agostinho, ao longo de 2024; (iii) da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos em 2024 e das subsidiárias adquiridas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão em 2025; e (iv) do reajuste anual das apólices.
- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*):** diminuição de R$ 39 milhões (17,3%) entre os anos em análise, em virtude do decréscimo da geração das usinas hidrelétricas, suavizado pelo reajuste anual.

- **Repactuação do risco hidrológico:** em setembro de 2021, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) publicou a Resolução Homologatória nº 2.932/2021, que homologou os prazos de extensão de outorga para usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), como forma de compensação pelos prejuízos acumulados até 31 de dezembro de 2020. Essa medida decorre do novo tratamento aplicado ao período anterior à vigência da repactuação do risco hidrológico, conforme previsto na Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, em complemento à Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015. Em 1º de abril de 2025, a Aneel publicou a Resolução Homologatória nº 3.439/2025, a qual ampliou o período de cobertura dos impactos no MRE até 30 de junho de 2023, reconhecendo que os prejuízos das usinas hidrelétricas continuaram se acumulando mesmo após 2020. Diante disto, a Companhia obteve a extensão do prazo de concessão de suas usinas de 1 a 3 dias, e o efeito no resultado foi um ganho de R$ 10 milhões em 2025.

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

Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia

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

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

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

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

Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão:

(em R$ milhões)	2025	2024	Variação
RAP, líquida de PIS e Cofins	789	742	47
Custos operacionais	(78)	(70)	(8)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(22)	(37)	15
Outras receitas operacionais, líquidas	13	2	11
Ebitda regulatório de transmissão	**702**	**637**	**65**

Resultado operacional do segmento de *trading* de energia

A Companhia atua no mercado de trading de energia, a fim de auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro de limites de risco pré-estabelecidos. As operações de *trading* de energia são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem à definição de instrumentos financeiros por valor justo, devido principalmente ao fato de que não há compromisso de realizar o fechamento das operações de compra e de venda, havendo flexibilidade para gerenciar os contratos para obtenção de resultados por variações de preços no mercado.

O resultado bruto em 2025 foi de R$ 2 milhões positivos, apresentando acréscimo de R$ 9 milhões, quando comparado ao montante negativo de R$ 7 milhões de 2024, decorrente, substancialmente, do efeito positivo da marcação a mercado de R$ 8 milhões, e do impacto positivo de R$ 1 milhão das transações de compra e venda de energia realizadas.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo

Operações de curto prazo são definidas como compra e venda de energia cujo objetivo principal é a gestão da exposição da Companhia na CCEE. O preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O presente item engloba também as transações na CCEE, dado o caráter volátil e sazonal, portanto, de curto prazo, dos resultados advindos da contabilização na CCEE. Adicionalmente, as exposições positivas ou negativas são liquidadas ao PLD, à semelhança das operações de curto prazo descritas acima.

Sobre as transações na CCEE, os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da CCEE são sintetizados numa fatura única (a receber ou a pagar), exigindo, portanto, seu registro na rubrica de receita ou de despesa. Cumpre ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura dos períodos em análise, sendo esse o motivo para a criação deste tópico. Assim, permite analisar oscilações dos principais elementos, apesar de terem sido alocados ora na receita, ora na despesa, conforme a natureza credora ou devedora da fatura à qual estão vinculados.

Genericamente, esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do Fator de Ajuste da Energia Assegurada (GSF — *Generation Scaling Factor*), que ocorre quando a geração das usinas que integram o MRE, em relação à energia alocada, é menor ou maior (Energia Secundária); (iii) do chamado "risco de submercado"; (iv) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco (CAR); (v) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e (vi) naturalmente, da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que será liquidada ao valor do PLD.

Resultado Líquido das Operações de Curto Prazo (R$ milhões)

	Geração	*Trading*	Consolidado
2025			
Receita operacional líquida	504	-	504
Custos operacionais	(439)	-	(439)
Resultado líquido	**65**	**-**	**65**
2024			
Receita operacional líquida	484	2	486
Custos operacionais	(131)	(3)	(134)
Resultado líquido	**353**	**(1)**	**352**
Variação			
Receita operacional líquida	20	(2)	18
Custos operacionais	(308)	3	(305)
Resultado líquido	**(288)**	**1**	**(287)**

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

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

Em dezembro de 2024, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2025 em R$ 751,73/MWh e R$ 58,60/MWh, respectivamente. A tabela ao lado apresenta os valores médios do PLD para os submercados nos quais a Companhia atua, por MWh.

PLD médio em R$/MWh	2025	2024	Var. (%)
Sul	225,95	127,89	76,7%
Sudeste/Centro-Oeste	223,46	127,88	74,7%
Nordeste	176,61	118,34	49,2%

Despesas com vendas, gerais e administrativas

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

Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas

Em 2025, a Companhia apresentou aos coletivos sindicais a proposta de acordo para o Plano de Demissão Voluntária (PDV), voltado prioritariamente aos empregados aposentados ou que venham a se aposentar nos próximos anos. Após deliberação em assembleia entre sindicatos e colaboradores, a aprovação da proposta foi formalmente comunicada à Companhia e as adesões ao programa tiveram início em julho de 2025 e seguirão até dezembro de 2028, com data limite de desligamento em 31.12.2028.

Ao final de 2025 a Companhia registrou o montante de R$ 22 milhões, tendo em vista a manifestação de interesse dos empregados ao programa.

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

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

Reversão de *impairment* líquido e alienação de subsidiária

	Geração			
	Pampa Sul	Paracatu	Lages	Consolidado
	2025			
Alienação de subsidiária	20	-	-	20
	2024			
Reversão de *Impairment*, líquido	-	45	-	45
Alienação de subsidiária	25	-	(9)	16
	Variação			
Reversão de *Impairment*, líquido	-	(45)	-	(45)
Alienação de subsidiária	(5)	-	9	4

Reversão de *Impairment*

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

Alienação de subsidiária

Em 2024 a Companhia registrou uma receita de alienação no montante de R$ 25 milhões oriunda de ajuste de preço da venda da subsidiária Pampa Sul, ocorrida em 2023. Este ajuste de preço provém de obrigações condicionadas para o recebimento. A Companhia registrou no ano de 2025, R$ 20 milhões, referente a recebimentos previstos no acordo de venda da subsidiária Pampa Sul, concluído em 2023.

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

Alienação de participação societária em controlada em conjunto

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

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

Resultado de equivalência patrimonial – Transporte de Gás

A Companhia possui 17,5% de participação societária direta na TAG. O resultado de equivalência patrimonial da TAG dos anos de 2025 e 2024 é composto pelos seguintes itens:

	2025		2024			
Demonstração dos resultados (em R$ milhões)	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia		
				32,5%[1]	17,5%[1]	Total
Receita operacional líquida	9.315	1.630	9.062	80	1.543	1.623
Custos dos serviços prestados	(2.453)	(429)	(2.260)	(20)	(385)	(405)
Lucro bruto	**6.862**	**1.201**	**6.802**	**60**	**1.158**	**1.218**
Despesas gerais e administrativas	(224)	(39)	(64)	(2)	(10)	(12)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**6.638**	**1.162**	**6.738**	**58**	**1.148**	**1.206**
Resultado financeiro	(1.892)	(331)	(1.769)	(15)	(302)	(317)
Lucro antes dos impostos	**4.746**	**831**	**4.969**	**43**	**846**	**889**
Imposto de renda e contribuição social	(819)	(144)	(970)	(11)	(164)	(175)
Lucro líquido da TAG	**3.927**	**687**	**3.999**			**714**

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

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

	2025		2024			
Ebitda (em R$ milhões)	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia		
		Total		32,5%[1]	17,5%[1]	Total
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**6.638**	**1.162**	**6.738**	**58**	**1.148**	**1.206**
Depreciação e amortização	745	129	669	6	114	120
Amortização da mais valia	598	104	436	5	74	79
Ebitda	**7.981**	**1.395**	**7.843**			**1.405**
Margem Ebitda	**85,7%**		**86,5%**			

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

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

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

Balanço Patrimonial - TAG

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

Balanço Patrimonial	31.12.2025	31.12.2024
ATIVO		
Ativo circulante	**2.530**	**4.443**
Caixa e equivalentes de caixa	655	2.325
Contas a receber de clientes	1.706	1.830
Outros ativos circulantes	169	288
Ativo não circulante	**28.269**	**28.955**
Depósitos vinculados	460	326
Outros ativos não circulantes	162	155
Imobilizado	24.892	25.727
Intangível	2.755	2.747
Total do ativo	**30.799**	**33.398**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**2.888**	**4.377**
Instrumentos de dívida	2.004	3.432
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	73	7
Outros passivos circulantes	811	938
Passivo não circulante	**21.844**	**22.409**
Instrumentos de dívida	14.936	16.419
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	210	77
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.933	5.204
Outros passivos não circulantes	765	709
Patrimônio líquido	**6.067**	**6.612**
Total passivo e do patrimônio líquido	**30.799**	**33.398**

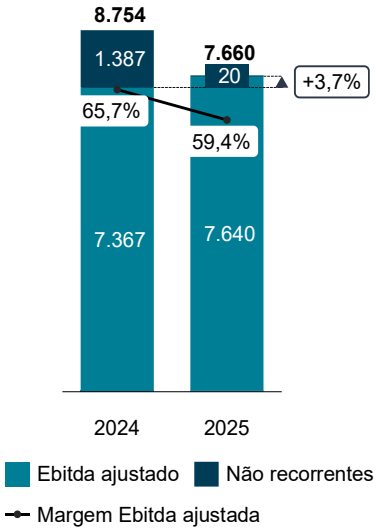
Ebitda e Margem Ebitda

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Transporte de gás	Consolidado
2025					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.460	1.126	(5)	687	6.268
Depreciação e amortização	1.379	13	-	-	1.392
Ebitda*	**5.839**	**1.139**	**(5)**	**687**	**7.660**
Alienação de subsidiária	(20)	-	-	-	(20)
Ebitda ajustado	**5.819**	**1.139**	**(5)**	**687**	**7.640**
Margem Ebitda ajustada	**59,5%**	**43,0%**	**(1,2%)**	**-**	**59,4%**
2024					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.679	965	(12)	2.050	7.682
Depreciação e amortização	1.059	13	-	-	1.072
Ebitda	**5.738**	**978**	**(12)**	**2.050**	**8.754**
Custos de aquisição de subsidiária	10	-	-		10
Reversão de *impairment*	(45)	-	-	-	(45)
Alienação de subsidiária	(16)	-	-	-	(16)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(1.336)	(1.336)
Ebitda ajustado	**5.687**	**978**	**(12)**	**714**	**7.367**
Margem Ebitda ajustada	**60,4%**	**64,3%**	**(4,2%)**	**-**	**65,7%**
Variação					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	(219)	161	7	(1.363)	(1.414)
Depreciação e amortização	320	-	-	-	320
Ebitda	**101**	**161**	**7**	**(1.363)**	**(1.094)**
Custos de aquisição de subsidiária	(10)	-	-	-	(10)
Reversão de *impairment*, líquido	45	-	-	-	45
Alienação de subsidiária	(4)	-	-	-	(4)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1.336	1.336
Ebitda ajustado	**132**	**161**	**7**	**(27)**	**273**
Margem Ebitda ajustada	**(0,9 p.p.)**	**(21,3 p.p.)**	**3,0 p.p.**	**-**	**(6,3 p.p.)**

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

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

Ebitda ajustado (R$ milhões)*



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

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

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

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

Com a finalidade de possibilitar a reconciliação do lucro líquido com o Ebitda, bem como com os impactos de ajustes regulatórios de transmissoras e cotistas, apresentamos a tabela abaixo:

(em R$ milhões)	2025	2024	Var. (%)
Lucro líquido recorrente	2.858	4.303	(33,6)
(+) Imposto de renda e contribuição social	768	1.403	(45,3)
(+) Resultado financeiro	2.642	1.976	33,7
(+) Depreciação e amortização	1.392	1.072	29,9
Ebitda	**7.660**	**8.754**	**(12,5)**
Efeitos não recorrentes			
(+) Custos de aquisição de subsidiárias	-	10	(100,0)
(-) Reversão de *Impairment*, líquido	-	(45)	(100,0)
(+) Alienação de subsidiária	(20)	(16)	25,0
(+) Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	(1.336)	(100,0)
Ebitda ajustado	**7.640**	**7.367**	**3,7**
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(1.139)	(978)	16,5
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	702	637	10,2
Ebitda societário cotistas (IFRS)	(798)	(784)	1,8
Ebitda regulatório cotistas	700	665	5,3
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotas	**7.105**	**6.907**	**2,9**

Resultado financeiro

(em R$ milhões)	2025	2024	Var. (R$)
Renda de aplicações financeiras	647	543	104
Outras receitas financeiras	82	79	3
Total receitas financeiras	**729**	**622**	**107**
Dívida:			
Juros	(1.644)	(998)	(646)
Atualização monetária	(847)	(784)	(63)
Outras receitas (despesas) financeiras, líquidas	(263)	(61)	(202)
Total despesas financeiras	**(2.754)**	**(1.843)**	**(911)**
Concessões a pagar (UBP):			
Atualização monetária	(131)	(261)	130
Atualização a valor presente	(486)	(494)	8
Total despesas de concessões a pagar (UBP)	**(617)**	**(755)**	**138**
Resultado financeiro	**(2.642)**	**(1.976)**	**(666)**

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

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

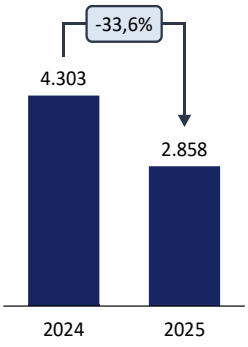
Despesas de concessões a pagar (uso de bem público): na comparação entre os anos, houve redução de R$ 138 milhões, ou seja 18,3%, passando de R$ 755 milhões em 2024 para R$ 617 milhões em 2025, resultado, substancialmente, da redução de R$ 130 milhões de atualização monetária, motivada, principalmente, pelo decréscimo do IPCA e do IGPM entre os anos.

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

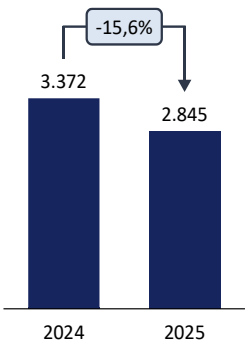
No acumulado do ano, IR e CSLL reduziram R$ 635 milhões (45,3%), passando de R$ 1.403 milhões em 2024 para R$ 768 milhões em 2025. A variação foi motivada, principalmente, pela alienação de participação societária em controlada em conjunto, ocorrida em 2024. Desconsiderando os efeitos não recorrentes, as despesas com IR e CSLL, reduziram R$ 186 milhões (19,6%) entre os anos analisados.

Lucro Líquido

Lucro líquido
(R$ milhões)



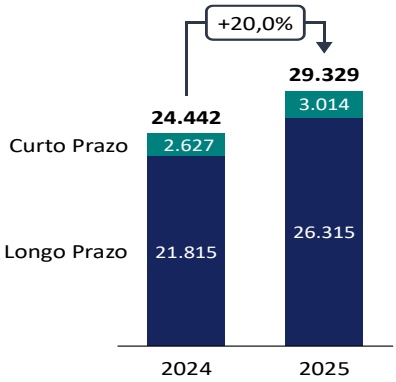
Lucro líquido ajustado
(R$ milhões)



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

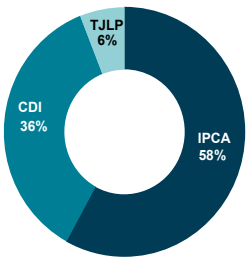
Endividamento

Dívida bruta (R$ milhões)



Em 31 de dezembro de 2025, a **dívida bruta total** consolidada, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R$ 29.329 milhões** — aumento de 20,0% (R$ 4.887 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2024. O prazo médio de vencimento da dívida era de 7,2 anos.

Composição da dívida



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

O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim de 2025 foi 11,4% — equivalente a IPCA + 6,8% — 0,9 p.p. acima do registrado no fim de 2024 (10,5% — equivalente a IPCA + 5,4%).

Dívida Líquida

(em R$ milhões)	31.12.2025	31.12.2024	Var. %
Dívida bruta	29.149	24.135	20,8
Resultado de operações de *hedge*	181	307	(41,2)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(457)	(357)	28,0
Caixa e equivalentes de caixa	(3.359)	(3.959)	(15,2)
Dívida líquida total	**25.514**	**20.126**	**26,8**
Dívida líquida/Ebitda ajustado últimos 12 meses	**3,3X**	**2,7X**	

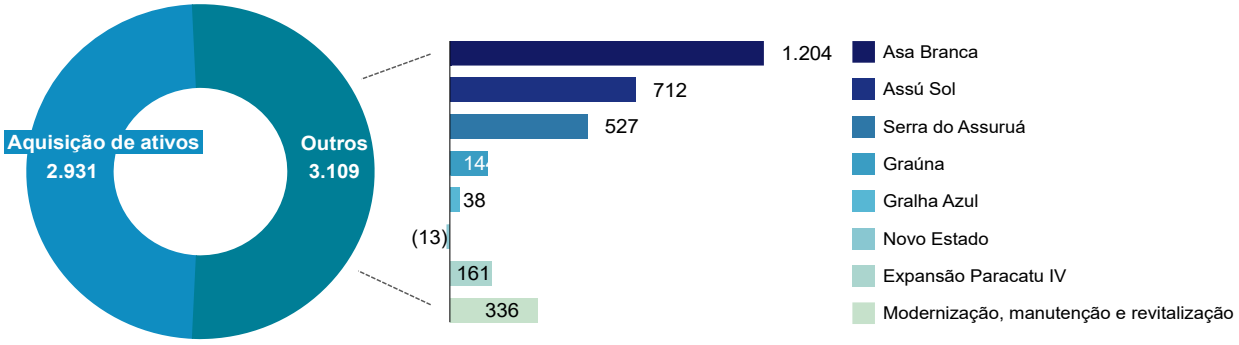
Em 31 de dezembro de 2025, **a dívida líquida** (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia **era de R$ 25.514 milhões**, aumento de 26,8% em relação ao registrado no mesmo período de 2024.

Investimentos

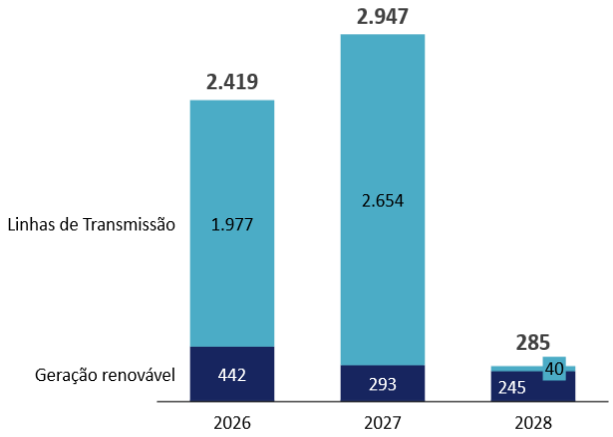
Em 2025, os **investimentos** da ENGIE Brasil Energia atingiram **R$ 6.040 milhões**, dos quais:

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

Investimentos 2025 (R$ milhões)



Investimentos orçados para os próximos anos, por linha de negócio (R$ milhões)



Mercado de capitais

A ENGIE Brasil Energia integra mais de dez índices do mercado brasileiro. Desde sua adesão ao Novo Mercado da B3, passou a integrar o Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada (IGC) e o Índice de Ações com Tag Along Diferenciado (ITAG), que reúnem as companhias que oferecem ao acionista minoritário proteção maior em caso de alienação do controle. Suas ações integram o Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE), que reúne empresas com reconhecido comprometimento com a responsabilidade corporativa, além do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEE), que é um índice setorial constituído pelas empresas abertas mais significativas do setor elétrico. As ações da Companhia também fazem parte do principal índice de ações da B3 – o Índice Bovespa e são negociadas sob o código **EGIE3**. No mercado de balcão americano Over-The-Counter (OTC), os American Depositary Receipts (ADR) Nível I da Companhia são negociados com o código **EGIEY**, sendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

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

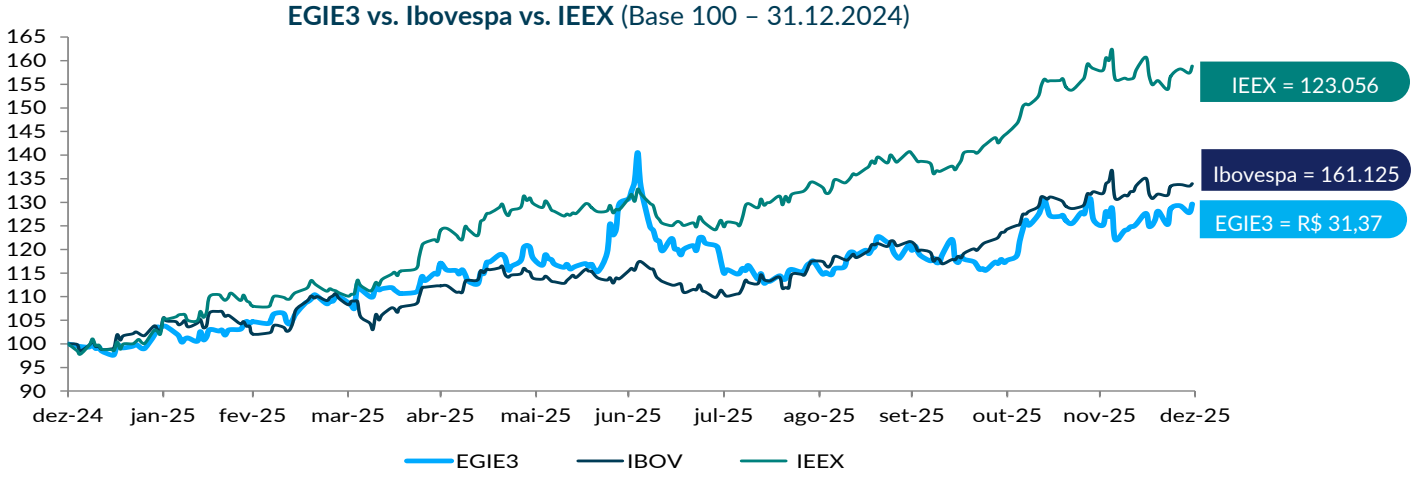
Desempenho das ações

O Ibovespa teve um desempenho histórico em 2025, acumulando alta de 34,0%, a maior desde 2016. Durante o ano, o índice registrou 32 recordes de fechamento, impulsionado pelo aumento da confiança dos investidores e maior apetite ao risco, encerrando o último pregão em 161.125 pontos.

As ações da Companhia se valorizaram significativamente no ano, com alta de 29,6%. Ainda assim, o desempenho foi abaixo de índices de referência como o IEEX, que teve 58,8% de valorização, e do Ibovespa, com os já mencionados 34,0% de alta.

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

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX (Base 100 – 31.12.2024)



Dividendos e juros sobre o capital próprio

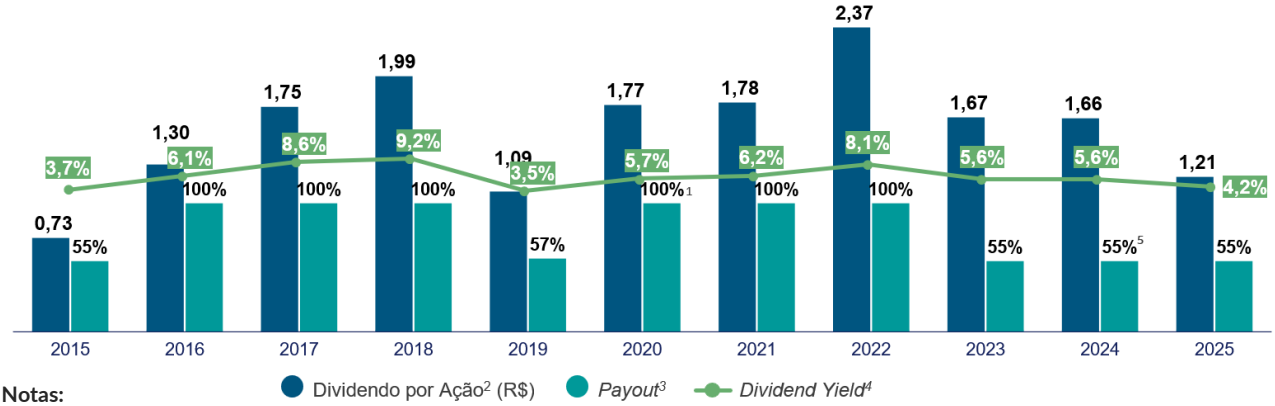
O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 7 de agosto de 2025, o crédito de dividendos intercalares com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30 de junho de 2025, no valor de R$ 719,2 milhões (R$ 0,88143194897 por ação), representando um *payout*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

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

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

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

Dividendos (calculados sobre o lucro líquido distribuível)

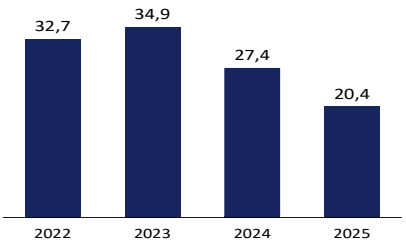


Notas:
1 - Considerando *payout* equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-repactuação do risco hidrológico.
2 - Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente das bonificações aprovadas em 07.12.2018 e em 05.11.2025.
3 - Considera o lucro líquido distribuível do exercício.
4 - Baseado no preço de fechamento ponderado por volume das ações ON no período.

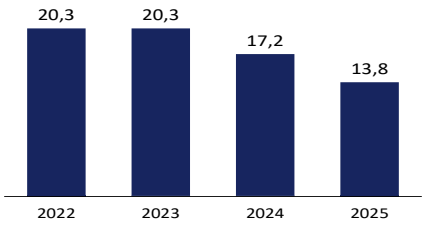
ROE e ROIC

O Retorno sobre o Patrimônio Líquido Ajustado (ROE) e o Retorno sobre o Capital Investido Ajustado (ROIC) são duas das principais métricas financeiras para a mensuração da geração de valor para o acionista e rentabilidade. Os valores alcançados pela Companhia nos últimos exercícios são apresentados nos gráficos a seguir.

ROE – Retorno Sobre o patrimônio líquido ajustado (%)



ROIC – 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.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

RELATÓRIO DE SUSTENTABILIDADE

Informações complementares sobre os aspectos socioambientais da Companhia, bem como sobre questões relacionadas à geração de valor para os públicos de relacionamento, serão publicados no Relatório de Sustentabilidade da ENGIE Brasil Energia, a ser publicado em abril de 2026, no site https://www.engie.com.br/investidores/esg/relatorios-de-sustentabilidade/.

AUDITORES INDEPENDENTES

Durante o ano de 2025, a Companhia contratou serviços de consultoria tributária com a Ernst & Young, os quais foram aprovados na Reunião do Conselho de Administração realizada no dia 13.12.2024. Os honorários referentes a este serviço foram de R$ 477 mil e representam 10,2% dos honorários relativos aos de serviços de auditoria externa contratados para 2025.

As políticas da Companhia na contratação de serviços de auditores independentes visam assegurar que não haja conflito de interesse e perda de independência ou objetividade, e se substanciam nos princípios que preservam a independência do auditor: (i) o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho; (ii) o auditor não deve exercer funções gerenciais no seu cliente; e (iii) o auditor não deve promover os interesses de seu cliente.

DECLARAÇÃO DA DIRETORIA EXECUTIVA

A Diretoria Executiva declara, em conformidade com o inciso VI do artigo 27 da Resolução CVM Nº 80, que revisou, discutiu e concorda com as demonstrações financeiras contidas neste Relatório e opiniões expressas no Relatório dos Auditores Independentes referente às mesmas.

A Administração

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 31 DE DEZEMBRO DE 2024
(Em milhares de reais)

ATIVO

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
ATIVO CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	3	829.384	1.659.976	3.358.552	3.958.758
Contas a receber de clientes	4	691.679	577.049	1.322.661	1.174.405
Crédito de imposto de renda e contribuição social	18.a	405.417	403.482	517.755	490.704
Dividendos a receber	25.a.1	1.109.479	1.283.421	12	-
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	13.a.1	-	-	-	54.670
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	13.a.4	-	-	87.914	34.844
Depósitos vinculados	5	31.053	28.130	46.723	37.274
Ativo financeiro de concessão	6	-	-	414.211	395.040
Ativo de contrato	7	-	-	783.178	646.028
Outros ativos circulantes	8	216.995	167.441	375.519	402.090
		3.284.007	**4.119.499**	**6.906.525**	**7.193.813**
Ativos não circulantes mantidos para venda		4.577	4.577	4.577	4.577
		3.288.584	**4.124.076**	**6.911.102**	**7.198.390**
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Realizável a longo prazo					
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	13.a.1	44.323	55.305	44.323	55.305
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	13.a.4	-	-	28.497	7.289
Depósitos vinculados	5	13.173	13.545	486.458	360.682
Depósitos judiciais	17.b	64.315	59.469	92.677	72.591
Ativo financeiro de concessão	6	-	-	3.160.294	3.070.039
Ativo de contrato	7	-	-	8.710.991	7.028.394
Outros ativos não circulantes	8	541.933	638.351	785.804	793.486
		663.744	**766.670**	**13.309.044**	**11.387.786**
Investimentos	**9**	**26.087.657**	**22.555.147**	**1.155.320**	**1.250.625**
Imobilizado	**10**	**4.287.743**	**3.084.093**	**28.567.889**	**25.186.537**
Intangível	**11**	**2.148.227**	**2.071.481**	**5.369.554**	**5.088.963**
		33.187.371	**28.477.391**	**48.401.807**	**42.913.911**
TOTAL DO ATIVO		**36.475.955**	**32.601.467**	**55.312.909**	**50.112.301**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 31 DE DEZEMBRO DE 2024
(Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	12	328.995	306.783	965.883	1.099.881
Dividendos e juros sobre o capital próprio	21	121.521	1.534.579	121.521	1.595.587
Instrumentos de dívida	14	2.392.069	1.659.643	2.964.832	2.620.932
Concessões a pagar (UBP)	15.a	831.614	789.209	835.932	796.725
Obrigações fiscais e regulatórias	18.b	115.516	104.347	369.449	465.332
Obrigações trabalhistas	16.a	157.975	128.624	161.375	130.989
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	13.a.4	-	-	87.336	29.139
Provisões	17.a	5.531	5.531	5.838	5.819
Obrigações com benefícios de aposentadoria	16.b	39.746	32.284	39.746	32.284
Outros passivos circulantes	19	128.378	51.580	606.226	496.338
		4.121.345	**4.612.580**	**6.158.138**	**7.273.026**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Instrumentos de dívida	14	13.561.600	10.193.871	26.183.772	21.514.004
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	13.a.4	-	-	26.674	6.986
Concessões a pagar (UBP)	15.a	4.310.827	4.515.743	4.356.835	4.572.379
Provisões	17.a	114.513	209.364	702.793	598.429
Obrigações com benefícios de aposentadoria	16.b	215.828	231.977	215.828	231.977
Imposto de renda e contribuição social diferidos	18.c	1.098.080	1.148.371	2.762.822	2.519.353
Outros passivos não circulantes	19	296.034	422.860	991.554	1.115.749
		19.596.882	**16.722.186**	**35.240.278**	**30.558.877**
TOTAL DO PASSIVO		**23.718.227**	**21.334.766**	**41.398.416**	**37.831.903**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	20.b	6.863.707	4.902.648	6.863.707	4.902.648
Reservas de capital	20.c	(176.543)	(176.543)	(176.543)	(176.543)
Reservas de lucros	20.d	5.682.218	6.386.073	5.682.218	6.386.073
Dividendos adicionais propostos	21.a	525.890	348.033	525.890	348.033
Ajustes de avaliação patrimonial	20.e	(137.544)	(193.510)	(137.544)	(193.510)
		12.757.728	**11.266.701**	**12.757.728**	**11.266.701**
Participação de acionistas não controladores	20.f	-	-	1.156.765	1.013.697
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**12.757.728**	**11.266.701**	**13.914.493**	**12.280.398**
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**36.475.955**	**32.601.467**	**55.312.909**	**50.112.301**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	2025	2024	2025	2024
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	22	**5.814.654**	**4.605.289**	**12.860.075**	**11.218.635**
CUSTOS OPERACIONAIS	23.a	**(3.731.264)**	**(2.579.573)**	**(6.853.514)**	**(5.112.053)**
LUCRO BRUTO		**2.083.390**	**2.025.716**	**6.006.561**	**6.106.582**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	23.b	(50.943)	(55.568)	(68.694)	(64.610)
Despesas gerais e administrativas	23.b	(432.514)	(429.453)	(450.687)	(443.460)
Reversão de *impairment*	10	-	-	-	45.061
Alienação de subsidiária	9.g	20.309	15.915	20.309	15.915
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	9.e.3	-	1.336.133	-	1.336.133
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas		(5.087)	(11.642)	73.432	(27.685)
		(468.235)	**855.385**	**(425.640)**	**861.354**
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	9.b	3.132.406	3.238.937	687.404	714.115
Amortização da mais valia	9.c	(18.990)	(2.040)	-	-
		3.113.416	**3.236.897**	**687.404**	**714.115**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		**4.728.571**	**6.117.998**	**6.268.325**	**7.682.051**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	24	282.008	367.519	729.335	622.113
Despesas financeiras	24	(2.012.321)	(1.063.209)	(2.754.419)	(1.842.511)
Despesas de concessões a pagar (UBP)	24	(608.915)	(746.378)	(616.722)	(755.682)
		(2.339.228)	**(1.442.068)**	**(2.641.806)**	**(1.976.080)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO		**2.389.343**	**4.675.930**	**3.626.519**	**5.705.971**
Imposto de renda e contribuição social					
Corrente	18.d	(2.675)	(306.488)	(525.896)	(996.255)
Diferido	18.d	196.173	(90.093)	(242.704)	(406.875)
		193.498	**(396.581)**	**(768.600)**	**(1.403.130)**
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**2.582.841**	**4.279.349**	**2.857.919**	**4.302.841**
LUCRO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		2.582.841	4.279.349	2.582.841	4.279.349
Acionistas não controladores		-	-	275.078	23.492
		2.582.841	**4.279.349**	**2.857.919**	**4.302.841**
LUCRO POR AÇÃO BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS		**2,26109**	**3,74626**	**2,26109**	**3,74626**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024
(Em milhares de reais)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	2025	2024	2025	2024
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**2.582.841**	**4.279.349**	**2.857.919**	**4.302.841**
Outros resultados abrangentes que no futuro:					
- Não serão reclassificados para o resultado					
Benefício de aposentadoria					
Remensuração de obrigações com aposentadoria	16.b	(10.834)	123.726	(10.834)	123.726
Imposto de renda e contribuição social diferidos	18.c	3.684	(42.067)	3.684	(42.067)
		(7.150)	**81.659**	**(7.150)**	**81.659**
- Serão reclassificados para o resultado					
***Hedges* de fluxo de caixa**					
(Perdas) ganhos não realizados originados no exercício	13.a.1	-	-	(55.910)	431.289
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		(55.910)	431.289	-	-
Ganhos (perdas) não realizados originados no exercício de controlada em conjunto	9	155.967	(133.720)	155.967	(133.720)
		100.057	**297.569**	**100.057**	**297.569**
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		**2.675.748**	**4.658.577**	**2.950.826**	**4.682.069**
RESULTADO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		2.675.748	4.658.577	2.675.748	4.658.577
Acionistas não controladores		-	-	275.078	23.492
		2.675.748	**4.658.577**	**2.950.826**	**4.682.069**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024
(Em milhares de reais)

		Reservas de lucros							Ajustes de avaliação patrimonial				
	Nota	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva de incentivos fiscais	Reserva de retenção de lucros	Dividendos adicionais propostos	Lucros acumulados	Custo atribuído	Outros resultados abrangentes	Patrimônio líquido dos acionistas da Companhia	Participação dos acionistas não controladores	Patrimônio líquido consolidado
Saldos em 31.12.2023		**4.902.648**	**(176.543)**	**980.530**	**282.471**	**2.687.407**	**721.661**	**-**	**251.492**	**(786.895)**	**8.862.771**	**953.439**	**9.816.210**
Participação dos acionistas não controladores em subsidiárias adquiridas		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	48.431	**48.431**
Dividendos adicionais	21.d	-	-	-	-	-	(721.661)	-	-	-	**(721.661)**	(1.333)	**(722.994)**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	4.279.349	-	-	**4.279.349**	23.492	**4.302.841**
Remensuração de obrigações com aposentadoria	16.b/20.e.2	-	-	-	-	-	-	-	-	81.659	**81.659**	-	**81.659**
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa	13.a.2/20.e.2	-	-	-	-	-	-	-	-	431.289	**431.289**	-	**431.289**
Participação em controlada em conjunto	9.b	-	-	-	-	-	-	-	-	(133.720)	**(133.720)**	-	**(133.720)**
Dividendos e JCP prescritos	21.a	-	-	-	-	-	-	16.934	-	-	**16.934**	-	**16.934**
Realização do custo atribuído	21.a	-	-	-	-	-	-	37.335	(37.335)	-	-	-	-
Destinações propostas à AGO:													
-Reserva de incentivos fiscais	21.a	-	-	-	553	-	-	(553)	-	-	-	-	-
-Dividendos intercalares	21.a	-	-	-	-	-	-	(932.807)	-	-	**(932.807)**	-	**(932.807)**
-Dividendos mínimos obrigatórios	21.a	-	-	-	-	-	-	(367.113)	-	-	**(367.113)**	(10.332)	**(377.445)**
-Juros sobre o capital próprio (JCP)	21.a	-	-	-	-	-	-	(250.000)	-	-	**(250.000)**	-	**(250.000)**
-Dividendos adicionais propostos	21.a	-	-	-	-	-	348.033	(348.033)	-	-	-	-	-
-Reserva de retenção de lucros	20.d.3	-	-	-	-	2.435.112	-	(2.435.112)	-	-	-	-	-
Saldos em 31.12.2024		**4.902.648**	**(176.543)**	**980.530**	**283.024**	**5.122.519**	**348.033**	**-**	**214.157**	**(407.667)**	**11.266.701**	**1.013.697**	**12.280.398**
Participação dos acionistas não controladores em subsidiárias adquiridas		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.654)	**(1.654)**
Redução de capital de acionistas minoritários		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.311)	**(2.311)**
Dividendos adicionais	21.d	-	-	-	-	-	(348.033)	-	-	-	**(348.033)**	(17.038)	**(365.071)**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	2.582.841	-	-	**2.582.841**	275.078	**2.857.919**
Remensuração de obrigações com aposentadoria	16.b/20.e.2	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.150)	**(7.150)**	-	**(7.150)**
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa	13.a.2/20.e.2	-	-	-	-	-	-	-	-	(55.910)	**(55.910)**	-	**(55.910)**
Participação em controlada em conjunto	9.b	-	-	-	-	-	-	-	-	155.967	**155.967**	-	**155.967**
Dividendos e JCP prescritos	21.a	-	-	-	-	-	-	14.380	-	-	**14.380**	-	**14.380**
Realização do custo atribuído	21.a	-	-	-	-	-	-	36.941	(36.941)	-	-	-	-
Aumento de capital social	20	1.961.059	-	-	-	(1.961.059)	-	-	-	-	-	-	-
Destinações propostas à AGO:													
-Reserva legal	21.a	-	-	129.142	-	-	-	(129.142)	-	-	-	-	-
-Reserva de incentivos fiscais	21.a	-	-	-	1.460	-	-	(1.460)	-	-	-	-	-
-Dividendos intercalares	21.a	-	-	-	-	-	-	(719.185)	-	-	**(719.185)**	(111.007)	**(830.192)**
-Dividendos mínimos obrigatórios	21.a	-	-	-	-	-	-	(31.883)	-	-	**(31.883)**	-	**(31.883)**
-Juros sobre o capital próprio (JCP)	21.a	-	-	-	-	-	-	(100.000)	-	-	**(100.000)**	-	**(100.000)**
-Dividendos adicionais propostos	21.a	-	-	-	-	-	525.890	(525.890)	-	-	-	-	-
-Reserva de retenção de lucros	20.d.3	-	-	-	-	1.126.602	-	(1.126.602)	-	-	-	-	-
Saldos em 31.12.2025		**6.863.707**	**(176.543)**	**1.109.672**	**284.484**	**4.288.062**	**525.890**	**-**	**177.216**	**(314.760)**	**12.757.728**	**1.156.765**	**13.914.493**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA (MÉTODO INDIRETO)
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024
(Em milhares de reais)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	2025	2024	2025	2024
Fluxo de caixa das atividades operacionais					
Lucro antes dos tributos sobre o lucro		2.389.343	4.675.930	3.626.519	5.705.971
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:					
Resultado de participações societárias	9.b	(3.113.416)	(3.236.897)	(687.404)	(714.115)
Depreciação e amortização	10/11/12.a.1	447.279	423.413	1.392.171	1.072.024
Reversão de *impairment*	10.h	-	-	-	(45.061)
Juros e variação monetária	24	1.869.999	1.098.690	2.504.934	1.782.033
Despesas de concessões a pagar (UBP)	24	608.915	746.378	616.722	755.682
Alienação de subsidiária		(20.309)	(15.915)	(20.309)	(15.915)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	9.e.3	-	(1.336.133)	-	(1.336.133)
Repactuação do risco hidrológico	11.a.1	(9.288)	-	(9.858)	-
Ajuste a valor justo de instrumentos de dívida	13/14	105.343	(100.084)	105.343	(100.084)
Remuneração de ativo financeiro de concessão	6	-	-	(491.296)	(498.797)
Remuneração de ativo de contrato	7/21	-	-	(1.033.621)	(934.643)
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	7/21	-	-	(1.509.763)	(499.463)
Perdas por ineficiência na construção	7	-	-	117.939	3.231
Perdas não realizadas em operações de *trading*, líquidas	13	-	-	3.607	11.622
Outros		49.591	(7.822)	2.173	21.615
Lucro antes dos tributos ajustado		**2.327.457**	**2.247.560**	**4.617.157**	**5.207.967**
(Aumento) redução nos ativos					
Contas a receber de clientes		(58.288)	(54.813)	(119.000)	(51.716)
Crédito de imposto de renda e contribuição social		10.814	(5.703)	(36.913)	(36.878)
Depósitos vinculados e judiciais		8.290	15.757	(40.035)	13.012
Ativo financeiro de concessão	6	-	-	381.870	367.259
Ativo de contrato	7	-	-	689.965	611.231
Outros ativos		17.972	28.166	82.323	83.398
(Redução) aumento nos passivos					
Fornecedores		26.714	132.599	23.535	40.313
Obrigações fiscais e regulatórias		7.369	(13.555)	(2.709)	(18.822)
Obrigações trabalhistas		28.594	(5.143)	30.387	(5.398)
Obrigações com benefícios de aposentadoria		(48.675)	(45.078)	(48.677)	(45.078)
Outros passivos		28.683	(7.680)	25.421	374.443
Caixa gerado pelas atividades operacionais		**2.348.930**	**2.292.110**	**5.603.324**	**6.539.731**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	13/14	(875.775)	(590.079)	(1.642.118)	(1.377.917)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social		(25.357)	(518.471)	(615.695)	(1.007.572)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		**1.447.798**	**1.183.560**	**3.345.511**	**4.154.242**

Continua na próxima página

		Controladora		Consolidado	
		2025	2024	2025	2024
Atividades de investimento					
Dividendos e JCP recebidos, líquidos de imposto de renda		2.757.748	2.721.134	704.351	937.500
Aumento de capital em controladas	9.b	(2.601.828)	(8.905.224)	-	-
Redução de capital em controladas em conjunto	9.b	234.313	-	234.313	-
Ajuste de preço na aquisição de subsidiárias	9	-	-	16.320	-
Aquisição de subsidiárias	9.f	(2.286.053)	-	(2.286.053)	(2.361.046)
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida	9.f	-	-	242.397	271.494
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária alienada		-	-	(10.308)	(19.873)
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária incorporada	9.g	240.081	-	-	-
Recebimento pela alienação de participação societária em controlada em conjunto	9	-	2.766.468	-	2.766.468
Recebimento pela alienação de subsidiárias, líquido dos custos de venda		20.309	52.679	20.309	52.679
Aplicação no imobilizado e no intangível	10/11	(110.470)	(150.478)	(1.752.248)	(6.646.060)
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	19	-	-	(4.007)	(104.225)
Pagamento de parcelas de concessões (UBP)	15	(835.979)	(798.016)	(844.068)	(806.480)
Outros		(1.004)	(960)	(1.004)	(961)
Caixa líquido das atividades de investimento		**(2.582.883)**	**(4.314.397)**	**(3.679.998)**	**(5.910.504)**
Atividades de financiamento					
Ingresso de instrumentos de dívida	14	4.383.406	4.199.852	4.895.264	4.016.631
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de *hedge*	13/14	(1.488.629)	(1.526.579)	(2.486.873)	(2.462.243)
Pagamento de dividendos e JCP bruto de imposto de renda	21	(2.601.267)	(1.132.532)	(2.741.349)	(1.133.999)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida		10.983	(416)	67.239	38.864
Caixa líquido das atividades de financiamento		**304.493**	**1.540.325**	**(265.719)**	**459.253**
Redução de caixa e equivalentes de caixa		**(830.592)**	**(1.590.512)**	**(600.206)**	**(1.297.009)**
Conciliação do caixa e equivalentes de caixa					
Saldo inicial	3	1.659.976	3.250.488	3.958.758	5.255.767
Saldo final	3	829.384	1.659.976	3.358.552	3.958.758
Redução de caixa e equivalentes de caixa		**(830.592)**	**(1.590.512)**	**(600.206)**	**(1.297.009)**

As informações adicionais sobre as transações que não afetam o caixa e equivalentes de caixa estão apresentadas na Nota 29 – Informações complementares ao fluxo de caixa.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS VALORES ADICIONADOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024
(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receita operacional bruta	6.456.972	5.113.474	10.844.594	10.199.306
Remuneração de ativo de contrato	-	-	1.033.621	934.643
Remuneração de ativo financeiro de concessão	-	-	491.296	498.797
Receita de construção de geração	-	-	8.891.798	6.529.437
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	1.509.763	499.463
Alienação de subsidiária	20.309	15.915	20.309	15.915
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	1.336.133	-	1.336.133
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(5.087)	(11.642)	73.432	(27.685)
	6.472.194	**6.453.880**	**22.864.813**	**19.986.009**
(-) Insumos				
Compras de energia	(2.171.606)	(1.125.873)	(1.392.681)	(1.563.232)
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão	(432.455)	(439.686)	(804.182)	(706.434)
Materiais e serviços de terceiros	(303.314)	(314.546)	(770.665)	(707.205)
Transações no mercado de energia de curto prazo	(136.101)	(26.664)	(439.469)	(133.521)
Seguros	(66.884)	(48.562)	(183.219)	(123.757)
Custos com construção de infraestrutura de transmissão	-	-	(1.500.771)	(462.567)
Custos com construção de usinas	-	-	(8.373.018)	(6.059.726)
Reversão de *impairment*	-	-	-	45.061
Repactuação do risco hidrológico	9.288	-	9.858	-
Outros	(73.346)	(74.532)	(131.838)	(100.261)
	(3.174.418)	**(2.029.863)**	**(13.585.985)**	**(9.811.642)**
VALOR ADICIONADO BRUTO	**3.297.776**	**4.424.017**	**9.278.828**	**10.174.367**
Depreciação e amortização	(447.279)	(423.413)	(1.392.171)	(1.072.024)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	**2.850.497**	**4.000.604**	**7.886.657**	**9.102.343**
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Receitas financeiras	282.008	367.519	729.335	622.113
Resultado de participações societárias	3.113.416	3.236.897	687.404	714.115
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	**6.245.921**	**7.605.020**	**9.303.396**	**10.438.571**

Continua na próxima página

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO

	Controladora				Consolidado			
	2025	%	2024	%	2025	%	2024	%
Remuneração:								
Do trabalho								
Remuneração e encargos	247.115	4,0	231.056	2,9	306.101	3,3	264.396	2,5
Benefícios	65.939	1,1	68.018	0,9	79.136	0,9	76.594	0,7
Participação nos resultados	34.840	0,6	35.858	0,5	44.517	0,5	41.049	0,4
FGTS	14.114	0,2	15.024	0,2	19.089	0,2	17.000	0,2
	362.008	**5,9**	**349.956**	**4,5**	**448.843**	**4,9**	**399.039**	**3,8**
Do governo								
Impostos federais	446.261	7,1	904.016	11,9	1.796.738	19,3	2.319.186	22,2
Impostos estaduais	23.591	0,4	21.063	0,3	23.135	0,2	22.719	0,2
Impostos municipais	4.228	0,1	4.575	0,1	4.497	-	5.391	0,1
Encargos setoriais	204.003	3,3	236.657	3,1	278.613	3,0	309.838	3,0
Despesas de concessões a pagar (UBP)	608.915	9,7	746.378	9,8	616.722	6,6	755.682	7,3
	1.286.998	**20,6**	**1.912.689**	**25,2**	**2.719.705**	**29,1**	**3.412.816**	**32,8**
Do capital de terceiros								
Juros e variações monetárias	1.995.864	32,0	1.039.735	13,7	2.642.134	28,4	1.716.073	16,4
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	518.780	5,6	469.711	4,5
Aluguéis	2.117	-	2.275	-	11.218	0,1	21.367	0,2
Outras despesas financeiras	16.093	0,3	21.016	0,3	104.797	1,1	116.724	1,2
	2.014.074	**32,3**	**1.063.026**	**14,0**	**3.276.929**	**35,2**	**2.323.875**	**22,3**
Do capital próprio								
Reserva legal	129.142	2,1	-	-	129.142	1,4	-	-
Reserva de incentivos fiscais	1.460	-	553	-	1.460	-	553	-
Reserva de retenção de lucros	1.126.602	17,9	2.435.112	32,0	1.126.602	12,2	2.435.112	23,3
Dividendos	1.276.958	20,4	1.647.953	21,7	1.276.958	13,7	1.647.953	15,8
Juros sobre o capital próprio	100.000	1,6	250.000	3,3	100.000	1,1	250.000	2,4
Realização do custo atribuído	(36.941)	(0,6)	(37.335)	(0,5)	(36.941)	(0,4)	(37.335)	(0,4)
Dividendos e JCP prescritos	(14.380)	(0,2)	(16.934)	(0,2)	(14.380)	(0,2)	(16.934)	(0,2)
Acionistas não controladores	-	-	-	-	275.078	3,0	23.492	0,2
	2.582.841	**41,2**	**4.279.349**	**56,3**	**2.857.919**	**30,8**	**4.302.841**	**41,1**
	6.245.921	**100,0**	**7.605.020**	**100,0**	**9.303.396**	**100,0**	**10.438.571**	**100,0**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
DE 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024
(Em milhares de reais ou outras moedas, exceto quando indicado de forma diferente)

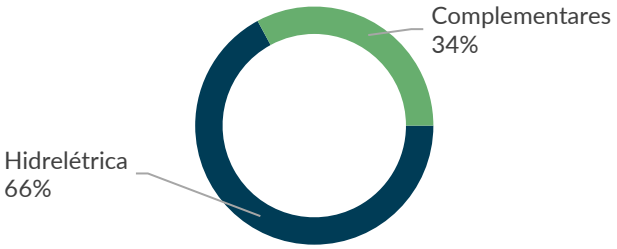
NOTA 1. CONTEXTO OPERACIONAL

A ENGIE Brasil Energia S.A. ("Companhia" ou "ENGIE Brasil Energia" ou "ENGIE") é uma concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, e sociedade anônima de capital aberto, com sede no município de Florianópolis, estado de Santa Catarina, Brasil. A ENGIE é uma plataforma de investimentos em infraestrutura, atuante nas atividades de geração centralizada, comercialização, *trading* e transmissão de energia elétrica. Estas atividades são regulamentadas pela Aneel. A Companhia atua ainda no segmento de transporte de gás, regulado pela ANP. Mais informações vide Nota 26 – Informações por segmento.

As ações da Companhia, sob o código EGIE3, estão listadas no Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3). Ademais, a ENGIE Brasil Energia negocia ADR Nível I no mercado de balcão norte-americano, sob o código EGIEY, pela relação de um ADR para cada ação ordinária.

O controle acionário da Companhia é detido pela ENGIE Brasil Participações Ltda. ("ENGIE Participações"), empresa constituída no Brasil, controlada pela International Power S.A., cuja sede está na Bélgica. Essa, por sua vez, é controlada pela International Power Ltd., empresa sediada no Reino Unido, a qual integra o grupo econômico ENGIE, sediado na França.

A ENGIE Brasil Energia é responsável por aproximadamente 5,6%[1] da capacidade instalada do país. Em 31.12.2025, a capacidade instalada da Companhia, incluindo as participações em consórcios de geração de energia, era de 10.684,8 MW própria. A garantia física para fins de comercialização era de 5.199,8 MW médios, dos quais 358,6 MW médios são relativos à parcela de 70% da garantia física das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, que foram destinadas ao ACR, no Sistema de Cotas de Garantia Física. A capacidade instalada da Companhia é distribuída conforme a seguir.



Em 31.12.2025, o parque gerador em operação da Companhia era composto por **133 usinas**, sendo:

13	88	1	29	2
hidrelétricas ("UHE")	parques eólicos	à biomassa[2]	solares fotovoltaicas	pequenas centrais hidrelétricas ("PCH")

(1) As informações não financeiras contidas nessas demonstrações financeiras como MW, MW médio, potência instalada, entre outros, não são auditadas pelos auditores independentes.
(2) Em 01.10.2025, foi encerrada a operação de transferência de 95% das ações da usina de cogeração da biomassa Ibitiúva Bioenergética, para a Tereos, não fazendo mais parte do portfólio da Companhia a partir desta data.

a) Concessões e autorizações

Em 31.12.2025, a Companhia possuía as seguintes concessões e autorizações:

a.1) Concessões de geração

Concessões	Detentor (a) da concessão	Modelo de acordo contratual	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Início da concessão - EBE	Vencimento da concessão[2]	Indexador do reajuste anual	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
UHE Salto Santiago	ENGIE	Privatização	1.420	702	09.1998	11.2030	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Salto Osório	ENGIE	Privatização	1.104	487	09.1998	04.2031	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Passo Fundo	ENGIE	Privatização	226	108	09.1998	04.2031	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Itá	ENGIE / Itasa	Privatização	1.450[1]	705[1]	10.1995	12.2032	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Machadinho	ENGIE	Privatização	1.140[1]	520[1]	07.1997	10.2035	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Cana Brava	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	450	248	08.1998	12.2035	IGP-M até set/2021 e IPCA a partir de out/2021	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10, 11 e 15
UHE Ponte de Pedra	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	176	128	10.1999	08.2037	IGP-M	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10, 11 e 15
UHE São Salvador	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	243	141	04.2002	05.2042	IGP-M até jun/2007 e IPCA a partir de jul/2007	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10, 11 e 15
UHE Santo Antônio do Jari	Companhia Energética do Jari S.A.	UBP para Geração de Energia Elétrica	393	211	08.2025	10.2045	IGP-M	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	10, 11 e 15
UHE Estreito	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	1.087[1]	610[1]	12.2002	02.2047	IGP-M até out/2011 e IPCA a partir de nov/2011	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10, 11 e 15
UHE Jaguara	Jaguara	Regime de Cotas	424	324	12.2017	06.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	6, 10 e 11
UHE Miranda	Miranda	Regime de Cotas	408	188	12.2017	06.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	6, 10 e 11
UHE Cachoeira Caldeirão	Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A.	UBP para Geração de Energia Elétrica	219	123	08.2025	08.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	10, 11 e 15

(1) Valores totais, incluindo montante referente às demais empresas nos consórcios.
(2) Considera os períodos de extensão previstos nas Leis nº 13.360/2016, nº 14.052/2020 e nº 14.182/2021 e resolução autorizativa nº 16.467/2025.

a.2) Concessões de transmissão

Concessões	Detentor (a) da concessão	Modelo de acordo contratual	Extensão	Subestações	Início da concessão	Vencimento da concessão	Indexador do reajuste anual	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
Gralha Azul	ETP[1]	Deságio da RAP	1.000 km	5	03.2018	03.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7
Novo Estado	ETP[1]	Deságio da RAP	1.800 km	1	03.2018	03.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7 e 11
Gavião Real	ETP[1]	Deságio da RAP	1 km	Ampliação em subestação de terceiros	09.2022	09.2052	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7
Asa Branca	ETP[1]	Deságio da RAP	1.006 km	-	09.2023	09.2053	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7
Graúna	ETP[1]	Deságio da RAP	943 km	4	12.2024	12.2054	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7

(1) ENGIE Transmissão de Energia Participações S.A. (“ETP”) é a nova denominação de ENGIE Transmissão de Energia Participações II S.A. (“ETP II”).

a.3) Participação da ENGIE e controladas nos consórcios

Consórcios	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Referência nota
UHE Itá	1.127	529	9
UHE Machadinho	415	143	9
UHE Estreito	436	244	9

Para o Consócio Machadinho, no período de extensão da concessão decorrente da repactuação do risco hidrológico, explicado na Nota 11 - Intangível, a Companhia possui 91,19% da garantia física da usina.

a.4) Autorizações

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Extensão	Estações de compressão	Início da autorização	Vencimento da autorização	Referência nota
Gasodutos						
Transportadora Associada de Gás (TAG)	Transportadora Associada de Gás (TAG)	4.600 km	11[1]	06.2019	Prazo indeterminado	9

(1) A TAG possui 11 estações próprias de compressão.

A TAG opera seus atuais gasodutos sob o regime de autorização, cujo prazo de vencimento de 2039 a 2041, foi ratificado pela Lei 14.134/2021 (“Nova Lei do Gás”). A Nova Lei do Gás deixou de estipular prazo específico de vigência das autorizações, sendo aplicáveis as hipóteses de revogação previstas na referida lei. Além disso, os bens e instalações destinados à atividade de transporte de gás deixaram de estar vinculados à respectiva autorização, não havendo mais a obrigatoriedade de devolução para a União ou desmobilização dos mesmos após o término da autorização, revogação ou extinção.

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Início da autorização	Vencimento da autorização	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
Usinas de Cogeração							
Ferrari	Ferrari Termoelétrica	72	26	07.2007	06.2042[2]	Transferência parceiro[2]	10 e 11
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)							
PCH Rondonópolis	Tupan	27	14	12.2002	12.2037	Devolução do ativo	10 e 11
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	12	12.2002	12.2037	Devolução do ativo	10 e 11
Usinas eólicas (EOL)							
Conjunto Eólico Trairí	SPEs do Conjunto	213	97	09.2011 e 01.2015[1]	09.2041 e 01.2045[1]	Desmobilização	10 e 11
EOL Umburanas 1-3,5-6,9-11, 13, 15-16,18	Umburanas Eólicas	233	141	08.2014	08.2049	Desmobilização	10 e 11
EOL Umburanas 8	Umburanas Eólicas	25	15	10.2014	10.2049	Desmobilização	10 e 11
EOL Campo Largo III, IV, VI e VII	CLWP Eólicas	119	60	07.2015	07.2050	Desmobilização	10 e 11
EOL Umburanas 17	Umburanas Eólicas	22	13	07.2015	07.2050	Desmobilização	10 e 11
EOL Campo Largo V e XXI	CLWP Eólicas	59	29	08.2015	08.2050	Desmobilização	10 e 11
EOL Umburanas 19, 21, 23 e 25	Umburanas Eólicas	80	44	08.2015	08.2050	Desmobilização	10 e 11
EOL Campo Largo I, II, XV, XVI e XVIII	CLWP Eólicas	148	77	05.2017	05.2052	Desmobilização	10 e 11
EOL Campo Largo VIII-XIV, XVII, XIX, XX, XXII	CLWP Eólicas	361	192	12.2019	12.2054	Desmobilização	10 e 11
EOL Santo Agostinho 1-6,13,14,17,18,21 e 25-27	SPEs do Conjunto	434	224	05.2021	05.2056	Desmobilização	10 e 11
EOL Serra do Assuruá 1-24	SPEs do Conjunto	846	410	11.2021	11.2056	Desmobilização	10 e 11
EOL Tubarão P&D	ENGIE Brasil Energia	2	0,3	05.2015	Não operacional	Não operacional	10 e 11
EOL Tubarão 2 P&D	ENGIE Brasil Energia	4	-	02.2021	Não operacional	Não operacional	10 e 11

(1) O Conjunto Eólico Trairí é constituído por duas *holdings* concentrando SPEs com diferentes datas de início e encerramento de operação.
(2) O ativo será transferido para o parceiro ao término do consórcio juntamente com a autorização, por meio de cessão não onerosa e o consórcio será encerrado. O prazo de transferência dos ativos, incluindo a autorização, para o parceiro é 02.2033, sem a possibilidade de extensão.

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Início da autorização	Vencimento da autorização	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
Usinas fotovoltaicas							
Conjunto São Pedro	SPEs do Conjunto	54	16	03.2016	03.2051	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Fotovoltaico Paracatu	SPEs do Conjunto	132	34	04.2016, 05.2016 e 06.2016[1]	04.2051, 05.2051 e 06.2056[1]	Desmobilização	10 e 11
Central Fotovoltaica Assú V	Assú V	34	9	06.2016	06.2051	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Fotovoltaico Floresta	SPEs do Conjunto	86	25	06.2016	06.2051	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Juazeiro	SPEs do Conjunto	120	35	06.2016	06.2051	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Sol do Futuro	SPEs do Conjunto	81	16	06.2016	06.2051	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Sertão Solar (Barreiras)	SPEs do Conjunto	95	26	07.2018	07.2053	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Lar do Sol	SPEs do Conjunto	198	53[2]	04.2019	04.2054	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Fotovoltaico Assu Sol 1,4,5, e 8	SPEs do Conjunto	172	53	02.2022	02.2057	Desmobilização	10 e 11
Nova Aurora	ENGIE Brasil Energia	3	0,2	04.2014	Não operacional	Não operacional	10 e 11
Usinas fotovoltaicas - Em construção							
Conjunto Fotovoltaico Assu Sol 2,3,6,7,9-16	SPEs do Conjunto	580	176	02.2022	02.2057	Em desenvolvimento	10 e 11

(1) O Conjunto Fotovoltaico Paracatu é constituído por 4 SPEs com diferentes datas de início e encerramento de operação.
(2) As usinas pertencentes ao Conjunto Lar do Sol não possuem garantia física declarada, portanto suas capacidades comerciais são baseadas na geração prevista.

a.5) Obrigações contratuais condicionantes das concessões

A Companhia como concessionária, possui obrigações com o Poder Concedente e a Aneel. Exceto pelas particularidades de cada usina, as obrigações gerais para todas as concessões, englobam a responsabilidade pelas eventuais consequências danosas da exploração das usinas, bem como por ações de empresas subcontratadas para um ou mais serviços de construção, montagem, operação e manutenção, especialmente os decorrentes de ampliações e melhorias.

A concessionária mantém de forma permanente, por meio de adequada estrutura de operação e conservação, os equipamentos e instalações das concessões em perfeitas condições de funcionamento, bem como seu estoque de material de reposição, manter equipe técnica, própria ou terceira, legalmente habilitada e treinada e em número compatível com o desempenho operacional, de modo a assegurar a continuidade, regularidade, eficiência e segurança da exploração das concessões. Ela, também, atende a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária e aos encargos oriundos da legislação e normas regulamentares estabelecidas pelo Poder Concedente e pela Aneel.

Além das obrigações supracitadas, cabe à concessionária realizar investimentos necessários para garantir a qualidade, atualidade da produção e transmissão de energia elétrica, compreendendo a modernidade das técnicas, dos equipamentos, das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão. E, elaborar, manter e executar programas periódicos de inspeção, monitoramento, ações de emergência e avaliação da segurança das estruturas das concessões, são obrigações, assim como manter atualizada a análise e interpretação desses dados, os quais devem ficar à disposição da fiscalização da Aneel.

Ademais, a gestão documental, a proteção especial de documentos e arquivos, organizar e manter atualizado os registros e os inventários dos bens vinculados à concessão, publicar anualmente as demonstrações financeiras e regulatórias, contratar e manter durante o prazo de vigência da concessão, apólices de seguro para garantir a cobertura adequada dos equipamentos imprescindíveis à continuidade da prestação do serviço, cabendo à concessionária a definição dos bens e instalações a serem segurados, são obrigações relacionadas às concessões.

Com relação a legislação ambiental e de recursos hídricos, cabe à concessionária instalar, operar e manter, em conformidade com a Resolução Conjunta da Aneel e ANA, as instalações e observações hidrométricas. Respeitar os limites das vazões de restrição, máxima e mínima, taxas de variação das vazões defluentes, níveis máximos e mínimos operativos e taxas de variação de níveis operativos, observando as condições de operação de reservatório definidas pela ANA, em articulação com o ONS. A concessionária fica responsável por realizar a gestão dos reservatórios das usinas hidrelétricas e suas respectivas áreas de proteção.

Quanto aos contratos, fica encarregada a concessionária de celebrar os contratos de uso e conexão aos sistemas de transmissão e de distribuição e efetuar os pagamentos dos respectivos encargos, prestar contas à Aneel, anualmente, da gestão da concessão de geração, mediante relatório compreendendo o desempenho técnico operacional das instalações sob sua responsabilidade, bem como manter comunicação constante com a Aneel sobre alterações societárias e transações com partes relacionadas.

a.6) Indisponibilidade dos bens

Os bens e instalações utilizados na geração, transmissão e comercialização de energia elétrica são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e a expressa autorização do Órgão Regulador. A Aneel regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

b) Principais eventos societários e operacionais

Os principais eventos societários e operacionais ocorridos no exercício de 2025 foram estes:



b.1) *Ratings* da Companhia

Abaixo seguem avaliações por *ratings* da ENGIE Brasil Energia, efetuadas pela agência Fitch Ratings no decorrer de 2025:

Rating	Classificação	Data
Rating nacional de longo prazo	'AAA(bra)' com perspectiva estável	04.02.2025
Rating nacional de longo prazo - 6ª, 7ª, 9ª, 10ª, 11ª, 12ª e 13ª emissões de debêntures	'AAA(bra)' com perspectiva estável	04.02.2025
Rating internacional de longo prazo em moeda estrangeira	'BB+' com perspectiva estável	04.02.2025
Rating internacional de longo prazo em moeda local	'BBB-', com perspectiva estável	04.02.2025
14ª emissão de debêntures	'AAA(bra)' com perspectiva estável	24.02.2025
15ª emissão de debêntures	'AAA(bra)' com perspectiva estável	18.06.2025

b.2) Início da entrada em operação do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol

Em 08.01.2025 a Companhia recebeu autorização na Aneel para iniciar a operação comercial do primeiro parque do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, com 40,5 MW. Em 31.12.2025 a Companhia tem o total de 171,6 MW de capacidade instalada em operação o qual faz parte do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, que está localizado em Assú (RN) e será composto por 16 parques fotovoltaicos, com capacidade instalada total de 752 MW.

b.3) Emissão de debêntures

A Companhia emitiu debêntures com o objetivo de formação de capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia. Em 14.03.2025, ocorreu a liquidação financeira da 14ª emissão de debêntures simples pela Controladora, no valor total de R$ 2.000 milhões, em 2 séries. E, concomitantemente, foram contratadas operações de proteção (*swap*), com o intuito de proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros de ambas as séries.

Em 20.06.2025, a Companhia realizou, de forma inédita, a emissão de debêntures verdes, alinhada ao seu *Green Finance Framework* e validada por parecer independente especializado (SPO). A 15ª emissão totalizou R$ 2.200 milhões em debêntures simples, não conversíveis em ações, distribuídas em duas séries. Os recursos provenientes dessa emissão de debêntures serão destinados à execução do plano de investimentos da Companhia e à formação de capital de giro. A liquidação financeira ocorreu em 14.07.2025. Concomitantemente, com o intuito de proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros de ambas as séries, foram contratadas operações de proteção (*swap*). Mais informações vide Nota 14 –Instrumentos de dívida.

b.4) Aquisição de ativos hidrelétricos

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 21.03.2025, aprovou a assinatura do contrato de aquisição pela Companhia de dois ativos hidrelétricos. No mesmo dia, a Companhia, a EDP Energia do Brasil S.A. e a China Three Gorges Energia S.A. celebraram contrato de compra e venda de ações que regula a aquisição da totalidade das ações de emissão da Companhia Energética do Jari e da Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A., que englobam a Usina Hidrelétrica Cachoeira Caldeirão e a Usina Hidrelétrica Santo Antônio do Jari. Em 13.08.2025 após a confirmação do cumprimento das condições precedentes a que estava sujeita, foi concluída a operação da aquisição. O preço de aquisição total foi de R$ 2.316.139. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

Os ativos adquiridos compreendem, participações integrais em empreendimentos de geração hidrelétricas localizados no Estado do Amapá. A Usina Hidrelétrica Santo Antônio do Jari, localizada no Rio Jari, entre os municípios de Laranjal do Jari (Amapá) e Almeirim (Pará), conta com 393 MW de capacidade instalada e 211 MW médios de capacidade comercial. A usina iniciou sua operação comercial em 2014 e a concessão vence em outubro de 2045. Sua energia está totalmente contratada no ACR em dois contratos: 190 MW médios no 11º leilão de Energia Nova em 2010 e 20,9 MW médios no 15º leilão de Energia Nova em 2012.

Complementarmente, a Usina Hidrelétrica Cachoeira Caldeirão, localizada no Rio Araguari, no município de Ferreira Gomes (Amapá), possui capacidade instalada de 219 MW e capacidade comercial de 123 MW médios. O início da operação comercial ocorreu em 2016 com outorga até agosto de 2048. A contratação de 130 MW médios ocorreu no 15º leilão de Energia Nova em 2012.

b.5) Impactos das tarifas aplicadas pelos Estados Unidos

Em julho de 2025, o governo dos Estados Unidos anunciou a aplicação de uma tarifa de 50% sobre todos os produtos brasileiros, medida que entrou em vigor em 06.08.2025. A partir de setembro do mesmo ano, novas ordens executivas ajustaram a política tarifária, resultando em flexibilizações e concessão de isenções para diversos itens – incluindo aeronaves civis, fertilizantes, suco de laranja e polpa de madeira – bem como reduções de tarifa para produtos como celulose e ferroníquel. Apesar das revisões, setores específicos continuaram sujeitos à tarifa integral.

No exercício de 2025, a Companhia não apurou impactos decorrentes dessas medidas em suas demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Adicionalmente, em 31.12.2025, a Companhia não mantinha nenhum compromisso financeiro relevante em moeda estrangeira cuja variação cambial não estivesse integralmente protegida por operação de *hedge*, conforme Nota 13 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros.

b.6) Incorporação de controlada

Em 22.09.2025, a Assembleia Geral Extraordinária aprovou a incorporação da CEE, sociedade de capital fechado e controlada diretamente pela ENGIE Brasil Energia, conforme Protocolo e Justificação aprovado pela Diretoria Executiva em 07.05.2025. O patrimônio líquido da CEE, apurado com base no valor contábil e em laudo de avaliação elaborado por empresa especializada, totalizou R$ 1.691.583, sendo o total de ativos incorporados R$ 1.978.954 e os passivos assumidos R$ 287.371. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

b.7) Entrada em operação comercial de sistemas de transmissão

b.7.1) Trecho *brownfield* de Graúna

Em 18.07.2025, a Companhia assumiu a operação do trecho *brownfield* do projeto Graúna, referente ao Lote 1 do Leilão de Transmissão Aneel 02/2024. O trecho inclui quatro linhas de transmissão, totalizando 162 km, e duas subestações próprias, localizadas em MG e ES. A RAP deste trecho é de R$ 14 milhões, correspondente a aproximadamente 5% da RAP total do projeto. Mais informações vide Nota 7 – Ativo de contrato.

b.7.2) Operação comercial parcial do sistema de transmissão Asa Branca

O Sistema de Transmissão Asa Branca, obteve autorização para o início da operação comercial do trecho Morro do Chapéu II – Poções III, a partir de 26.11.2025. Localizado no centro-sul do estado da Bahia, este trecho representa 33% da RAP do projeto, caracterizando o marco do início da operação. O trecho contempla a implantação de uma linha de transmissão de 500kV com 334km de extensão, além da ampliação de duas subestações associadas. Mais informações vide Nota 7 – Ativo de contrato.

b.8) Aumento de capital social com bonificação de ações

Em 05.11.2025, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a proposta de aumento de capital no montante de aproximadamente R$ 1,96 bilhão, por meio da capitalização de reservas de lucros, com a emissão de ações bonificadas na proporção de uma nova ação para cada 2,5 ações ordinárias existentes. Com a efetivação da operação, o capital social foi elevado de R$ 4,9 bilhões para R$ 6,86 bilhões. Adicionalmente, em 19.12.2025, em Assembleia Geral Extraordinária foi aprovado o aumento do limite do capital autorizado de R$ 7 bilhões para R$ 25 bilhões. Mais informações vide Nota 20 – Patrimônio Líquido.

b.9) Modernização do marco regulatório do setor elétrico

Em 25.11.2025, foi publicada a Lei nº 15.269/2025, decorrente da conversão da Medida Provisória nº 1.304/2025, a qual promove ajustes relevantes no marco regulatório do setor elétrico brasileiro. Entre as alterações introduzidas, destaca-se o estabelecimento de mecanismos de compensação financeira para cortes de geração de usinas eólicas e solares classificados como indisponibilidade externa ou confiabilidade elétrica, impondo tratamentos e fontes de receitas distintas tanto para o passado (período de 01.09.2023 a 25.11.2025) quanto para o futuro (após 25.11.2025). A possibilidade de ressarcimento, contudo, está condicionada à adesão do gerador a um termo de compromisso a ser firmado com o poder concedente, o que implica a desistência de eventuais ações judiciais relacionadas ao tema.

Em 31.12.2025, o MME submeteu à Consulta Pública nº 210/2025 a minuta do referido termo de compromisso, abrindo prazo para contribuições até 16.01.2026. A definição final do instrumento dependerá da análise das sugestões recebidas e da posterior publicação pelo MME do texto definitivo.

A Administração da Companhia acompanha atentamente a evolução desse processo regulatório e avalia os potenciais impactos operacionais, regulatórios e econômico-financeiros associados à implementação da nova legislação, tendo em vista a relevância dos valores associados às tipologias de corte de geração não contemplados no mecanismo de compensação. A decisão da Companhia em aderir ou não ao mecanismo de compensação proposto dependerá das regulamentações complementares que venham a ser editadas, de seus prazos de vigência e da forma como serão operacionalizadas no âmbito do setor elétrico.

NOTA 2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

a) Base de preparação

As demonstrações financeiras consolidadas foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as normas internacionais de contabilidade – IFRS, emitidas pelo IASB, e com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as normas da CVM e os pronunciamentos, interpretações e orientações emitidos pelo CPC e aprovados pelo CFC e pela CVM.

As normas contábeis brasileiras adotadas pela Companhia estão convergentes com as normas internacionais – IFRS, exceto pelos registros no balanço da controladora (i) das operações em conjunto que, pelas normas brasileiras, são reconhecidas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto que, de acordo com as IFRS, pelas regras aplicáveis às operações controladas em conjunto, é previsto que os ativos, os passivos e os resultados sejam reconhecidos de forma proporcional à sua participação no investimento; e (ii) das capitalizações de juros sobre capital de terceiros captados na controladora cujo ativo qualificável está em uma controlada, as quais nas demonstrações financeiras da controladora impactam o investimento pelas normas contábeis brasileiras, enquanto não há previsão desta contabilização nas demonstrações financeiras individuais de acordo com as IFRS.

Adicionalmente, essas demonstrações financeiras foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor, ajustado para refletir o valor justo de determinados instrumentos financeiros, quando aplicável. Essas demonstrações financeiras evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, as quais estão consistentes com as utilizadas pela Administração na sua gestão.

A Companhia está apresentando um conjunto único contendo as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, o qual apresenta informações comparativas em relação ao exercício anterior.

b) Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o real, que é a moeda principal do ambiente econômico de operação da Companhia. As informações financeiras estão apresentadas em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

c) Continuidade operacional

A Administração avaliou a capacidade da Companhia em continuar operando normalmente e concluiu que possui recursos para dar continuidade aos seus negócios no futuro. Adicionalmente, a Administração da Companhia não tem conhecimento de nenhuma incerteza que possa gerar dúvidas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, conforme CPC 26 (R1) – Apresentação das demonstrações contábeis, estas demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

d) Base de consolidação

As demonstrações financeiras consolidadas contemplam as informações da ENGIE Brasil Energia, de suas controladas e de uma operação em conjunto, todas sediadas no Brasil, cujas práticas contábeis estão consistentes com as adotadas pela Companhia. Nas demonstrações financeiras individuais, os investimentos da Companhia são contabilizados com base no método da equivalência patrimonial.

As datas das demonstrações financeiras das sociedades controladas e das operações em conjunto utilizadas para a consolidação e cálculo de equivalência patrimonial coincidem com as da Companhia.

As empresas consolidadas com a ENGIE Brasil Energia são estas:

	Investidor	Segmento operacional	Participação no capital (%)	
			31.12.2025	31.12.2024
Controladas integrais diretas				
Companhia Energética Estreito ("CEE")[1 e 3]	ENGIE	Geração	-	99,99
Companhia Energética Jaguara ("Jaguara")[3]	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Companhia Energética Miranda ("Miranda")[3]	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Companhia Energética do Jari S.A. ("Jari")[3 e 5]	ENGIE	Geração	100	-
Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A. ("Cachoeira Caldeirão")[3 e 5]	ENGIE	Geração	100	-
ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC")[3]	ENGIE	Geração	99,99	99,99
ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP")[2 e 3]	ENGIE	Geração	99,99	99,99
ENGIE Comercializadora Varejista de Energia Ltda. ("ECV")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
ENGIE Trading Comercializadora de Energia Ltda. ("ENGIE Trading")	ENGIE	*Trading*	99,99	99,99
ENGIE Transmissão de Energia Participações S.A. ("ETP")[2, 3 e 12]	ENGIE	Transmissão	99,99	99,99
ENGIE Comercializadora de Gás Ltda ("ECG")	ENGIE	Gás	99,90	99,90
Operação em conjunto				
Itá Energética S.A. ("Itasa")[3 e 4]	ENGIE	Geração	48,75	48,75
Controladas indiretas				
Alvorada Participações Ltda. ("Alvorada")[2] e controladas	ECP	Geração	99,99	99,99
Assu Sol Solar Participações e Geração de Energia SPE S.A. ("Assu Sol")[2] e controladas[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
Campo Largo Solar Participações e Geração de Energia Ltda.	ECP	Geração	99,99	99,99
Central Fotovoltaica Assú V ("Assú")[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
CLWP Brasil Participações S.A. ("CLWP Br")[2] e controladas[3 e 6]	ECP	Geração	99,99	99,99
CLWP Brasil II Participações S.A. ("CLWP Br II")[2] e controladas[3 e 7]	ECP	Geração	99,99	99,99
CLWP Brasil III Participações Ltda. ("CLWP Br III")[2] e controladas[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
Conjunto Eólico Santo Agostinho - Fase II[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
Energias Eólicas do Ceará Ltda. ("EEC")[2] e controladas[3 e 8]	ECP	Geração	99,99	99,99
Energias Eólicas do Nordeste Ltda. ("EEN")[2] e controladas[3 e 8]	ECP	Geração	99,99	99,99
ENGIE Solar Brasil Energia e Consultoria Ltda. ("ENGIE Solar")	ECP	Geração	99,99	99,99
Ferrari Termoelétrica S.A. ("Ferrari")	ECP	Geração	99,99	99,99
Ibitiúva Bioenergética S.A. ("Ibitiúva")[3 e 11]	ECP	Geração	-	95,00
Hidropower Energia S.A. ("Hidropower")	ECP	Geração	99,99	99,99
Maracanã Geração de Energia e Participações S.A.[2] e controladas[3]	ECP	Geração	87,66	87,66
Santo Agostinho Participações S.A.[2] e controladas[3 e 9]	ECP	Geração	99,99	99,99
ENGIE Energia Solar Holding I[2] e controladas[3]	ECP	Geração	100	100
ENGIE Energia Solar Holding II[2] e controladas[3]	ECP	Geração	100	100
Solairedirect Holding Brasil S.A. ("Solairedirect")[2] e controladas[3]	ECP	Geração	100	100
Tupan Energia Elétrica Ltda. ("Tupan")	ECP	Geração	99,99	99,99
Umburanas Participações S.A. ("Umburanas")[2] e controladas[3 e 10]	ECP	Geração	99,99	99,99
Umburanas Participações 2 Ltda. ("Umburanas 2")[2] e controladas[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
Asa Branca Transmissora de Energia S.A.	ETP	Transmissão	99,99	99,99
Gavião Real Transmissora de Energia S.A. ("Gavião Real")[13]	ETP	Transmissão	99,99	99,99
Gralha Azul Participações S.A. ("GAP")[2] e controlada	ETP	Transmissão	100	100
Graúna Transmissora de Energia S.A. ("Graúna")	ETP	Transmissão	99,99	99,99
Novo Estado Participações S.A. ("NEP")[2] e controlada	ETP	Transmissão	100	100

(1) Inclui o Consórcio Estreito. Incorporada em 30.09.2025, com efeitos de incorporação à partir de 01.10.2025.
(2) *Holding*.
(3) Para maiores informações vide Nota 9.
(4) Inclui o Consórcio Itá.
(5) Aquisição de subsidiárias.
(6) Incluem o Consórcio Campo Largo.
(7) Incluem o Consórcio Campo Largo II.
(8) Incluem os Consórcios Trairi e Faísa Trairi.
(9) Incluem o Consórcio Santo Agostinho.
(10) Incluem o Consórcio Umburanas.
(11) Alienação de subsidiária.
(12) ENGIE Transmissão de Energia Participações S.A. ("ETP") é a nova denominação de ENGIE Transmissão de Energia Participações II S.A. ("ETP II").
(13) Em 31.12.2024 a investida Gavião Real era uma controlada direta da Companhia. Em 01.05.2025 foi aprovado a transferência da titularidade das ações para ETP. Mais detalhes disponíveis na Nota 9, subitem b.1.

A consolidação das contas patrimoniais e de resultado ocorre pela soma dos saldos dos ativos, dos passivos, das receitas e das despesas, de acordo com as suas naturezas, ajustados pelas eliminações das transações realizadas entre as empresas consolidadas. A Companhia reconhece em suas demonstrações financeiras consolidadas sua parcela sobre os ativos, passivos, receitas e despesas da operação em conjunto "Itasa".

A Companhia também possui participação em consórcios (operação em conjunto em entidades sem personalidade jurídica), os quais estão descritos no quadro acima, exceto pelos Consórcios Machadinho e Estreito, cuja participação direta é da ENGIE Brasil Energia, para as quais os ativos, os passivos, as receitas e as despesas são reconhecidos diretamente nas demonstrações financeiras da consorciada, com base nas respectivas participações nos consórcios.

As controladas indiretas Lar do Sol e Maracanã são consolidadas integralmente. A participação do acionista não controlador em seu capital social está apresentada de forma segregada nos balanços patrimoniais e nas demonstrações dos resultados consolidados. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos, subitem b.2.1 – acionistas não controladores

Adicionalmente, em 31.12.2025 a Companhia detinha participação de 17,5% no empreendimento em conjunto (*joint venture*) – TAG. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

Quando a Companhia perde o controle exercido sobre uma controlada, é efetuada a baixa dos correspondentes ativos e passivos da controlada pelo seu valor contábil na data em que o controle é perdido.

e) Práticas contábeis

As práticas contábeis relevantes da Companhia estão apresentadas nas notas explicativas próprias aos itens a que elas se referem.

f) Aplicação de julgamentos e práticas contábeis críticas

As práticas contábeis críticas são aquelas importantes para demonstrar a condição financeira e os resultados e requerem os julgamentos mais difíceis, subjetivos ou complexos por parte da Administração, frequentemente como resultado da necessidade de se fazer estimativas que têm impacto sobre questões que são inerentemente incertas. À medida que aumenta o número de variáveis e de premissas que afetam a possível solução futura dessas incertezas, esses julgamentos se tornam ainda mais subjetivos e complexos.

Na preparação das demonstrações financeiras, a Companhia adotou determinadas premissas decorrentes de experiência histórica e outros fatores que considera como razoáveis e relevantes. Ainda que essas estimativas e premissas sejam revistas pela Companhia no curso ordinário dos negócios, a demonstração da sua condição financeira e dos resultados das operações frequentemente requer o uso de julgamentos quanto aos efeitos de questões inerentemente incertas sobre o valor contábil dos seus ativos e dos seus passivos.

Os resultados reais podem ser distintos dos estimados em função de variáveis, de premissas ou de condições diferentes. De modo a proporcionar um entendimento de como a Companhia forma seus julgamentos sobre eventos futuros, inclusive as variáveis e as premissas utilizadas nas estimativas, foram incluídos comentários referentes a cada prática contábil crítica descrita a seguir. As principais notas explicativas vinculadas a aplicação de julgamentos e práticas contábeis críticas são:

Estimativas, julgamentos e práticas contábeis críticas	Nota Explicativa
Taxa de desconto aplicada no ativo financeiro de concessão	6
Revisão tarifária periódica e atualização do fluxo por estimativa de alterações futuras à RAP	7
Margem de construção de ativo de contrato	7
Determinação da vida útil do ativo imobilizado e intangível	10 e 11
Teste de redução ao valor recuperável dos ativos de longa duração e de vida útil indefinida	10 e 11
Determinação dos valores justos dos instrumentos financeiros derivativos	13 e 14
Taxa de desconto aplicada nas concessões a pagar (UBP)	15
Obrigações com benefícios de aposentadoria	16
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	17
Provisão para desmobilização de ativos de geração	17
Realização do imposto de renda e contribuição social diferidos	18
Transações de compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo	22 e 23

f.1) Revisão tarifária periódica e atualização do fluxo por estimativa de alterações futuras à RAP

A RTP tem como fundamento, principalmente, a estrutura de investimentos realizados e a taxa de remuneração de capital, resultando em modificações nos valores das RAP futuras. A revisão ocorre no 5º, 10º e 15º ano após o leilão. Em função da revisão, o saldo do ativo contratual é ajustado para considerar o novo fluxo financeiro. A atualização do fluxo por estimativa de alterações futuras à RAP tem como base, principalmente, a expectativa de revisão da estrutura de investimentos realizados e a taxa de remuneração de capital, resultando em modificações nos valores das RAP futuras. Em função da revisão, o saldo do ativo contratual é ajustado para considerar a nova estimativa do fluxo financeiro.

f.2) Determinação da vida útil do ativo imobilizado e intangível

A Companhia reconhece a depreciação e amortização de seus ativos com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, as quais são praticadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro e representam as vidas úteis estimadas dos bens. Os investimentos iniciais nos ativos de geração cujas usinas possuem concessão do serviço público são depreciados com base nas vidas úteis definidas pela Aneel, limitadas ao prazo da concessão das usinas. Entretanto, as vidas úteis reais podem variar com base na atualização tecnológica dos ativos de cada unidade geradora. As vidas úteis dos ativos imobilizados também afetam os testes de recuperação (*impairment*) destes ativos, quando eles são necessários.

f.3) Teste de redução ao valor recuperável dos ativos de longa duração e de vida útil indefinida

Existem regras específicas para avaliar a recuperação dos ativos de vida longa e de vida útil indefinida, especialmente, os ativos imobilizados, intangíveis e investimentos. Para os ativos imobilizados, no encerramento do exercício a Companhia analisa a existência de evidências de que o montante dos ativos de longa duração pode não ser recuperável. Em situações não comuns, se tais evidências são identificadas, a Companhia procede ao teste de *impairment*. Ativos com vida útil indefinida são submetidos ao teste de *impairment* no mínimo anualmente e sempre que identificada indicação de que o ativo possa apresentar perda por redução ao valor recuperável.

f.4) Determinação dos valores justos dos instrumentos financeiros derivativos

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos ao valor justo nas demonstrações financeiras. A definição do valor justo dos derivativos da Companhia exige o uso de metodologias de valoração que podem ser complexas e envolve o uso de estimativas futuras de câmbio, de inflação, de taxas de juros de longo prazo e de preços de energia.

f.5) Obrigações com benefícios de aposentadoria

A Companhia reconhece suas obrigações com planos de benefícios a empregados e os custos relacionados, líquidos dos ativos do plano, adotando estas práticas: (i) os compromissos futuros decorrentes dos planos de benefício de pensão são descontados ao valor presente com base nas taxas de juros de títulos do Governo Federal com duração média (*duration*) similar à esperada para pagamento dos compromissos futuros projetados; e (ii) os ativos dos planos de pensão são avaliados pelos seus valores justos na data do balanço patrimonial.

Nos cálculos atuariais, os consultores atuariais também utilizam fatores subjetivos, como tábuas de mortalidade, estimativas de inflação, de previsão de crescimento salarial, de desligamento e de rotatividade. As premissas atuariais usadas pela Companhia podem ser diferentes dos resultados reais devido a mudanças nas condições econômicas e de mercado, eventos regulatórios, decisões judiciais ou períodos de vida mais curtos ou longos dos participantes. Entretanto, a Companhia e seus atuários utilizaram premissas consistentes com as análises internas e externas realizadas para a definição das estimativas.

f.6) Provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas

A Companhia é parte de diversos processos judiciais e administrativos, para os quais são constituídas provisões quando é provável uma saída de recursos para liquidar a contingência e uma estimativa razoável possa ser realizada. Os passivos contingentes significativos avaliados como de risco possível e remoto não são provisionados. Quando relevantes, os processos avaliados como de risco possível são divulgados em notas explicativas.

A probabilidade de saída de recursos é baseada em avaliação e qualificação dos riscos. Essa avaliação é suportada pelo julgamento e pela experiência da Administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, bem como outros aspectos aplicáveis. As avaliações de risco e os valores estimados podem divergir dos que vierem a ser incorridos pela Companhia.

f.7) Provisões para desmobilização de ativos de geração

Os custos de desmobilização de ativos de geração são provisionados com base em estimativas e premissas relacionadas às taxas de desconto e ao valor presente dos custos esperados para a desmobilização e remoção dos ativos ao fim do prazo de autorização das usinas e são reconhecidos em contrapartida dos custos do correspondente ativo. A provisão é revisada anualmente e quaisquer ajustes de estimativa são efetuados em contrapartida do custo do ativo.

f.8) Realização do imposto de renda e contribuição social diferidos

A projeção da realização dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo e passivo não circulantes, provenientes de diferenças temporárias, está baseada no período de realização de cada item constante do ativo e passivo diferido, prejuízo fiscal e base negativa, baseadas nas projeções de resultados futuros. São calculados aplicando-se as alíquotas efetivas previstas para os exercícios sociais em que se espera realizar ou exigir as diferenças temporárias – diferenças entre o valor contábil dos ativos e dos passivos e sua base fiscal –, ou compensar os prejuízos fiscais e as bases negativas de contribuição social, quando aplicável.

Os critérios utilizados para a realização de cada item estão relacionados com a previsibilidade de realização do valor principal que originou a diferença temporária. Quando a expectativa de realização do item é de difícil previsão, principalmente por não ser de controle da Companhia, tais como provisões para litígios, a Companhia adota históricos de realização para projetar sua realização futura. A realização dos valores de prejuízo fiscal e base negativa acompanham as possibilidades de compensação considerando os lucros futuros e o limite estabelecido na legislação.

f.9) Transações de compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo

Os registros das transações de compra e venda de energia no mercado de curto prazo são reconhecidos pelo regime de competência, com base nos dados divulgados pela CCEE, que são apurados pelo produto das sobras ou déficits de energia contabilizadas em determinado mês, pelo PLD correspondente, ou, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente, por estimativa preparada pela Companhia.

f.10) Outros

Os demais itens não mencionados, estão detalhados nas respectivas notas explicativas referenciadas.

g) Novas normas, alterações e interpretações

O IASB e o CPC emitiram novos pronunciamentos e revisões às normas existentes. A relação destas revisões aplicáveis e adotadas pela Companhia e respectivos impactos é apresentada a seguir:

Revisão e Normas impactadas	Correlação IASB	Data de aprovação (Brasil)	Aplicável a partir de	Impactos contábeis
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 27 Contempla as alterações trazidas pelo Lack of Exchangeability emitido pelo IASB, com alterações no Pronunciamento Técnico CPC 02 (R2) - Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio e Conversão de Demonstrações Contábeis e no CPC 37 (R1) - Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade.	IAS 21	05.07.2024	01.01.2025	Sem impactos relevantes.
Orientação Técnica OCPC nº 10 A OCPC 10 trata dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidenciação de créditos de carbono (tCO2e), permissões de emissão (*allowances*) e créditos de descarbonização (CBIO) a serem observados pelas entidades na originação e aquisição para cumprimento de metas de descarbonização (aposentadoria) ou negociação, bem como dispor sobre os passivos associados, sejam eles decorrentes de obrigações legais ou não formalizadas, conforme definido no CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes.	n/a[1]	18.10.2024	01.01.2025	Sem impactos relevantes.
Pronunciamento Técnico CPC nº 18 (R3) e Interpretação Técnica ICPC nº 09 (R3) As alterações ao Pronunciamento Técnico CPC 18 (R3) e à Interpretação Técnica ICPC 09 (R3), tiveram como objetivo o alinhamento das normativas contábeis brasileiras com os padrões internacionais emitidos pelo IASB.	IAS 28	02.08.2024	01.01.2025	Sem impactos relevantes.

(1) Sem correspondente direto nas normas internacionais.

h) Novas normas, alterações e interpretações ainda não vigentes

Revisão e Normas impactadas	Correlação IASB	Data de aprovação (Brasil)	Aplicável a partir de	Impactos contábeis
IFRS 9 e IFRS 7 O IASB emitiu emenda aos IFRS 9 e IFRS 7 com alterações específicas na norma para abranger os contratos de eletricidade relacionada à natureza (fontes eólicas e solares), e com alterações à classificação e mensuração de instrumentos financeiros.	n/a[1]	n/a[1]	01.01.2026	Sem impactos relevantes.
Pronunciamentos Técnicos CBPS n° 01 CBPS nº02 Os novos pronunciamentos abordam os requisitos e as diretrizes relacionados à sustentabilidade corporativa, alinhando-se aos padrões internacionais estabelecidos pelo IFRS S1 e IFRS S2. Essas normas visam promover maior transparência e padronização na divulgação de informações ambientais, sociais e de governança (ESG), bem como os impactos financeiros relacionados ao clima.	IFRS S1 e IFRS S2	12.09.2024	01.01.2026	A Companhia está estruturando o relatório, que será publicado em 2027, com referência ao ano-base de 2026.
Melhorias Anuais às Normas Contábeis IFRS – Volume 11 As Melhorias Anuais às Normas Contábeis IFRS – Volume 11, promovem alterações às seguintes normas IFRS 1 Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade, IFRS 7 Instrumentos Financeiros: Evidenciação, IFRS 9 Instrumentos Financeiros, IFRS 10 Demonstrações Consolidadas e IAS 7 Demonstração dos Fluxos de Caixa	n/a[1]	n/a[1]	01.01.2026	Sem impactos relevantes.
CPC 51 O CPC 51 substitui o CPC 26 (R1) – Apresentação das Demonstrações Financeiras, transportando diversas das exigências do CPC 26 (R1) não alteradas e complementando-as com as novas exigências. Além disso, alguns parágrafos do CPC 26 (R1) foram movidos para o CPC 23 (R2) - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro e CPC 40 (R1) – Instrumentos Financeiros: Evidenciação. A nova norma exige aplicação retrospectiva com disposições de transição específicas.	IFRS 18	10.10.2025	01.01.2027	A Companhia espera que a aplicação dessas alterações tenha um impacto significativo sobre as demonstrações financeiras no futuro. Atualmente, a Companhia está em fase de estudo e adequação dos processos internos visando o cumprimento da norma.
IFRS 19 A IFRS 19 permite que entidades elegíveis optem por aplicar seus requisitos de divulgação reduzidos enquanto ainda aplicam os requisitos de reconhecimento, mensuração e apresentação em outros padrões contábeis IFRS.	n/a[1]	n/a[1]	01.01.2027	A Companhia está atualmente avaliando o impacto que a nova norma terá na prática atual.

(1) Alterações sem correspondente direto nas normas brasileiras.

i) Aprovação das demonstrações financeiras

As demonstrações financeiras ora apresentadas foram aprovadas em reunião do Conselho de Administração realizada em 25.02.2026.

NOTA 3. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Prática contábil:

São compostos pelos numerários em espécie, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata e sem risco significativo de mudança de valor. Tais aplicações financeiras são mantidas com a finalidade de atender a compromissos de curto prazo, sendo mensuradas ao valor justo na data das demonstrações financeiras. As variações dos valores justos são registradas no resultado quando auferidas.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Caixa e depósitos bancários à vista	**17.954**	**19.575**	**189.122**	**231.682**
Aplicações financeiras				
Fundo de Investimento Exclusivo				
Operações compromissadas lastreadas exclusivamente em títulos públicos federais	751.928	1.255.795	2.221.280	3.053.381
Operações compromissadas lastreadas em títulos privados e públicos federais	-	-	412.034	-
	751.928	**1.255.795**	**2.633.314**	**3.053.381**
Outras aplicações financeiras	59.502	384.606	536.116	673.695
	811.430	**1.640.401**	**3.169.430**	**3.727.076**
	829.384	**1.659.976**	**3.358.552**	**3.958.758**

As aplicações financeiras da Companhia estão concentradas, substancialmente, nos fundos de investimento exclusivos (FIE) Energy Renda Fixa e Energy Prime Renda Fixa, cuja gestão é feita pelo Banco Santander e pelo Banco BTG Pactual, respectivamente. Os fundos têm como política a alocação do seu patrimônio em ativos de baixíssimo risco, tendo sua carteira em ativos com risco do Governo Brasileiro e em instrumentos de captação bancária, predominantemente de instituições financeiras com classificação de risco AAA, todos com liquidez diária.

A rentabilidade média do FIE Energy Renda Fixa nos anos de 2025 e 2024 foi, respectivamente, cerca de 99,7% e 99,6% do CDI (taxa referencial). Adicionalmente, o FIE Energy Prime Renda Fixa apresentou rentabilidade média de 100,8% do CDI em 2025.

NOTA 4. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

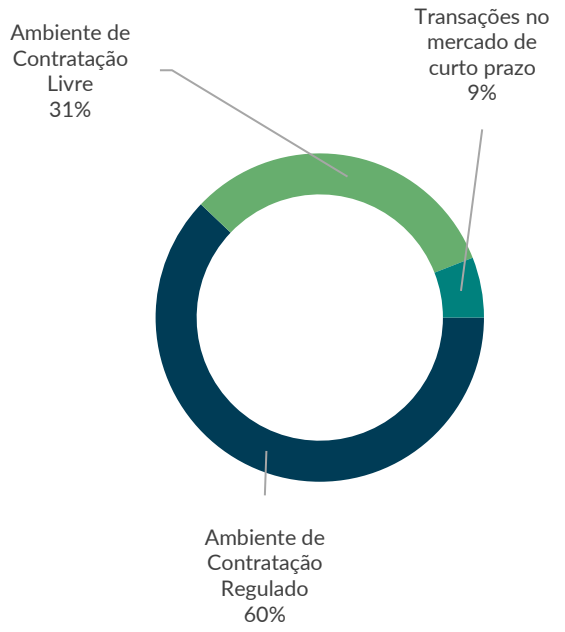
Prática contábil:

São reconhecidas quando o recebimento do valor da contraprestação seja incondicional, ou seja, se fizer necessário apenas o transcorrer do tempo para sua ocorrência. Inicialmente são registradas pelo valor justo da contraprestação a ser recebida e, posteriormente, mensuradas pelo custo amortizado, deduzidas das perdas de crédito esperadas (*impairment*). Essas perdas esperadas são apuradas com base na experiência de perda de crédito histórica, ajustadas com base em dados observáveis recentes para refletir os efeitos e condições atuais e futuras, quando aplicável.

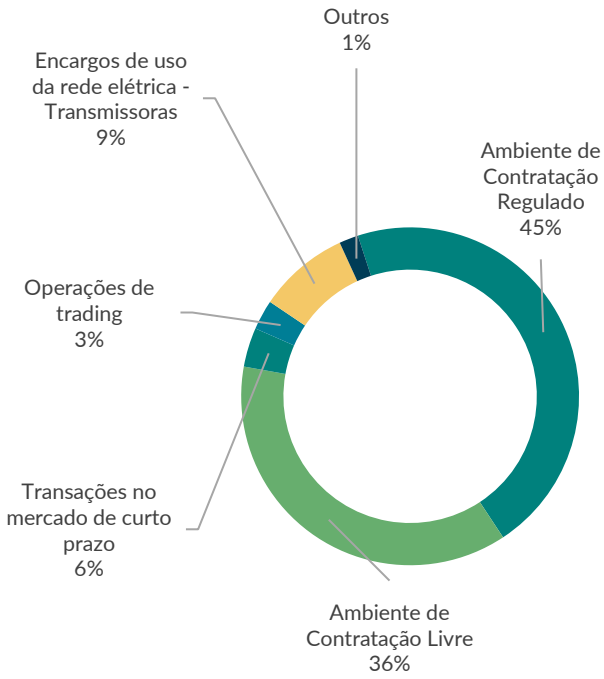
	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Ambiente de Contratação Regulado[1]	416.853	326.464	604.126	532.420
Ambiente de Contratação Livre[2]	214.816	150.893	487.113	413.202
Encargos de uso da rede elétrica - Transmissoras	-	-	115.783	94.518
Transações no mercado de curto prazo	66.207	105.872	76.103	116.097
Operações de *trading*	-	-	37.999	17.903
Outros	-	-	24.364	22.661
Provisão para perdas de crédito esperadas	(6.197)	(6.180)	(22.827)	(22.396)
Ativo circulante	**691.679**	**577.049**	**1.322.661**	**1.174.405**
Ambiente de Contratação Livre[2]	-	-	5.244	5.338
Ambiente de Contratação Regulado[1]	748	748	2.597	2.597
Ativo não circulante[3]	**748**	**748**	**7.841**	**7.935**
	692.427	**577.797**	**1.330.502**	**1.182.340**

(1) Distribuidoras de energia elétrica.
(2) Consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica.
(3) Os valores referentes às contas a receber de clientes no longo prazo estão apresentados como parte da rubrica "Outros ativos não circulantes", vide Nota 8 - Outros ativos.

Controladora[1]



Consolidado[1]



(1) Os valores referentes à provisão para perda de crédito esperado representam 1% do valor total da controladora e 2% do consolidado.

O prazo médio de recebimento dos valores liquidados na CCEE é de aproximadamente 45 dias. A atividade de comercialização de energia por meio de contratos possui um prazo de aproximadamente, 22 dias (21 dias em 31.12.2024), contados do primeiro dia do mês subsequente à venda, enquanto o prazo da atividade de transmissão de energia é de, aproximadamente, 24 dias (25 dias em 31.12.2024).

A composição dos valores a receber vencidos apresentados no ativo circulante é esta:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Vencidos até 30 dias	232	365	2.441	3.203
Vencidos há mais de 30 dias				
Com perdas estimadas reconhecidas	6.197	6.180	22.827	22.396
Outros	-	1	39.612	27.857
	6.429	**6.546**	**64.880**	**53.456**

A Companhia reconheceu R$ 17 e R$ 431 de perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa na controladora e consolidado, respectivamente, no exercício findo em 31.12.2025 (R$ 13.283 registrados no consolidado, em 31.12.2024). A mutação dos saldos, referente às perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa, é a seguinte:

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2023	**(6.180)**	**(9.113)**
Provisão	-	(13.283)
Saldos em 31.12.2024	**(6.180)**	**(22.396)**
Provisão	(17)	(431)
Saldos em 31.12.2025	**(6.197)**	**(22.827)**

NOTA 5. DEPÓSITOS VINCULADOS

Prática contábil:

São mantidos para atendimento às exigências legais e contratuais. São contabilizados inicialmente pelo valor depositado e, posteriormente, pelo custo amortizado.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Garantias de posição devedora na CCEE	25.824	23.050	27.721	24.957
Depósitos para reinvestimento	5.229	5.080	11.364	7.391
Garantias de financiamento	-	-	7.638	4.926
Ativo circulante	**31.053**	**28.130**	**46.723**	**37.274**
Garantias de financiamento[1]	4.113	13.545	449.725	352.443
Outros[2]	9.060	-	36.733	8.239
Ativo não circulante	**13.173**	**13.545**	**486.458**	**360.682**
	44.226	**41.675**	**533.181**	**397.956**

1) A variação decorre, principalmente, dos ingressos das UHEs Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.
2) Saldo referente a incorporação da Companhia Energética Estreito (CEE) e ingresso da UHE Cachoeira Caldeirão. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

a) Garantias de financiamento

Os depósitos vinculados apresentados no circulante referem-se às garantias constituídas pela Companhia em atendimento a obrigações regulatórias e financeiras associadas às suas operações no setor elétrico e a instrumentos financeiros anteriormente contratados. No que se refere a instrumentos derivativos, a Companhia não possui mais operações de *Non-Deliverable Forward (NDF)* contratadas. As últimas posições relacionadas ao projeto Assu Sol foram integralmente liquidadas em dezembro de 2025. Adicionalmente, estão incluídas no saldo de depósitos vinculados as garantias de posição devedora na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, destinadas ao cumprimento do valor mínimo de Limite Operacional para Varejistas, conforme previsto no Art. 90 da Resolução Normativa Aneel nº 957/2021, bem como ao atendimento dos montantes devidos na liquidação de curto prazo no âmbito da CCEE. Esses valores permanecem vinculados até o atendimento integral das exigências operacionais e regulatórias aplicáveis.

As garantias de financiamento apresentadas no não circulante visam assegurar ao credor o pagamento dos serviços de dívida, com o BNDES, BNB, BASA e debêntures, emitidas pela controladora e por suas controladas, assim como o pagamento dos serviços de operação e manutenção, em caso de inadimplemento das beneficiárias, conforme previsto nos instrumentos contratuais. São constituídas, em sua maioria, pelo montante equivalente a três meses do serviço da dívida e a três meses das despesas contratuais de operação e de manutenção.

NOTA 6. ATIVO FINANCEIRO DE CONCESSÃO

Prática contábil:

Usinas cotistas

Corresponde ao direito incondicional de recebimento de caixa por meio do RBO, para recuperação do investimento na aquisição de outorgas de concessão de usinas hidrelétricas licitadas pela União. Foi registrado inicialmente pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros garantidos e, subsequentemente, pelo custo amortizado com base na taxa utilizada para o cálculo do valor presente. Os ativos financeiros de concessões são remunerados pela taxa interna de retorno e pela variação do IPCA. Em 27.09.2017, a Companhia foi vencedora do Leilão de Concessões não Prorrogadas, para a concessão das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, pelo período de, aproximadamente, 30 anos, a partir de 10.11.2017. O pagamento da bonificação pela outorga das concessões se deu em parcela única em 30.11.2017.

Como parte do processo do Leilão, a Companhia tem assegurado pelo Poder Concedente o direito à venda de 70% da garantia física das usinas, no Sistema de Cota de Garantia Física, garantindo, assim, o direito incondicional de receber caixa durante o período de concessão, sem riscos de demanda, de mercado e hidrológicos. Dessa forma, a parcela do montante pago pela outorga da concessão, correspondente ao valor presente dos fluxos de caixa futuros, calculado com base na taxa de desconto de referência na data do reconhecimento inicial (10,5% a.a.), a serem recebidos pela venda da energia no ACR, foi reconhecida como ativo financeiro. O direito de extensão do prazo de concessão decorrente da repactuação do risco hidrológico, tratada na Nota 11 – Intangível, de aproximadamente 6 meses, não gerou direitos adicionais de recebimento de RBO.

Transmissoras

O ativo financeiro referente ao empreendimento Novo Estado está sendo constituído em função da implementação do Reforço do Sistema Especial de Proteção (SEP), solicitado pela Aneel, o qual possui RAP associada, e que estão sendo reconhecidos à medida que as obrigações de performance são atendidas (construir, operar e manter) e o direito a receber se torna incondicional. A partir da entrada em operação do reforço, a Companhia passou a deter o direito contratual de receber a respectiva RAP, a qual será incorporada pelo regulador na próxima RTP. O saldo do ativo financeiro é atualizado mensalmente pelos mesmos índices de reajuste aplicáveis ao ativo de contrato.

a) Composição

	Consolidado					
	31.12.2025			31.12.2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Transmissoras						
Novo Estado	-	**2.644**	**2.644**	-	-	-
Usinas cotistas						
UHE Jaguara	256.978	1.959.028	2.216.006	245.084	1.904.673	2.149.757
UHE Miranda	157.233	1.198.622	1.355.855	149.956	1.165.366	1.315.322
	414.211	**3.157.650**	**3.571.861**	**395.040**	**3.070.039**	**3.465.079**
	414.211	**3.160.294**	**3.574.505**	**395.040**	**3.070.039**	**3.465.079**

b) Mutação do ativo financeiro de concessão de usinas cotistas

	Consolidado		
	UHE Jaguara	UHE Miranda	Total
Saldos em 31.12.2023	**2.068.150**	**1.265.391**	**3.333.541**
Recebimentos	(227.847)	(139.412)	(367.259)
Juros	147.910	90.496	238.406
Variação monetária	161.544	98.847	260.391
Saldos em 31.12.2024	**2.149.757**	**1.315.322**	**3.465.079**
Recebimentos	(238.551)	(145.963)	(384.514)
Juros	145.853	89.237	235.090
Variação monetária	158.947	97.259	256.206
Saldos em 31.12.2025	**2.216.006**	**1.355.855**	**3.571.861**

c) Perfil de realização do ativo financeiro de concessão de usinas cotistas apresentado no ativo não circulante

	Consolidado		
	UHE Jaguara	UHE Miranda	Total
2027	213.275	130.489	343.764
2028	192.890	118.017	310.907
2029	174.492	106.761	281.253
2030	157.854	96.581	254.435
2031	142.802	87.372	230.174
2032 a 2036	533.772	273.676	807.448
2037 a 2047	543.943	385.726	929.669
	1.959.028	**1.198.622**	**3.157.650**

NOTA 7. ATIVO DE CONTRATO

Prática contábil:

Os contratos de concessão definem o serviço público de transmissão de energia elétrica como o serviço prestado mediante a construção (implementação de infraestrutura) e a O&M de instalações de transmissão. Com base nisto, foram definidas as obrigações de performance contidas nestes contratos de concessão, que são: (i) construção e melhorias; e (ii) O&M. Desta forma, a Companhia aloca a receita proveniente destes contratos a cada uma dessas obrigações de performance, considerando os custos estimados a cada uma delas, adicionados de uma margem de lucratividade.

O ativo de contrato de transmissão corresponde à contrapartida da receita de construção de infraestrutura de transmissão ao longo da execução da obra de implantação do sistema de transmissão. O recebimento da contraprestação vinculada ao ativo de contrato ocorre por meio do recebimento da RAP alocada à obrigação de performance de construção e melhorias e depende da conclusão da obra de implantação e posterior operação e manutenção da referida infraestrutura. Os ativos de contrato são remunerados pela taxa de remuneração e pela variação do IPCA.

O reconhecimento da receita de construção de infraestrutura de transmissão considera os custos efetivamente incorridos na obra, incrementados pela margem de construção apurada para o projeto, sendo os ganhos ou as perdas (eficiências ou ineficiências na construção), identificados ao longo da fase de construção, registrados quando incorridos, de forma tempestiva, em linha de custo.

A margem de construção é auferida pela proporção do montante previsto para o gerenciamento e/ou acompanhamento da obra em relação ao "CAPEX do Projeto", ambos definidos nos respectivos planos de negócios. As margens propostas, líquidas dos encargos incidentes, são suficientes para cobrir os custos de gerenciamento da construção.

Adicionalmente, na mensuração inicial do ativo de contrato, a Companhia estima, quando aplicável, a incidência do mecanismo denominado "Parcela Variável" sobre a RAP a ser recebida. Este mecanismo permite que a RAP seja aumentada ou reduzida em decorrência do desempenho do sistema de transmissão.

a) Composição

	Consolidado					
	31.12.2025			31.12.2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Novo Estado	387.519	4.106.347	4.493.866	356.719	3.988.803	4.345.522
Gralha Azul	292.716	2.557.155	2.849.871	265.198	2.435.749	2.700.947
Asa Branca	82.950	1.729.115	1.812.065	12.304	478.824	491.128
Graúna	12.747	231.484	244.231	4.929	42.884	47.813
Gavião Real	7.246	86.890	94.136	6.878	82.134	89.012
	783.178	**8.710.991**	**9.494.169**	**646.028**	**7.028.394**	**7.674.422**

b) Mutação do ativo de contrato

	Consolidado					
	Novo Estado	Gralha Azul	Asa Branca	Graúna	Gavião Real	Total
Saldos em 31.12.2023	**4.176.685**	**2.587.310**	**9.324**	**-**	**56.118**	**6.829.437**
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	6.972	10.846	449.686	1.736	30.223	499.463
Indenização paga pelos ativos existentes	-	-	-	44.336	-	44.336
Ganhos (perdas) por eficiência (ineficiência) na construção	11.512	(16.191)	4.049	-	(2.601)	(3.231)
Juros	224.157	185.242	5.044	196	4.585	419.224
Variação monetária	304.178	199.041	6.418	1.545	4.237	515.419
Atualização do fluxo por estimativa de alterações futuras à RAP	5.456	3.278	16.607	-	-	25.341
Recebimentos RAP construção	(383.438)	(268.579)	-	-	(3.550)	(655.567)
Saldos em 31.12.2024	**4.345.522**	**2.700.947**	**491.128**	**47.813**	**89.012**	**7.674.422**
Receita de construção de infraestrutura de transmissão[1]	(13.193)	39.061	1.325.154	158.863	(122)	1.509.763
Ganhos (perdas) por eficiência (ineficiência) na construção	8.771	1.076	(114.801)	(13.095)	110	(117.939)
Juros	223.049	185.084	62.425	4.788	5.270	480.616
Variação monetária	299.314	206.578	36.158	5.923	5.032	553.005
Atualização do fluxo por estimativa de alterações futuras à RAP	11.981	7.011	17.718	45.411	2.146	84.267
Recebimentos RAP construção	(381.578)	(289.886)	(5.717)	(5.472)	(7.312)	(689.965)
Saldos em 31.12.2025	**4.493.866**	**2.849.871**	**1.812.065**	**244.231**	**94.136**	**9.494.169**

(1) Os valores negativos nos projetos Novo Estado e Gavião Real referem-se: (i) baixas de depósitos judiciais devido a êxito em ação tributária, ocasionando uma redução do custo total de construção do projeto; e (ii) baixas de valores provisionados e não realizados durante a construção dos ativos.

A atualização do fluxo por estimativa de alterações futuras à RAP tem como base, principalmente, a expectativa de revisão da estrutura de investimentos realizados e a taxa de remuneração de capital, resultando em modificações nos valores das RAP futuras. Em função da revisão, o saldo do ativo contratual foi ajustado para considerar a nova estimativa do fluxo financeiro. Como resultado, no exercício corrente, foi apurado um ganho de R$ 84.267 (R$ 25.341 em 2024) no consolidado da Companhia.

c) Ganhos (perdas) por eficiência (ineficiência) na implementação de infraestrutura de transmissão

No decorrer da obra e da energização do projeto, esperam-se impactos positivos ou negativos em função de eventos como: (i) atrasos e custos adicionais por questões ambientais; (ii) variação dos custos das *commodities*, uma vez que cabos e estruturas são adquiridos diretamente pela Companhia; (iii) custos adicionais de servidão e negociações fundiárias; (iv) eventuais imprevistos de terraplanagem; e (v) antecipação de prazos de energização. Alterações no projeto que afetem sua lucratividade devem ser reconhecidas diretamente no resultado.

No exercício corrente, a Companhia reconheceu perda, líquida, por ineficiência na implementação de infraestrutura de transmissão de R$ 117.939 (em 2024 houve o reconhecimento de perda, líquida, no montante de R$ 3.231). A perda reconhecida foi motivada, substancialmente, pela revisão do CAPEX estimado para implantação de Asa Branca. Os efeitos negativos foram atenuados pelo reconhecimento de ganho por eficiência em Novo Estado, devido a redução do custo total de construção, conforme explicação apresentada no item b.

d) Premissas adotadas e outras informações relevantes

Premissas adotadas e outras informações relevantes	Novo Estado[1]	Gralha Azul[2]	Asa Branca	Graúna[3]	Gavião Real
RAP anual, líquida de encargos (valor nominal)[4]	305.498	226.504	249.300	252.245	6.485
RAP anual – Construção (valor nominal)[4]	263.849	202.553	236.385	237.110	6.278
CAPEX nominal estimado do projeto, em 31.12.2025	3,3 bilhões	1,8 bilhões	2,7 bilhões	2,9 bilhões	78,3 milhões
Índice de correção dos contratos	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA
Custo de construção incorrido até 31.12.2025[5]	3.707.234	2.139.715	1.634.901	147.174[6]	82.871
Estimativa para entrada total em operação comercial	03.2023	03.2023	03.2029	12.2027	07.2024
Data da próxima Revisão Tarifária Periódica	07.2028	07.2028	07.2029	07.2030	07.2028
Prazo da concessão	30 anos	30 anos	30 anos	30 anos	30 anos
Data assinatura contrato de concessão	08.03.2018	08.03.2018	29.09.2023	09.12.2024	30.09.2022
Vigência do contrato de concessão	03.2048	03.2048	09.2053	12.2054	09.2052
Leilão	02/2017	02/2017	01/2023	02/2024	01/2022
Lote adquirido	Lote 3	Lote 1	Lote 5	Lote 1	Lote 7
Deságio em relação à receita máxima determinada pela Aneel	35,7%	34,8%	42,8%	48,14%	59,9%
Quantidade de subestações	1	5	n/a[7]	4	n/a[7]
Extensão da linha de transmissão	1.800 km	1.000 km	1.006 km	944 km	1 km

(1) Em 18.05.2021, por meio da Resolução Autorizativa nº 9.996, e em 11.10.2022, por meio da Resolução Autorizativa nº 2.940, a Aneel autorizou a Novo Estado a implantar reforços em instalação de transmissão sob sua responsabilidade.
(2) Em 28.03.2024, por meio da Resolução Autorizativa nº 936, a Aneel autorizou a Gralha Azul a implantar reforços em instalação de transmissão sob sua responsabilidade.
(3) O lote 1 prevê a instalação de cerca de 780km de novas linhas de transmissão e duas novas subestações, bem como a continuidade na prestação de serviços de ativos existentes (164km de linhas de transmissão e duas subestações).
(4) Valores considerando a resolução homologatória nº 3.216 de 2023, que contempla a Revisão Tarifária Periódica.
(5) Valores correntes e considerando o capex investido nos respectivos reforços autorizados pela Aneel.
(6) Valores desconsiderando o montante pago à título de indenização pelo ativos existentes.
(7) Aplicação em subestação de terceiros.

Os ativos de contratos são remunerados a uma taxa média de 7,4% a.a. A Companhia atribuiu margens esperadas de construção e de O&M, antes dos impostos, sendo em média 6,3% e 39,9%, respectivamente.

e) Perfil de realização do ativo de contrato apresentado no ativo não circulante

	Consolidado					
	Novo Estado	Gralha Azul	Asa Branca	Graúna	Gavião Real	Total
2027	188.690	117.686	39.508	1.489	3.282	350.655
2028	191.900	119.538	65.610	8.510	3.403	388.961
2029	195.111	121.389	66.092	8.510	3.444	394.546
2030	195.111	121.389	66.573	8.561	3.444	395.078
2031	195.111	121.389	66.573	8.612	3.444	395.129
2032 a 2036	967.012	602.020	329.771	42.884	16.962	1.958.649
2037 a 2054	2.173.412	1.353.744	1.094.988	152.918	52.911	4.827.973
	4.106.347	**2.557.155**	**1.729.115**	**231.484**	**86.890**	**8.710.991**

NOTA 8. OUTROS ATIVOS

Prática contábil

Os demais ativos são registrados ao custo de aquisição, e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado, reduzido de provisão para ajuste ao valor recuperável, quando aplicável, ou pelo menor valor entre o custo médio ponderado e o seu valor realizável líquido, como no caso dos Estoques.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Alienação de subsidiária	462.625	441.019	462.625	441.019
Despesas pagas antecipadamente	83.215	58.800	138.764	105.319
Imposto de renda e contribuição social diferidos[1]	-	-	98.608	20.150
Estoques	26.674	23.556	81.120	68.957
Prêmio de riscos a apropriar - repactuação do risco hidrológico	46.828	41.219	54.282	58.323
Alienações e serviços em curso	41.410	42.807	50.295	52.047
Crédito de Imposto de renda e contribuição social	9.370	19.209	49.694	39.832
Indenizações	-	-	45.727	45.727
Créditos fiscais a recuperar	289	323	44.051	50.446
Adiantamento a fornecedores	12.087	8.342	12.087	13.665
Adiantamento a empregados	11.313	12.818	11.651	13.142
Indenização de seguros	-	-	9.353	66.271
Contas a receber de clientes	748	748	7.841	7.935
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica[2]	6.056	120.382	6.056	120.382
Outros valores a receber	58.313	36.569	89.169	92.361
	758.928	**805.792**	**1.161.323**	**1.195.576**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante	216.995	167.441	375.519	402.090
Ativo não circulante	541.933	638.351	785.804	793.486
	758.928	**805.792**	**1.161.323**	**1.195.576**

(1) Mais informações vide Nota 18 – Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos.
(2) Mais informações vide Nota 17 – Provisões.

a) Alienação de subsidiária

O aumento é decorrente de juros e variação monetária oriundos da alienação da subsidiária Pampa Sul, cuja expectativa de recebimento do montante apresentado no ativo não circulante é em 2027, data limite estabelecida em SPA.

NOTA 9. INVESTIMENTOS

Prática contábil:

Investimentos em empresas controladas direta ou indiretamente

Os investimentos em controladas, em que a Companhia está exposta ou tem direito a retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade, e que tem a capacidade de interferir nesses retornos por meio do poder que exerce sobre ela, são avaliados pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras da controladora e consolidados integralmente para fins de apresentação das demonstrações financeiras consolidadas.

Investimentos em negócios em conjunto

Operações em conjunto

A Companhia mantém operações em conjunto na Itasa e em consórcios. A participação na operação em conjunto em entidades com personalidade jurídica, como ocorre na Itasa, é reconhecida pelo método de equivalência patrimonial na controladora. No consolidado, os ativos, os passivos, as receitas e as despesas da citada operação em conjunto são reconhecidas de forma proporcional à participação no negócio. Nas participações em consórcios (entidades sem personalidade jurídica), os ativos, os passivos, as receitas e as despesas são reconhecidas diretamente nas demonstrações financeiras da consorciada, com base nas respectivas participações nos consórcios.

Empreendimento controlado em conjunto

A Companhia detém participação em empreendimento controlado em conjunto referente ao controle compartilhado da TAG. O investimento em empreendimento controlado em conjunto é inicialmente contabilizado pelo valor de custo e, posteriormente, reconhecido pelo método de equivalência patrimonial. Os resultados de empreendimento controlado em conjunto são reconhecidos na linha de "Equivalência patrimonial" na demonstração do resultado individual e consolidada, enquanto variações em outros resultados abrangentes são apresentadas como parte de outros resultados abrangentes da Companhia.

Anualmente, a Companhia avalia se há evidência objetiva de que o investimento em empreendimento controlado em conjunto sofreu perda por redução ao valor recuperável (*impairment*), sendo que esta perda é o resultado da diferença entre o valor recuperável do empreendimento controlado em conjunto e o seu valor contábil. O ágio relativo a empreendimento controlado em conjunto é incluído no valor contábil do investimento. Adicionalmente, a Companhia, independentemente de existir, ou não, qualquer indicação de redução ao valor recuperável do ágio, realiza teste de *impairment* anual, comparando o seu valor contábil com o valor recuperável.

Combinação de negócios na aquisição de investimentos

Na controladora, a diferença entre o valor pago e o valor de livros do patrimônio líquido das sociedades adquiridas é reconhecida no investimento como: (i) mais valia, quando o fundamento econômico está relacionado, substancialmente, ao valor justo dos ativos líquidos da controlada adquirida; e (ii) ágio, quando o montante pago supera o valor justo dos ativos líquidos e, esta diferença, representa a expectativa de geração de valor futura.

A combinação de negócios é o método utilizado para o reconhecimento das aquisições de controle nos balanços consolidados. O referido método requer que os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos sejam mensurados pelo seu valor justo. O ágio decorrente da combinação de negócios, o qual é registrado no intangível, é testado anualmente para avaliação de perda por redução ao valor recuperável (*impairment*).

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Participações societárias permanentes				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial				
Valor patrimonial do investimento	25.201.810	22.416.098	1.061.815	1.157.120
	25.201.810	**22.416.098**	**1.061.815**	**1.157.120**
Mais valia na aquisição de investimentos[1]	792.342	45.544	-	-
Ágio por expectativa de rentabilidade futura[2]	93.505	93.505	93.505	93.505
	26.087.657	**22.555.147**	**1.155.320**	**1.250.625**

(1) Mais informações vide item "c" desta nota.
(2) Mais informações vide item "d" desta nota.

b) Mutação dos investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial

	Controladora										
	Saldos em 31.12.2024	Aumento de capital e AFAC	Redução de capital	Aquisição de subsidiárias	Equivalência patrimonial	Dividendos	Dividendos não reclamados[1]	ORA[2]	Transferência de controle[3]	Incorporação de subsidiária[4]	Saldos em 31.12.2025
Controladas											
ECP[5]	**14.025.819**	1.340.275	-	-	998.175	(784.534)	-	(55.910)	-	-	**15.523.825**
ETP[6]	**2.323.416**	1.235.093	-	-	437.701	(332.420)	181	-	60.613	-	**3.724.584**
Jaguara[7]	**1.842.370**	7.195	-	-	320.991	(226.966)	-	-	-	-	**1.943.590**
Miranda[8]	**1.135.232**	7.565	-	-	201.947	(166.185)	-	-	-	-	**1.178.559**
Jari[9]	-	-	-	1.129.234	91.470	(124.040)	-	-	-	-	**1.096.664**
Cachoeira Caldeirão[10]	-	-	-	377.140	(24.770)	-	-	-	-	-	**352.370**
EBC[11]	**80.038**	-	-	-	101.029	(101.030)	-	-	-	-	**80.037**
CEE[12]	**1.562.352**	-	-	-	286.111	(156.880)	-	-	-	(1.691.583)	-
Outros	**112.401**	11.700	-	-	22.529	(23.547)	-	-	(60.613)	-	**62.470**
Operação em conjunto											
Itasa[13]	**177.350**	-	-	-	9.819	(9.273)	-	-	-	-	**177.896**
Empreendimento controlado em conjunto											
TAG[14]	**1.157.120**	-	(234.313)	-	687.404	(704.363)	-	155.967	-	-	**1.061.815**
	22.416.098	**2.601.828**	**(234.313)**	**1.506.374**	**3.132.406**	**(2.629.238)**	**181**	**100.057**	-	**(1.691.583)**	**25.201.810**

(1) Dividendos prescritos da aquisição da empresa Novo Estado.
(2) Equivalência patrimonial de outros resultados abrangentes (*hedge* de fluxo de caixa). Mais informações vide NE 13 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros.
(3) Mais informações vide item "b.1" desta nota.
(4) Patrimônio líquido da controlada Companhia Energética Estreito, referente a incorporação ocorrida em 30.09.2025 com efeitos a partir de 01.10.2025. Mais informações vide item "g" desta nota.
(5) ENGIE Brasil Energias Complementares Participações.
(6) Nova denominação da ENGIE Transmissão de Energia Participações II.
(7) Companhia Energética Jaguara.
(8) Companhia Energética Miranda.
(9) Companhia Energética do Jari. Mais informações vide item "f.2" desta nota.
(10) Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão. Mais informações vide item "f.2" desta nota.
(11) ENGIE Brasil Energia Comercializadora.
(12) Companhia Energética Estreito.
(13) Itá Energética.
(14) Transportadora Associada de Gás, é uma controlada em conjunto e, portanto, não consolidada pela Companhia.

	Controladora						
	Saldos em 31.12.2023	Aumento de capital	Equivalência patrimonial	Dividendos e JCP	ORA e Reserva de capital	Alienação de subsidiária	Saldos em 31.12.2024
Controladas							
ECP	**5.259.503**	8.349.934	1.043.273	(1.058.180)	431.289	-	**14.025.819**
ETP	**1.652.144**	498.505	319.209	(146.442)	-	-	**2.323.416**
Jaguara	**1.607.326**	-	259.717	(24.673)	-	-	**1.842.370**
CEE	**1.472.075**	-	428.735	(338.458)	-	-	**1.562.352**
Miranda	**985.094**	-	165.899	(15.761)	-	-	**1.135.232**
EBC	**266.585**	50.000	299.080	(535.627)	-	-	**80.038**
Outros	**137.775**	6.785	5.845	(3.029)	-	(34.975)	**112.401**
Operação em conjunto							
Itasa	**193.122**	-	3.064	(18.836)	-	-	**177.350**
Empreendimento controlado em conjunto							
TAG	**2.539.411**	-	714.115	(612.500)	(133.720)	(1.350.186)	**1.157.120**
	14.113.035	**8.905.224**	**3.238.937**	**(2.753.506)**	**297.569**	**(1.385.161)**	**22.416.098**

b.1) Transferência de controle

Em 01.05.2025, foi aprovado em Assembleia Geral Extraordinária, o aumento de capital social da ENGIE Transmissão de Energia Participações S.A. (nova denominação de ENGIE Transmissão de Energia Participações II S.A) em R$ 60.613. O aumento foi efetuado pelo acionista controlador, ENGIE Brasil Energia, por meio da transferência da titularidade das suas ações na investida Gavião Real Transmissora de Energia S.A.. Com isso, o controle societário direto da Gavião Real Transmissora de Energia S.A. passou a ser exercido pela ENGIE Transmissão de Energia Participações S.A..

b.2) Informações das principais controladas

As principais informações sobre as controladas estão apresentadas a seguir:

	31.12.2025						
	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido ajustado[1]	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo) ajustado[1]	Participação (%)
ECP	14.796.379	24.913.681	9.137.082	16.680.590	3.422.711	1.273.253	**99,99**
ETP[2]	3.359.314	10.233.194	6.518.174	3.724.584	2.646.724	437.701	**99,99**
Jaguara	882.644	2.900.028	956.438	1.943.590	582.755	320.991	**99,99**
Miranda	598.278	1.751.844	573.285	1.178.559	376.713	201.947	**99,99**
Jari[3 e 4]	650.824	1.688.928	592.264	1.096.664	176.288	91.470	**100**
Cachoeira Caldeirão[3 e 4]	728.600	1.114.193	761.823	352.370	83.320	(24.770)	**100**
EBC	80.038	702.809	622.772	80.037	3.836.931	101.029	**99,99**

(1) Mais informações vide item "b.2.2" desta nota.
(2) Nova denominação da ENGIE Transmissão de Energia Participações II.
(3) Os montantes apresentados nas colunas de receita líquida e resultado líquido, compreendem o período de 13.08.2025 (data de aquisição) a 31.12.2025.
(4) Para fins demonstrativos, a Companhia apresenta os valores proforma da receita líquida e do resultado líquido do exercício de 12 meses, considerando que as aquisições tivessem ocorrido em 01.01.2025. Nessa hipótese, a receita líquida das UHEs Jari e Cachoeira Caldeirão teria totalizado R$ 394.504 e R$ 200.649, respectivamente. O lucro líquido do exercício teria alcançado R$ 274.760 para Jari e prejuízo líquido de R$ 207.927 para Cachoeira Caldeirão. Ressalta-se que tais informações não devem ser consideradas como indicativas dos resultados operacionais futuros da Companhia, e que as informações não foram examinadas pelos auditores independentes.

	31.12.2024						
	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido ajustado	Receita líquida	Lucro líquido ajustado	Participação (%)
ECP	13.456.104	24.146.336	9.695.811	15.039.516	2.688.446	1.066.765	**99,99**
ETP[1]	2.063.608	8.303.633	5.990.864	2.323.416	1.481.164	319.209	**99,99**
Jaguara	875.449	2.830.756	988.386	1.842.370	558.657	259.717	**99,99**
CEE[2]	989.380	1.995.342	432.990	1.562.352	649.938	428.735	**99,99**
Miranda	590.713	1.750.310	615.078	1.135.232	360.316	165.899	**99,99**
EBC	80.038	748.155	668.117	80.038	3.874.842	299.080	**99,99**

(1) Nova denominação da ENGIE Transmissão de Energia Participações II.
(2) A Companhia Energética Estreito foi incorporada em 30.09.2025 com efeitos a partir de 01.10.2025. Mais informações vide item "g" desta nota.

b.2.1) Acionistas não controladores

Abaixo segue conciliação da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido e resultado do exercício da ECP:

		Acionistas não controladores			
		Patrimônio líquido		Lucro líquido (prejuízo)	
	% não controlador	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Maracanã[1]	12,34%	1.120.357	967.271	279.096	27.518
Lar do Sol	10,00%	36.408	42.589	(4.526)	(5.855)
Ibitiúva[2]	5,00%	-	3.837	508	1.829
Total		**1.156.765**	**1.013.697**	**275.078**	**23.492**

(1) Em função da expectativa de dividendos desproporcionais a serem distribuídos futuramente, o percentual efetivamente utilizado para calcular a equivalência patrimonial é 60%.
(2) Em 01.10.2025, foi encerrada a operação de transferência de 95% das ações da usina de cogeração da biomassa Ibitiúva Bioenergética, para a Tereos, não fazendo mais parte do portfólio da Companhia a partir desta data. A operação não gerou impactos financeiros relevantes para as demonstrações financeiras da Companhia.

b.2.2) Valores capitalizados

No quadro de "Informações das principais controladas", os montantes de "Patrimônio líquido ajustado" e de "Lucro líquido (prejuízo) ajustado" contemplam os itens descritos abaixo.

b.2.2.1) Empréstimos, financiamentos e debêntures

A ENGIE Brasil Energia captou recursos por meio de empréstimos e debêntures para a construção dos Conjuntos Eólicos Campo Largo, Umburanas – Fase I, Campo Largo II, Serra do Assuruá, Santo Agostinho – Fase I, Conjunto Fotovoltaico Assú Sol e da Usina Fotovoltaica Assú V, investimentos que são parte da ECP. Os juros sobre essas dívidas são capitalizados durante o período de construção das Usinas nas demonstrações financeiras consolidadas e reconhecidos no resultado de equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras da controladora. Após a entrada em operação comercial os valores capitalizados são amortizados no período correspondente a amortização dos ativos imobilizados. Os efeitos destes itens na controladora estão apresentados no quadro abaixo:

	Custo da dívida capitalizado, líquido de amortização			
	Patrimônio líquido		Lucro líquido	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
ECP	903.991	588.991	315.000	285.093

b.2.2.2) Ações preferenciais resgatáveis

No ano de 2020, a ETP emitiu ações preferenciais resgatáveis e o custo dessa emissão foi pago pela sua controladora ENGIE Brasil Energia, no valor de R$ 15.250. Esse custo foi capitalizado nas demonstrações financeiras consolidadas e reconhecido no resultado de equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras da controladora e será amortizado linearmente até o resgate das ações. Em 31.12.2025, o total do montante capitalizado era de R$ 9.564 (R$ 10.647 em 2024). O montante de amortização reconhecido em 2025 foi de R$ 1.083 (R$ 1.083 em 2024).

c) Mais valia na aquisição de investimentos

Em 31.12.2025, nesta rubrica está registrada a mais valia apurada na aquisição da UHE Santo Antônio do Jari, cujo fundamento econômico decorre dos direitos associados à concessão outorgada pela Aneel para o uso de bem público na geração de energia elétrica. A referida mais valia é amortizada de forma linear ao longo do prazo de concessão da Usina, considerando que os benefícios econômicos serão auferidos ao longo desse período. Em 31.12.2025, o montante de amortização foi de R$ 17.423. A aquisição da UHE Santo Antônio do Jari foi concluída em 13.08.2025. Mais informações vide item "f" desta nota.

A CEE integrou esta rubrica até sua incorporação pela ENGIE Brasil Energia em 30.09.2025, com efeitos contábeis e societários a partir de 01.10.2025. Em decorrência da incorporação, em 01.10.2025 o saldo remanescente da mais valia da CEE foi de R$ 43.974 e passou a ser contabilizado como ajuste ao custo dos ativos correspondentes, deixando de compor esta rubrica a partir dessa data. Em 31.12.2025, a amortização da mais valia associada à CEE totalizou R$ 1.567 (R$ 2.040 em 2024). Mais informações vide item "g" desta nota.

d) Ágio por expectativa de rentabilidade futura

Em 31.12.2025, o montante de R$ 93.505, corresponde ao ágio por expectativa de rentabilidade futura na aquisição da controlada em conjunto TAG, sem alteração em relação a 31.12.2024.

e) Informações sobre as subsidiárias

e.1) Controladas

e.1.1) ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP")

A ECP é uma *holding* que tem por objeto social participar no capital de outras sociedades e concentrar os investimentos em projetos referentes a energias complementares da Companhia.

O aumento de capital na controlada ECP destinou-se, principalmente, aos investimentos no Conjunto Eólico Santo Agostinho, no Conjunto Eólico Serra do Assuruá e no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. Adicionalmente, em 2025, a Companhia reconheceu R$ 55.910 em "Outros resultados abrangentes", mais informações vide Nota 13 - Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros.

Adicionalmente, a Companhia mantém, por meio de sua controlada ECP, uma opção de compra da totalidade das ações preferenciais da Maracanã Geração de Energia e Participações S.A. ("Maracanã"), adquiridas pelo acionista minoritário em 2024, a qual pode ser exercida entre o terceiro e décimo segundo ano contado da assinatura do acordo. Esta opção tem sua mensuração baseada em dados não observáveis, visto que o preço de compra é calculado pelo valor do investimento atualizado pela variação da taxa DI + 0.30% a.a. e descontado dos rendimentos recebidos pelo acionista minoritário. O valor estimado da opção não possuía vantagem financeira direta em 31.12.2025 e, por este motivo, não foi contabilizada o valor desta opção. A seguir algumas informações financeiras das controladas mais relevantes da ECP, relativas ao exercício findo em 31.12.2025.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo)	Participação (%)
Maracanã	5.564.445	6.640.837	293.256	6.347.581	841.147	465.164	87,66
Assú	2.937.950	3.617.050	626.440	2.990.610	238.132	69.679	99,99
ENGIE Energia Solar	1.091.421	2.442.191	1.393.357	1.048.834	395.549	(8.169)	100,00
CECL	995.865	3.577.590	2.391.996	1.185.594	683.271	182.337	99,99
CESA	941.326	2.661.965	1.638.141	1.023.824	398.130	88.800	99,99
Solairedirect	580.907	1.484.265	948.264	536.001	159.450	(37.001)	99,99
CETR	536.965	857.438	294.478	562.960	244.623	126.530	99,99
CEUR	185.709	1.680.677	1.389.573	291.104	332.312	71.788	99,99
Ibitiúva[1]	-	12.674	12.674	-	14.440	10.152	-
Tupan	31.879	49.180	17.301	31.879	24.741	17.166	99,99
Hidropower	22.994	36.743	13.749	22.994	25.363	17.669	99,99
Ferrari	17.950	100.281	52.057	48.224	65.553	27.950	99,99

(1) Em 01.10.2025, foi encerrada a operação de transferência de 95% das ações da usina de cogeração da biomassa Ibitiúva Bioenergética, para a Tereos, não fazendo mais parte do portfólio da Companhia a partir desta data. A operação não gerou impactos financeiros relevantes para as demonstrações financeiras da Companhia.

Os efeitos no ativo consolidado da ECP em 31.12.2025, decorrentes da alocação do valor justo dos direitos vinculados às autorizações e demais direitos adquiridos eram de R$ 1.440.675 (R$ 1.554.612 em 31.12.2024).

- Maracanã

A Maracanã é formada por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, cuja capacidade instalada total outorgada é de 846 MW. Sua composição é dada por uma *holding* (Maracanã Geração de Energia e Participações S.A.), localizada no município de Gentio do Ouro, o qual concentra 24 SPEs, implantadas em fase única. Em 31.12.2025, o complexo contava com 188 aerogeradores em operação comercial, tendo o progresso físico das obras atingido 100% no primeiro semestre de 2025.

- Conjunto Fotovoltaico Assú ("Assú")

Em 2015 e 2016, a controlada direta ECP adquiriu projetos de implantação de cinco usinas fotovoltaicas, no município de Assú (RN). A ECP, por meio de sua controlada direta Assú V, desenvolveu um dos projetos adquiridos, a Usina Fotovoltaica Assú V, cuja capacidade instalada é de 34 MW e o início da operação comercial ocorreu em dezembro de 2017. Os demais projetos adquiridos, foram, em 2022, transferidos para a controlada direta Assu Sol Geração de Energia SPE S.A. ("Assu Sol"), a qual foi adquirida no final do exercício de 2021. A transação também foi realizada pela controlada direta ECP. O Conjunto Fotovoltaico é composto por 20 SPEs e está localizado no município de Assú, estado do Rio Grande do Norte, com capacidade instalada total estimada de até 752 MW. Em 31.12.2025, 12 dos 16 parques estavam operando em teste e 4 em operação comercial. A operação comercial integral é esperada para o primeiro trimestre de 2026.

- Conjunto Fotovoltaico ENGIE Energia Solar I e II

Em 2024, a controlada direta ECP adquiriu as *holdings* ENGIE Energia Solar I (nova denominação da Atlas Energia Renovável do Brasil S.A.) e da ENGIE Energia Solar II (nova denominação da Atlas Brasil Energia Holding 2 S.A.). Essas *holdings* são compostas pelos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol, localizados nos municípios de Juazeiro (BA), Bom Jesus da Lapa (BA), Aquiraz (CE), Barreiras (BA) e Pirapora (MG), respectivamente. O Conjunto Fotovoltaico ENGIE Energia Solar I e II é formado por 16 SPEs, com uma capacidade instalada total de 547,6 MW.

- Conjuntos Eólicos Campo Largo e Campo Largo II ("CECL")

O CECL é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, todos localizados nos municípios de Umburanas e Sento Sé (BA), cuja capacidade instalada total é de 687,9 MW. O CECL é composto por dois conjuntos eólicos constituído por duas *holdings*, Campo Largo e Campo Largo II, para concentrar os investimentos em 11 SPEs cada uma.

- Conjuntos Eólicos Santo Agostinho e Santo Agostinho II ("CESA")
O CESA é formado por dois conjuntos de empreendimentos de geração eólica, cuja capacidade instalada total é de 713 MW, distribuídos nos municípios de Lajes e Pedro Avelino (RN). Os conjuntos são compostos pelo Conjunto Eólico Santo Agostinho II, composto por dez SPEs em fase de estudo e por uma *holding* (Santo Agostinho Participações Ltda.) constituída para concentrar os investimentos em 14 SPEs, as quais iniciaram a construção em 2021. A entrada em operação comercial ocorreu no segundo semestre de 2024.

- Solairedirect Holding ("Solairedirect")
A Solairedirect é formada por um conjunto de empreendimentos de geração fotovoltaica, cuja capacidade instalada total é de 218 MW. Sua composição é dada por dois conjuntos constituídos por duas *holdings*, Floresta e Paracatu, localizadas nos municípios de Areia Branca (RN) e Paracatu (MG), os quais concentram três e quatro SPEs, respectivamente.

- Conjunto Eólico Trairí ("CETR")
O CETR é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, cuja capacidade instalada total é de 212,6 MW, todos localizados no município de Trairi, estado do Ceará. O conjunto é composto por duas *holdings* constituídas para concentrar os investimentos em quatro SPEs cada uma.

- Conjunto Eólico Umburanas – Fase I ("CEUR")
O Conjunto Eólico Umburanas, localizado no estado da Bahia, município de Umburanas, possui capacidade instalada de 360 MW e iniciou sua operação ao longo do primeiro quadrimestre de 2019. O conjunto é composto por uma *holding* constituída para concentrar os investimentos em 18 SPEs.

e.1.2) ENGIE Transmissão de Energia Participações S.A. ("ETP")
A ETP (Nova denominação da ENGIE Transmissão de Energia Participações II) é uma *holding* que tem por objeto social participar no capital de outras sociedades e concentrar os investimentos em projetos do segmento de transmissão. A seguir algumas informações financeiras das controladas mais relevantes da ETP, relativas ao exercício findo em 31.12.2025.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido	Participação (%)
Asa Branca[1]	1.617.311	1.822.727	113.805	1.708.922	1.423.680	73.557	99,99
NEP[2]	1.070.738	5.037.088	3.755.179	1.281.909	576.799	166.527	99,99
GAP[3]	435.065	3.015.957	2.443.551	572.406	468.466	154.259	99,99
Grauna[1]	188.300	248.476	30.678	217.798	170.930	37.451	99,99
Gavião Real[1 e 4]	25.128	98.098	61.705	36.393	6.849	5.922	99,99

(1) Mais informações vide Nota 7 – Ativo de Contrato.
(2) Controladora de Novo Estado Transmissora de Energia S.A. Mais informações vide Nota 7 – Ativo de contrato.
(3) Controladora de Gralha Azul Transmissão de Energia S.A. Mais informações vide Nota 7 – Ativo de contrato.
(4) Mais informações vide item "b.1" desta nota.

e.1.3) Companhia Energética Jaguara ("Jaguara")
A Jaguara é detentora da Usina Hidrelétrica Jaguara, localizada no município de Rifaina (SP), com capacidade instalada de 424 MW. Mais informações vide Nota 6 – Ativo financeiro de concessão.

e.1.4) Companhia Energética Miranda ("Miranda")
A Miranda é detentora da Usina Hidrelétrica Miranda, localizada no município de Indianópolis (MG), com capacidade instalada de 408 MW. Mais informações vide Nota 6 – Ativo financeiro de concessão.

e.1.5) Companhia Energética do Jari ("Jari")
A Jari é detentora da Usina Hidrelétrica Santo Antônio do Jari, localizada entre os municípios de Laranjal do Jari (AP) e Almeirim (PA), com capacidade instalada de 392,9 MW. Mais informações vide item "f.2" desta nota.

e.1.6) Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão ("Cachoeira Caldeirão")
A Cachoeira Caldeirão é detentora da Usina Hidrelétrica Cachoeira Caldeirão, localizada no município de Ferreira Gomes (AP), com capacidade instalada de 219 MW. Mais informações vide item "f.2" desta nota.

e.1.7) ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC")
A EBC tem como objeto social a comercialização de energia elétrica, incluindo a compra, a venda, a importação e a exportação de energia elétrica, bem como a intermediação de quaisquer dessas operações, a prática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades.

e1.8) Companhia Energética Estreito (“CEE”)

A CEE é detentora de participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia (“Ceste”), do qual é líder. O consórcio foi criado para a implantação e exploração da Usina Hidrelétrica Estreito, localizada no Rio Tocantins (TO/MA). A participação da Companhia na capacidade instalada da Usina é de 435,6 MW.

Em 22.09.2025 foi aprovada, em Assembleia Geral Extraordinária, a incorporação da investida CEE, sociedade de capital fechado e controlada direta da ENGIE Brasil Energia. Como resultado da operação, a CEE foi extinta de pleno direito e a EBE tornou-se sucessora de suas operações e detentora do Consórcio Estreito Energia (“Ceste”). Mais informações vide item “g” desta Nota.

e.2) Operação em conjunto - Itá Energética S.A. (“Itasa”)

A ENGIE Brasil Energia mantém uma operação em conjunto na Itasa, com participação equivalente a 48,75% do capital votante e integralizado da sociedade. A Companhia e a Itasa são as detentoras dos direitos de exploração da Usina Hidrelétrica Itá, localizada no Rio Uruguai (SC/RS), por meio de consórcio, do qual a Itasa participa com 60,5% e a ENGIE Brasil Energia com 39,5%. Os principais grupos do ativo, passivo e resultado da Itasa, conforme demonstrados a seguir, são reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas da ENGIE Brasil Energia, na proporção de sua participação no capital da sociedade, posto que ela possui personalidade jurídica própria.

Balanço Patrimonial	31.12.2025	31.12.2024
ATIVO		
Ativo circulante	**140.558**	**105.982**
Caixa e equivalente de caixa	112.820	82.129
Outros ativos circulantes	27.738	23.853
Ativo não circulante	**247.871**	**279.016**
Realizável a longo prazo	14.345	15.010
Imobilizado	233.521	264.001
Intangível	5	5
TOTAL	**388.429**	**384.998**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	18.287	16.905
Passivo não circulante	5.228	4.298
Patrimônio líquido	364.914	363.795
TOTAL	**388.429**	**384.998**

Demonstração do resultado	2025	2024
Receita operacional líquida	204.197	187.644
Custos da energia vendida	(184.247)	(182.674)
LUCRO BRUTO	**19.950**	**4.970**
Despesas operacionais		
Despesas gerais e administrativas	(3.314)	(4.868)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**16.636**	**102**
Resultado financeiro	**9.148**	**14.077**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**25.784**	**14.179**
Imposto de renda e contribuição social	(5.643)	(7.893)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**20.141**	**6.286**

e.3) Empreendimento controlado em conjunto – Transportadora Associada de Gás (“TAG”)

Em 2019, o Grupo ENGIE em conjunto com a CDPQ, concluiu a aquisição do controle da TAG, pelo valor aproximado de R$ 35 bilhões, após o cumprimento das condições precedentes, tendo sido realizada posteriormente incorporação reversa da Aliança pela TAG para atendimento às exigências contratuais de financiamento detido pela Aliança. A TAG possui infraestrutura de gasodutos de alta pressão com aproximadamente 4.500 km de extensão e com 11 instalações próprias de compressão de gás e 91 pontos de entrega.

Em 28.12.2023, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a alienação de 15% do capital social da TAG à CDPQ, conforme contrato de compra e venda de ações celebrado entre as partes. Em 10.01.2024, após o cumprimento de todas as condições precedentes, foi concluída a operação de alienação de 15% da participação societária detida pela Companhia na TAG, mediante transferência das ações e liquidação do preço, nos termos do contrato de compra e venda de ações e outras avenças celebrado em 28.12.2023, entre a Companhia, na qualidade de vendedora, pela TAG, na qualidade de interveniente anuente, e pelo Caisse de Dépôt et Placement du Québec, por meio de sua subsidiária integral CDP Groupe Infrastructure Inc., na qualidade de compradora. O preço de fechamento de venda foi de R$ 2.780.265, montante apurado após os ajustes de preço previstos no contrato de compra e venda.

A Companhia permanece acionista da TAG, sendo titular de ações representativas de 17,5% do capital social total da TAG, permanecendo o Grupo ENGIE com 50% capital social total da TAG, ambos vinculados ao acordo de acionistas da TAG, mantendo o grupo de controle atual. Os custos da alienação de participação societária em controlada em conjunto totalizaram o montante de R$ 1.444.132, sendo R$ 1.350.186 referente ao valor patrimonial do investimento, R$ 80.149 de ágio por expectativa de rentabilidade futura e R$ 13.797 de custos para alienação. O resultado com a alienação, líquido dos custos de venda, foi positivo em R$ 1.336.133.

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG nas datas de 31.12.2025 e 31.12.2024 eram estes:

Balanço Patrimonial	31.12.2025	31.12.2024
ATIVO		
Ativo circulante	**2.530.778**	**4.442.899**
Caixa e equivalentes de caixa	655.190	2.325.228
Contas a receber de clientes	1.706.107	1.829.871
Outros ativos circulantes	169.481	287.800
Ativo não circulante	**28.269.767**	**28.955.412**
Depósitos vinculados	460.391	325.636
Outros ativos realizáveis a longo prazo	161.723	155.410
Imobilizado	24.892.200	25.726.936
Intangível	2.755.453	2.747.430
TOTAL	**30.800.545**	**33.398.311**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**2.888.853**	**4.377.430**
Instrumentos de dívida	2.004.234	3.432.490
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	73.308	6.997
Outros passivos circulantes	811.311	937.943
Passivo não circulante	**21.844.180**	**22.408.769**
Instrumentos de dívida	14.935.900	16.418.868
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	210.058	77.192
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.932.994	5.203.760
Outros passivos não circulantes	765.228	708.949
Patrimônio líquido	**6.067.512**	**6.612.112**
TOTAL	**30.800.545**	**33.398.311**
Participação da Companhia no Patrimônio Líquido	**1.061.815**	**1.157.120**

O resultado de equivalência patrimonial da Companhia era composto pelos seguintes itens:

	2025		2024	
	TAG	*Participação da Companhia*	TAG	*Participação da Companhia*
Receita operacional líquida	9.315.175	1.630.156	9.061.625	1.622.567
Custos dos serviços prestados	(2.452.817)	(429.243)	(2.260.267)	(404.825)
Lucro bruto	**6.862.358**	**1.200.913**	**6.801.358**	**1.217.742**
Despesas gerais e administrativas	(223.861)	(39.176)	(64.042)	(12.276)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**6.638.497**	**1.161.737**	**6.737.316**	**1.205.466**
Resultado financeiro	(1.891.955)	(331.092)	(1.769.099)	(316.442)
Lucro antes dos impostos	**4.746.542**	**830.645**	**4.968.217**	**889.024**
Imposto de renda e contribuição social	(818.523)	(143.241)	(969.673)	(174.909)
Lucro líquido da TAG	**3.928.019**	**687.404**	**3.998.544**	**714.115**
Impacto na equivalência patrimonial da EBE		**687.404**		**714.115**

f) Aquisições de subsidiárias

f.1) ENGIE Energia Solar I e ENGIE Energia Solar II

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião no dia 27.10.2023, aprovou a assinatura do contrato de compra e venda das *holdings* ENGIE Energia Solar I e da ENGIE Energia Solar II. Em 06.03.2024, tendo em vista a confirmação do cumprimento das condições precedentes a que estava sujeita, foi concluída a operação de aquisição pela ECP, da totalidade das ações de emissão das *holdings* apresentadas acima, e por consequência, das ações ou quotas de emissão dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol ("Conjuntos Fotovoltaicos").

f.1.1) Preço de aquisição

Com base no laudo do avaliador, a Administração efetuou ajustes nos ativos e passivos consolidados, em relação aos seus saldos contábeis, sendo: (a) R$ 1.025.764 na rubrica de direito de uso de ativos – intangível; (b) R$ 184.174 na conta de máquinas e equipamentos - imobilizado; e (c) R$ 8.360 na rubrica de outros passivos, totalizando ajuste de R$ 1.201.578 no ativo líquido. A Companhia concluiu o processo de avaliação do valor justo dos ativos e dos passivos adquiridos e realizou as devidas alocações.

f.1.1.2) Preço de compra base ajustado

Na data de fechamento da operação, efetuou-se o pagamento ao vendedor no valor de R$ 2.361.046. Após a finalização do *PSA (Purchase and Sale Agreement)* em 28.02.2025 realizou-se um ajuste de preço no montante de R$ 16.320, resultando no valor final de aquisição de R$ 2.344.726.

f.1.2) Ativos adquiridos

Com base no exposto anteriormente, o balanço de abertura da data de conclusão da aquisição está apresentado a seguir:

	Valor justo dos ativos adquiridos - 06.03.2024		
Balanço Patrimonial	**ENGIE Energia Solar I**	**ENGIE Energia Solar II**	**Total**
ATIVO			
Ativo circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	204.686	66.808	271.494
Contas a receber de clientes	2.058	512	2.570
Outros ativos circulantes	76.006	24.720	100.726
	282.750	**92.040**	**374.790**
Ativo não circulante			
Depósitos vinculados	34.147	13.466	47.613
Outros ativos não circulantes	2.889	1.970	4.859
Imobilizado	1.441.517	833.817	2.275.334
Intangível	1.099.238	-	1.099.238
	2.577.791	**849.253**	**3.427.044**
Total	**2.860.541**	**941.293**	**3.801.834**
PASSIVO			
Passivo circulante			
Fornecedores	27.620	16.987	44.607
Dividendos e juros sobre o capital próprio	-	1.704	1.704
Instrumentos de dívida	46.631	21.598	68.229
Outros passivos circulantes	66.469	4.197	70.666
	140.720	**44.486**	**185.206**
Passivo não circulante			
Instrumentos de dívida	731.244	409.978	1.141.222
Outros passivos não circulantes	57.195	31.730	88.925
	788.439	**441.708**	**1.230.147**
Total	**929.159**	**486.194**	**1.415.353**
Capital social de minoritários	-	41.755	41.755
Ativos líquidos / Contraprestação transferida	**1.931.382**	**413.344**	**2.344.726**

(1) Nova denominação da Atlas Energia Renovável do Brasil S.A.
(2) Nova denominação Atlas Brasil Energia Holding 2 S.A.

f.2) Companhia Energética do Jari e Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão

Em 21.03.2025 celebrou-se o contrato de compra e venda entre ENGIE Brasil Energia S.A., na qualidade de compradora, e EDP Energias do Brasil S.A. e China Three Gorges Energia S.A., na qualidade de vendedoras, para aquisição da totalidade das ações de emissão da Companhia Energética do Jari e da Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão. A conclusão da operação ocorreu em 13.08.2025, após o cumprimento das condições precedentes estabelecidas contratualmente.

f.2.1) Preço de aquisição

O preço de aquisição das UHEs Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, foi de R$ 2.316.139, sendo: (i) 1.506.374 – relativo ao valor contábil dos ativos líquidos adquiridos; e (ii) R$ 809.765 – decorrente da diferença entre a contraprestação transferida e o valor contábil dos ativos registrados. Esse montante de R$ 809.765, foi alocado com base no laudo preliminar do avaliador, realizando ajustes nos ativos e passivos consolidados, em relação aos seus saldos contábeis, sendo: (a) R$ 668.244 em imobilizado; (b) 178.221 na rubrica de direito de uso de ativo – intangível; (c) R$ 50.199 em passivo de contingências e (d) R$ 13.499 ativo indenizatório. A Companhia continua no processo de avaliação do valor justo dos ativos e dos passivos adquiridos conforme as regras de combinação de negócios e os saldos iniciais podem mudar caso novas informações venham a surgir.

f.2.1.1) Preço de compra base ajustado

Na data de fechamento da operação foi pago ao vendedor o valor de R$ 2.286.053, sendo: R$ 1.986.155 relativos ao preço de compra base e R$ 299.898, correspondentes ao resultado dos ajustes de fechamento previstos no contrato.

f.2.2) Parcela contingente

O contrato de compra e venda prevê o pagamento de parcela contingente adicional ao preço de aquisição, condicionada à revisão da garantia física das UHEs Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão. Embora ambas estejam contempladas contratualmente, a expectativa atual é de que apenas a UHE Santo Antônio do Jari atinja os critérios para geração de *earn-out*. O valor atribuído à UHE é de R$ 30.086, apurado com base na variação da garantia física atual de 211,3 MW médios, após a primeira revisão ordinária prevista para 2027.

f.2.3) Ativos adquiridos

Com base no exposto anteriormente, o balanço de abertura na data de conclusão da aquisição é:

	Saldos iniciais dos ativos adquiridos - 13.08.2025		
Balanço Patrimonial	**Jari**	**Cachoeira Caldeirão**	**Total**
ATIVO			
Ativo circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	151.352	91.045	242.397
Contas a receber de clientes	33.900	22.635	56.535
Outros ativos circulantes	21.592	12.729	34.321
	206.844	**126.409**	**333.253**
Ativo não circulante			
Depósitos vinculados	21.317	89.027	110.344
Outros ativos não circulantes	6.224	88.649	94.873
Imobilizado	984.284	821.785	1.806.069
Intangível	404.701	16.207	420.908
	1.416.526	**1.015.668**	**2.432.194**
Total	**1.623.370**	**1.142.077**	**2.765.447**
PASSIVO			
Passivo circulante			
Fornecedores	102.994	4.413	107.407
Instrumentos de dívida	47.920	46.255	94.175
Outros passivos circulantes	23.188	14.401	37.589
	174.102	**65.069**	**239.171**
Passivo não circulante			
Instrumentos de dívida	269.967	642.077	912.044
Tributos diferidos	14.664	56	14.720
Outros passivos não circulantes	35.403	57.735	93.138
	320.034	**699.868**	**1.019.902**
Total	**494.136**	**764.937**	**1.259.073**
Ativos líquidos	**1.129.234**	**377.140**	**1.506.374**
Preço base de aquisição	1.908.913	377.140	2.286.053
Parcela contingente	30.086	-	30.086
Contraprestação transferida	**1.938.999**	**377.140**	**2.316.139**

g) Incorporação de subsidiária

Em 22.09.2025 foi aprovada, em Assembleia Geral Extraordinária, a incorporação da investida CEE, sociedade de capital fechado e controlada direta da ENGIE Brasil Energia, nos termos do Protocolo e Justificação de Incorporação previamente aprovado pela Diretoria Executiva em 07.05.2025. Como resultado da operação, a CEE foi extinta de pleno direito e a EBE tornou-se sucessora de suas operações. O patrimônio líquido da CEE, apurado com base no valor contábil, totalizou R$ 1.691.583. A incorporação passou a produzir efeitos contábeis e societários a partir de 01.10.2025. Os ativos e passivos líquidos atualizados com data base 30.09.2025, estão apresentados a seguir:

ATIVO	
Ativo circulante	
Caixa e equivalentes de caixa	240.081
Contas a receber de clientes	83.925
Repactuação de risco hidrológico	2.073
Outros ativos circulantes	15.537
	341.616
Ativo não circulante	
Repactuação de risco hidrológico	13.476
Outros ativos não circulantes	9.050
Imobilizado	1.386.319
Intangível	228.493
	1.637.338
Total	**1.978.954**
PASSIVO	
Passivo circulante	
Fornecedores	8.154
Tributos a pagar	27.677
Concessões a pagar	8.531
Outros passivos circulantes	19.873
	64.235
Passivo não circulante	
Tributos diferidos	149.566
Concessões a pagar	56.022
Outros passivos não circulantes	17.548
	223.136
Total	**287.371**
Total de ativos incorporados e passivos assumidos	**1.691.583**

NOTA 10. IMOBILIZADO

Prática contábil:

Mensuração

Os ativos que compõem o imobilizado estão registrados ao custo de aquisição ou de construção. Os juros e os demais encargos financeiros dos instrumentos de dívida relacionados com as imobilizações em curso são computados como custo do respectivo imobilizado, assim como os ganhos e perdas de *hedge* de fluxo de caixa que se qualificam em relação aos imobilizados. O valor presente do custo esperado para desmobilização de um ativo após seu uso, quando aplicável, é incluído no custo do respectivo ativo.

Os custos dos ativos imobilizados são deduzidos das depreciações acumuladas e das provisões para redução ao valor recuperável do ativo (*impairment*), quando aplicável.

Os bens ou conjunto de bens que apresentavam valores contábeis substancialmente diferentes dos seus valores justos na data da adoção das novas práticas contábeis no Brasil, em 01.01.2009, passaram a ter o seu valor justo como custo atribuído ao ativo.

Os componentes de determinados ativos que são substituídos periodicamente ao longo da vida útil econômica do ativo são reconhecidos como ativos separados e depreciados pelo período previsto para a sua substituição. Os custos com pequenas manutenções periódicas e rotineiras são reconhecidos no resultado quando incorridos.

No consolidado, a Companhia reconheceu os valores justos dos intangíveis decorrentes dos direitos de concessão ou de autorização pelo uso do bem público, adquiridos em uma combinação de negócios, como um único ativo no grupo do ativo imobilizado. Esse procedimento foi adotado devido à impossibilidade desses intangíveis e bens do imobilizado serem vendidos ou transferidos separadamente e devido à similaridade entre os períodos de vigência dos referidos direitos e as vidas úteis dos ativos.

Depreciação

A depreciação dos ativos em plena operação é calculada pelo método linear com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, as quais são praticadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro e representam a vida útil estimada dos bens, exceto pelos investimentos iniciais nos ativos de geração, cujas usinas possuem concessão do serviço público. Estes investimentos são depreciados com base nas vidas úteis definidas pela Aneel, limitadas ao prazo da concessão das usinas.

O valor residual e a vida útil dos ativos e os métodos de depreciação são revistos no encerramento de cada exercício, e ajustados de forma prospectiva, quando for o caso.

Avaliação do valor de recuperação do imobilizado – *Impairment*

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, os bens do ativo imobilizado com a finalidade de identificar evidências que possam levar a perdas de valores não recuperáveis das respectivas unidades geradoras de caixa, ou ainda, quando eventos ou alterações significativas indicarem que os seus valores contábeis possam não ser recuperáveis. Se identificado que o valor contábil do ativo excede o seu valor recuperável, essa provisão para perda (*impairment*) é reconhecida no resultado do exercício.

O valor recuperável de um ativo é o maior valor entre o seu valor em uso e o seu valor justo de venda, líquido dos custos necessários para a realização da venda. O valor em uso corresponde aos fluxos de caixa descontados, antes dos impostos, gerados pela utilização do ativo durante a sua vida útil.

Direito de uso de arrendamentos

Os direitos de uso de arrendamentos, inicialmente, compreendem o passivo de arrendamento acrescido dos pagamentos antecipados. Esses ativos são depreciados com base na vigência dos contratos de arrendamento e avaliados no que se refere a perda por redução ao valor recuperável (*impairment*). Adicionalmente, são ajustados por qualquer nova remensuração dos passivos de arrendamento.

IMOBILIZADO					
	Taxa média de depreciação			Taxa média de depreciação	
	Controladora	Consolidado		Controladora	Consolidado
Máquinas e equipamentos	3,4%	3,7%	Móveis e utensílios	6,3%	6,3%
Reservatórios, barragens e adutoras	2,6%	2,6%	Veículos	14,3%	14,2%
Edificações e benfeitorias	2,8%	3,1%	Obrigações especiais	4,6%	4,6%
Direito de uso de arrendamento	6,7%	3,5%			

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2025			31.12.2024		
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço						
Máquinas e equipamentos	5.417.321	(3.476.242)	1.941.079	4.287.746	(2.852.429)	1.435.317
Reservatórios, barragens e adutoras	6.764.206	(4.828.139)	1.936.067	5.125.773	(3.920.375)	1.205.398
Edificações e benfeitorias	1.335.286	(1.036.226)	299.060	1.286.988	(988.889)	298.099
Direito de uso de arrendamentos	101.418	(41.007)	60.411	92.100	(33.526)	58.574
Móveis e utensílios	10.027	(6.280)	3.747	9.553	(5.870)	3.683
Veículos	2.069	(1.786)	283	1.523	(1.270)	253
Obrigações especiais	(42.470)	17.254	(25.216)	(42.470)	15.435	(27.035)
	13.587.857	**(9.372.426)**	**4.215.431**	**10.761.213**	**(7.786.924)**	**2.974.289**
Em curso						
Máquinas e equipamentos	53.548	-	53.548	56.705	-	56.705
Edificações e benfeitorias	3.197	-	3.197	8.200	-	8.200
Reservatórios, barragens e adutoras	11.805	-	11.805	1.751	-	1.751
Adiantamentos a fornecedores	1.195	-	1.195	30.453	-	30.453
Aquisições a ratear	2.567	-	2.567	12.695	-	12.695
	72.312	**-**	**72.312**	**109.804**	**-**	**109.804**
	13.660.169	**(9.372.426)**	**4.287.743**	**10.871.017**	**(7.786.924)**	**3.084.093**

	Consolidado					
	31.12.2025			31.12.2024		
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço						
Máquinas e equipamentos	26.195.946	(7.075.589)	19.120.357	20.971.684	(5.961.219)	15.010.465
Reservatórios, barragens e adutoras	7.856.343	(5.236.173)	2.620.170	7.106.643	(4.890.709)	2.215.934
Edificações e benfeitorias	2.550.476	(1.438.786)	1.111.690	1.917.354	(1.215.177)	702.177
Direito de uso de arrendamentos	469.026	(83.167)	385.859	394.364	(65.054)	329.310
Móveis e utensílios	14.840	(7.469)	7.371	13.096	(6.787)	6.309
Veículos	9.978	(6.116)	3.862	4.556	(2.173)	2.383
Obrigações especiais	(42.470)	17.254	(25.216)	(42.470)	15.435	(27.035)
	37.054.139	**(13.830.046)**	**23.224.093**	**30.365.227**	**(12.125.684)**	**18.239.543**
Em curso						
Máquinas e equipamentos	3.406.592	-	3.406.592	3.945.527	-	3.945.527
Edificações e benfeitorias	339.620	-	339.620	290.889	-	290.889
Reservatórios, barragens e adutoras	11.805	-	11.805	5.402	-	5.402
Adiantamentos a fornecedores	20.585	-	20.585	1.354.331	-	1.354.331
Aquisições a ratear	1.565.194	-	1.565.194	1.350.845	-	1.350.845
	5.343.796	**-**	**5.343.796**	**6.946.994**	**-**	**6.946.994**
	42.397.935	**(13.830.046)**	**28.567.889**	**37.312.221**	**(12.125.684)**	**25.186.537**

b) Mutação do ativo imobilizado

	Controladora							
	Máquinas e equipamentos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Direito de uso de arrendamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldos em 31.12.2023	1.441.261	1.339.536	327.599	66.731	3.881	119.713	(29.208)	3.269.513
Ingressos	-	-	-	-	-	93.811	-	93.811
Remensuração	-	-	-	(1.771)	-	-	-	(1.771)
Transferências	122.313	(19.454)	229	-	632	(103.720)	-	-
Baixas	(10.798)	(881)	(265)	-	(51)	-	651	(11.344)
Depreciação	(117.459)	(113.803)	(29.464)	(6.386)	(526)	-	1.522	(266.116)
Saldos em 31.12.2024	**1.435.317**	**1.205.398**	**298.099**	**58.574**	**3.936**	**109.804**	**(27.035)**	**3.084.093**
Ingressos[1]	-	-	-	-	-	53.034	-	53.034
Incorporação de subsidiária[2]	521.518	854.612	30.618	39	179	23.327	-	1.430.293
Remensuração	-	-	-	8.927	-	-	-	8.927
Transferências	113.782	(820)	159	-	732	(113.853)	-	-
Baixas	(3.088)	-	(27)	-	(38)	-	-	(3.153)
Depreciação	(126.450)	(123.123)	(29.789)	(7.129)	(779)	-	1.819	(285.451)
Saldos em 31.12.2025	**1.941.079**	**1.936.067**	**299.060**	**60.411**	**4.030**	**72.312**	**(25.216)**	**4.287.743**

(1) Os ingressos referem-se, principalmente, a modernização da UHE Salto Osório, no montante de R$ 29.805.

(2) Incorporação de subsidiária subdividida em: imobilizado no valor de R$ 1.386.319 e saldo remanescente da mais valia originária da aquisição da subsidiária no valor de R$ 43.974. Para maiores detalhes, vide Nota 9 – Investimentos.

	Consolidado							
	Máquinas e equipamentos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Direito de uso de arrendamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldos em 31.12.2023	**8.869.658**	**2.403.194**	**634.906**	**246.152**	**7.604**	**4.431.216**	**(29.333)**	**16.563.397**
Ingressos	-	-	-	-	-	6.632.517	-	6.632.517
Ingresso - Provisão de desmobilização	-	-	-	-	-	23.091	-	23.091
Aquisição de subsidiárias	2.255.610	-	-	17.675	11	18.590	-	2.291.886
Remensuração	-	-	-	78.994	-	-	-	78.994
Alienação de subsidiária	(12.878)	(125)	(2.688)	-	(315)	(119)	125	(16.000)
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	-	469.711	-	469.711
Reversão de *impairment*	45.061	-	-	-	-	-	-	45.061
Transferências	4.520.607	(19.564)	122.345	-	4.624	(4.628.012)	-	-
Baixas	(55.234)	(881)	(1.773)	-	(216)	-	652	(57.452)
Depreciação	(612.359)	(166.690)	(50.613)	(13.511)	(3.016)	-	1.521	(844.668)
Saldos em 31.12.2024	**15.010.465**	**2.215.934**	**702.177**	**329.310**	**8.692**	**6.946.994**	**(27.035)**	**25.186.537**
Ingressos[1]	-	-	-	32.357	-	1.383.831	-	1.416.188
Ingresso - Provisão de desmobilização	-	-	-	-	-	71.837	-	71.837
Remensuração	-	-	-	42.419	-	-	-	42.419
Aquisição de subsidiárias[2]	1.265.931	605.963	451.464	-	958	133.445	-	2.457.761
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	-	518.780	-	518.780
Transferências	3.711.347	(29.104)	22.589	-	6.259	(3.711.091)	-	-
Baixas	(12.906)	-	(4.854)	-	(137)	-	-	(17.897)
Depreciação	(854.480)	(172.623)	(59.686)	(18.227)	(4.539)	-	1.819	(1.107.736)
Saldos em 31.12.2025	**19.120.357**	**2.620.170**	**1.111.690**	**385.859**	**11.233**	**5.343.796**	**(25.216)**	**28.567.889**

(1) Os ingressos referem-se, principalmente: (i) R$ 544.162 à construção do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii) R$ 475.765 à construção da Maracanã; (iii) R$ 157.700 à expansão do Conjunto Fotovoltaico Paracatu; (iv) R$ 71.471 à modernização da UHE Jaguara; e (v) R$ 29.600 referente à modernização da UHE Salto Osório.
(2) Aquisição de subsidiárias referentes às UHEs Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão no valor de R$ 2.474.313, subdividido em R$1.806.069, registrados no balanço de abertura, e R$ 668.244 decorrente da diferença entre a contraprestação transferida e o valor contábil dos ativos registrados no imobilizado; e processo de avaliação do valor justo dos ativos e passivos adquiridos referente aos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol no valor de R$ 16.552. Para maiores detalhes, vide Nota 9 – Investimentos.

c) Composição do imobilizado em serviço, por tipo de usinas geradoras e sistemas de transmissão

IMOBILIZADO EM SERVIÇO

	Taxa média de depreciação			Taxa média de depreciação	
	Controladora	Consolidado		Controladora	Consolidado
Eólicas	Não possui	3,8%	PCH	Não possui	3,6%
Hidroelétricas	2,8%	2,9%	Transmissão	Não possui	12,3%
Solar	Não possui	3,8%	Outros	12,0%	8,3%

	Controladora			
	31.12.2025			31.12.2024
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Hidrelétricas	13.380.335	(9.248.888)	4.131.447	2.889.195
Outros	207.522	(123.538)	83.984	85.094
	13.587.857	**(9.372.426)**	**4.215.431**	**2.974.289**

	Consolidado			
	31.12.2025			31.12.2024
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Eólicas	13.433.348	(1.979.885)	11.453.463	9.458.185
Hidrelétricas	15.950.339	(10.128.496)	5.821.843	4.260.410
Solar	4.509.610	(767.904)	3.741.706	3.213.365
PCH	351.292	(243.658)	107.634	119.134
Transmissão[1]	5.394	(1.394)	4.000	4.254
Outros	2.804.156	(708.709)	2.095.447	1.184.195
	37.054.139	**(13.830.046)**	**23.224.093**	**18.239.543**

(1) Apenas os bens administrativos relacionados ao segmento de transmissão são registrados como imobilizado. Mais informações vide Nota 7 – Ativo de contrato.

d) Depreciação

As taxas de depreciação estabelecidas pela Aneel, refletem a vida útil estimada dos bens, para os principais grupos de ativos que compõem os parques geradores da Companhia, são estas:

	Correlação com quadro "a"	Depreciação (% a.a.)	Vida útil média (anos)
Casas de força	Edificações e benfeitorias	2,0	50
Turbinas eólicas (aerogeradores)	Máquinas e equipamentos	5,0	20
Módulos Solares	Máquinas e equipamentos	4,0	25
Edificações e benfeitorias	Edificações e benfeitorias	3,3	30
Geradores	Máquinas e equipamentos	3,3	30
Turbinas hidráulicas	Máquinas e equipamentos	2,5	40
Reservatórios e barragens	Reservatórios, barragens e adutoras	2,0	50
Equipamentos gerais	Máquinas e equipamentos/Móveis e utensílios/Veículos	6,3	16

Os montantes dos itens totalmente depreciados, os quais integram o valor do custo e da depreciação, em 31.12.2025 e 31.12.2024, são estes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Máquinas e equipamentos	947.725	929.612	951.465	931.558
Reservatórios, barragens e adutoras	721.821	721.821	721.821	721.821
Edificações e benfeitorias	251.782	251.941	251.924	252.083
Móveis e utensílios	2.378	2.147	2.403	2.204
Veículos	1.405	976	3.915	982
	1.925.111	**1.906.497**	**1.931.528**	**1.908.648**

d.1) Depreciação dos ativos que integram o Projeto Original das Usinas Hidrelétricas concessionárias

A Administração da Companhia, com base exclusivamente na interpretação da Lei nº 8.987/95 e do Decreto nº 2.003/96, considera que não há total garantia quanto à indenização pelo Poder Concedente do valor residual dos bens que integram o Projeto Original dos empreendimentos hidrelétricos ao final de seus prazos de concessão.

Dessa forma, esses ativos são depreciados com base nas taxas determinadas pela Aneel, limitadas ao prazo da concessão, embora, a legislação e os contratos prevejam a possibilidade da sua renovação.

e) Ajuste a valor justo do ativo imobilizado

Em atendimento às orientações previstas nos pronunciamentos contábeis, em 01.01.2009, data da adoção das IFRS e das normas estabelecidas pelo CPC, a Companhia adotou o valor justo como custo atribuído do ativo imobilizado de suas usinas cujos valores contábeis se apresentavam substancialmente diferentes dos seus valores justos.

O ajuste a valor justo do imobilizado, líquido do imposto de renda e da contribuição social diferidos, teve como contrapartida a conta "Ajustes de avaliação patrimonial", no patrimônio líquido. A depreciação e as baixas do referido ajuste nos ativos não resultam em efeitos na base de apuração do imposto de renda e da contribuição social nem na base de distribuição de dividendos.

e.1) Mutação do ajuste a valor justo

	Consolidado
	Ajuste a valor justo
Saldo em 31.12.2023	**381.048**
Baixa de ativo por substituição	860
Depreciação	(57.428)
Saldo em 31.12.2024	**324.480**
Baixa de ativo por substituição	412
Depreciação	(56.384)
Saldo em 31.12.2025	**268.508**

f) Registro das concessões onerosas e das autorizações contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios

A Companhia, para fins de elaboração das informações consolidadas, considerou como referência para o registro das concessões onerosas e das autorizações concedidas pela União Federal para o uso do bem público para a geração de energia, contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios, o Guia de Aplicação IFRS 3 – Combinação de negócios que permite o reconhecimento do valor justo da concessão e do ativo imobilizado como único ativo nas demonstrações financeiras, quando esses ativos não puderem ser vendidos ou transferidos separadamente.

A Companhia reconheceu a concessão onerosa e as autorizações contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios como um único ativo, no grupo do ativo imobilizado, distribuído pelas naturezas dos ativos proporcionalmente ao seu custo de aquisição.

O saldo das concessões de uso do bem público para a geração de energia, no ativo imobilizado, em 31.12.2025 é de R$ 424.952 (R$ 389.094 em 31.12.2024), na controladora, e de R$ 443.268 (R$ 456.959 em 31.12.2024), no consolidado.

g) Apropriação dos encargos financeiros

Os encargos financeiros vinculados aos instrumentos de dívida e às concessões a pagar, bem como os encargos financeiros e depreciação vinculados aos contratos de arrendamentos são reconhecidos no ativo imobilizado em curso durante o período de construção das usinas e, quando da conclusão da construção, transferidos para o imobilizado em serviço. A taxa de capitalização utilizada na determinação do montante dos custos de instrumentos de dívida elegíveis à capitalização foi entre 10,5% e 11,9%.

h) Redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*)

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, a necessidade de provisão para redução do saldo contábil a seu valor de realização. Segue a reversão de *impairment* realizada em 2024:

	Consolidado
	2024
Reversão de *impairment* de ativos imobilizados	45.061
***Impairment* de ativos imobilizados, líquido**	**45.061**

Reversão de *impairment*: *Impairment* registrado em decorrência do sinistro ocorrido nos parques do Conjunto Fotovoltaico Paracatu, considerando que os trabalhos para reestabelecer a operação dos parques foram finalizadas no segundo semestre de 2024. Logo, foi revertido em 2024 o restante do montante já contabilizado no exercício de 2023, em virtude da baixa efetiva do imobilizado, totalizando R$ 45.061 de reversão, sem efeito no resultado.

i) Provisão de desmobilização

A Companhia mantém reconhecido, em contrapartida do seu imobilizado, a provisão dos custos decorrentes da desmobilização de seus parques eólicos e solares, com base no valor presente dos fluxos de caixa esperados para o cumprimento da obrigação de retirada dos ativos relacionados a esses parques e de restauração do local ao final dos prazos de autorização.

			Consolidado			
			31.12.2025			31.12.2024
	Taxa de desconto (a.a.)	Prazo de amortização	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Conjunto Eólico Trairí	5,7%	2041 e 2045	66.236	(8.208)	58.028	55.658
Conjunto Eólico Serra do Assuruá	6,7%	2051	46.746	-	46.746	20.861
Conjunto Eólico Umburanas	5,7%	2049 e 2050	49.235	(6.913)	42.322	39.517
Conjunto Eólico Campo Largo	5,7%	2050 e 2052	39.095	(3.698)	35.397	30.908
Conjunto Eólico Santo Agostinho	6,0%	2056	27.686	(257)	27.429	26.329
Conjunto Eólico Campo Largo II	5,7%	2054	28.501	(1.184)	27.317	28.116
Conjunto Fotovoltaico Paracatu	5,7%	2051	21.505	(799)	20.706	12.947
Conjunto Fotovoltaico Lar do Sol	6,7%	2054	15.003	(1.028)	13.975	10.291
Conjunto Fotovoltaico Floresta	5,7%	2051	13.060	(633)	12.427	10.093
Conjunto Fotovoltaico Assú Sol	7,4%	2057	9.265	(112)	9.153	-
Conjunto Fotovoltaico Juazeiro Solar	6,7%	2051	10.601	(1.974)	8.627	7.615
Conjunto Fotovoltaico Sertão Solar Barreiras	6,7%	2053	8.166	(1.096)	7.070	5.997
Conjunto Fotovoltaico Sol do Futuro	6,7%	2051 e 2052	5.667	(777)	4.890	4.110
Assú V	5,7%	2051	4.973	(269)	4.704	3.575
Conjunto Fotovoltaico São Pedro	6,7%	2051	5.302	(759)	4.543	3.929
			351.041	**(27.707)**	**323.334**	**259.946**

A taxa real de desconto utilizada para o cálculo do valor presente foi determinada nas taxas de títulos públicos com vencimento similar ao do término das autorizações. Mais informações vide Nota 17 – Provisões e depósitos judiciais.

NOTA 11. INTANGÍVEL

Prática contábil:

São registrados ao custo de aquisição ou pelo valor justo dos intangíveis adquiridos em uma combinação de negócio.

A Companhia reconheceu em 2020 e 2021 o intangível oriundo do direito de extensão de concessão, em decorrência da adesão à repactuação do risco hidrológico de forma a compensar a Companhia pelos custos incorridos no passado, conforme previsto nas Leis nº 14.052/2020, nº 14.182/2021 e resolução autorizativa nº 16.467/2025, ao valor justo, o qual é, usualmente, equivalente ao valor definido e disponibilizado pela Aneel. Este direito foi reconhecido quando o direito se tornou virtualmente certo, em contrapartida da rubrica "Repactuação do risco hidrológico". Adicionalmente, em 2023 e 2025 a Companhia reconheceu intangível referente ao deslocamento dos dias de extensão do GSF (*Generation Scaling Factor*) por impactos não hídricos, conforme a Lei nº 13.360/2016.

Ativos intangíveis com vida definida são amortizados pelo método linear, com base nos contratos comerciais ou de concessão e de autorização. Os intangíveis com vida útil indefinida não são amortizados, mas são testados anualmente para avaliação de perda por redução ao valor recuperável *(impairment)*.

Avaliação do valor de recuperação do intangível – *Impairment*

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, os bens do ativo intangível com a finalidade de identificar evidências que possam levar a perdas de valores não recuperáveis das respectivas unidades geradoras de caixa ou de intangíveis, ou ainda, quando eventos ou alterações significativas indicarem que os seus valores contábeis possam não ser recuperáveis. Se identificado que o valor contábil do ativo excede o seu valor recuperável, essa provisão para perda *(impairment)* é reconhecida no resultado do exercício.

O valor recuperável de um ativo é o maior valor entre o seu valor em uso e o seu valor justo de venda, líquido dos custos necessários para a realização da venda. O valor em uso corresponde aos fluxos de caixa descontados, antes dos impostos, gerados pela utilização do ativo durante a sua vida útil.

INTANGÍVEL CONTROLADORA

Direito de extensão de concessão	até 2048	Direito de uso de ativos	até 2036

INTANGÍVEL CONSOLIDADO

Direito de extensão de concessão	até 2048	Direitos de projetos - Solar em operação	até 2057
Bonificação pela outorga Usinas cotistas	até 2048	Direito de projetos – Novo Estado	até 2048
Direitos de projetos - Eólicos em operação	até 2056	Direito de uso de ativos	até 2048
Direito de projetos – ENGIE Brasil Solar I	até 2053		

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2025			31.12.2024		
	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de extensão de concessão[1]	2.616.886	(638.808)	1.978.078	2.397.705	(484.761)	1.912.944
Direito de uso de ativos	376.937	(206.788)	170.149	311.114	(152.577)	158.537
	2.993.823	**(845.596)**	**2.148.227**	**2.708.819**	**(637.338)**	**2.071.481**

(1) Os direitos de extensão de concessão provenientes de consórcios serão amortizados no período de extensão de forma a refletir o padrão de consumo dos benefícios econômicos futuros.

	Consolidado					
	31.12.2025			31.12.2024		
	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de extensão de concessão[1]	2.651.477	(645.019)	2.006.458	2.666.677	(503.881)	2.162.796
Bonificação pela outorga - Usinas cotistas						
Jaguara	620.327	(168.467)	451.860	620.327	(147.838)	472.489
Miranda	411.223	(111.679)	299.544	411.223	(98.004)	313.219
	1.031.550	**(280.146)**	**751.404**	**1.031.550**	**(245.842)**	**785.708**
Direitos de projetos - em operação						
Eólicos em operação	392.658	(31.524)	361.134	179.751	(23.547)	156.204
Solar em operação	35.829	(5.949)	29.880	29.506	(4.853)	24.653
Sistema de transmissão Novo Estado	236.021	(26.682)	209.339	236.021	(17.265)	218.756
	664.508	**(64.155)**	**600.353**	**445.278**	**(45.665)**	**399.613**
Direitos de projetos - em desenvolvimento						
Eólicos em construção / desenvolvimento	78.030	-	78.030	286.592	-	286.592
Solar em construção / desenvolvimento	39.787	-	39.787	46.110	-	46.110
	117.817	-	**117.817**	**332.702**	-	**332.702**
	782.325	**(64.155)**	**718.170**	**777.980**	**(45.665)**	**732.315**
Direito de uso de ativos	2.522.369	(628.847)	1.893.522	1.693.489	(285.345)	1.408.144
	6.987.721	**(1.618.167)**	**5.369.554**	**6.169.696**	**(1.080.733)**	**5.088.963**

(1) Os direitos de extensão de concessão provenientes de consórcios serão amortizados no período de extensão de forma a refletir o padrão de consumo dos benefícios econômicos futuros.

a.1) Direito de extensão de concessão – repactuação do risco hidrológico

Em 08.09.2020 entrou em vigor a Lei nº 14.052, que alterou em partes a Lei nº 13.203, de 2015, e estabeleceu novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. Em 01.12.2020, foi editada a Resolução Normativa Aneel nº 895, a qual estabeleceu a metodologia para o cálculo da compensação e os procedimentos para a repactuação do risco hidrológico, e no dia 15.12.2020, após a reunião do Conselho de Administração, foi aprovada a adesão da Companhia à referida repactuação do risco hidrológico.

Em 02.03.2021, a CCEE publicou a revisão nos cálculos de compensação, resultando em acréscimo de dias de extensão para algumas usinas da Companhia. As Resoluções Homologatórias nº 2.919/2021 e nº 2.932/2021, homologaram o prazo de extensão da outorga das mesmas. No exercício de 2021, a Companhia concluiu o processo de formalização para adesão ao acordo nas condições apresentadas pelas Resolução Homologatórias supracitadas, inclusive para as Usinas nas quais participa por meio de consórcio, para as quais obteve concordância de todas as consorciadas ao fim de 2021.

No exercício de 2023, a Companhia reconheceu o montante de R$ 114.508 referente a prorrogação da concessão do Consórcio Estreito Energia ("CESTE") relativa aos impactos não hídricos. No exercício de 2024, não houve movimentações relevantes dos saldos de repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, exceto pela amortização do exercício, que está sendo realizada linearmente até o prazo final da extensão. No exercício de 2025 a Companhia reconheceu o montante de R$ 9.857 referente a prorrogação da concessão das UHE Passo Fundo, UHE Salto Osório, UHE Salto Santiago, UHE Itá, UHE Machadinho, UHE Jaguara e UHE Miranda relativa aos impactos não hídricos. Os valores de custo das extensões dos prazos de concessão e montantes por usina são apresentados abaixo:

Usinas	Intangível	Amortização Acumulada	Saldos em 31.12.2025	Extensão de concessão (anos)
Salto Santiago	553.646	(274.805)	278.841	2,1
Salto Osório	431.401	(207.934)	223.467	2,5
Cana Brava	151.970	(45.340)	106.630	2,4
São Salvador	76.571	(17.378)	59.193	2,5
Passo Fundo	96.918	(46.712)	50.206	3,1
Ponte de Pedra	69.853	(19.177)	50.676	2,4
Consórcio				
Estreito	252.354	(27.462)	224.892	9,1
Itá	542.406	-	542.406	2,2
Machadinho	441.767	-	441.767	3,2
Controladora	**2.616.886**	**(638.808)**	**1.978.078**	
Jaguara	10.677	(1.804)	8.873	0,5
Miranda	6.510	(1.097)	5.413	0,5
Jari	15.529	(3.008)	12.521	0,8
Cachoeira	1.875	(302)	1.573	0,2
Consolidado	**2.651.477**	**(645.019)**	**2.006.458**	

a.2) Bonificação pela outorga

A diferença entre o valor pago de bonificação pela outorga e o montante registrado como ativo financeiro de concessão, conforme mencionado na Nota 6 – Ativo financeiro de concessão, representa o direito de uso da infraestrutura das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda para geração e venda de energia no ACL. Esse montante foi reconhecido no intangível e está sendo amortizado linearmente pelo prazo de concessão das Usinas.

a.3) Direitos de projetos

A amortização desses direitos de projetos é iniciada após a entrada em operação comercial e reconhecida de forma linear nos prazos das autorizações de uso dos ativos.

a.3.1) Eólicos e solares

Os direitos dos projetos mencionados no demonstrativo acima decorrem do valor justo dos projetos básicos ambientais, da certificação de geração de energia, das medições de ventos, das licenças ambientais prévias, dos estudos de incidência de radiação solar e dos contratos de arrendamentos adquiridos juntamente com as empresas, na data de aquisição.

a.3.2) Sistema de Transmissão Novo Estado

No exercício de 2019, foi aprovado a aquisição da totalidade das ações da Sterlite Novo Estado Energia S.A., atualmente denominada Novo Estado, pela NEP, controlada indireta da Companhia, e contabilizado pelo seu valor justo. Após a entrada em operação da Novo Estado, em fevereiro de 2023, iniciou a amortização do montante.

b) Mutação do ativo intangível

	Controladora		
	Direito de extensão de concessão	Direito de uso de ativos	Total
Saldos em 31.12.2023	**2.039.265**	**122.546**	**2.161.811**
Ingresso	-	66.967	66.967
Amortização	(126.321)	(30.976)	(157.297)
Saldos em 31.12.2024	**1.912.944**	**158.537**	**2.071.481**
Ingresso[1]	-	43.339	43.339
Incorporação de subsidiária[2]	227.550	943	228.493
Direito de extensão de concessão[3]	9.288	-	9.288
Baixas[4]	(42.462)	(84)	(42.546)
Amortização	(129.242)	(32.586)	(161.828)
Saldos em 31.12.2025	**1.978.078**	**170.149**	**2.148.227**

(1) Os ingressos referem-se às aquisições e desenvolvimento de *software* e pelo direito de exploração de projetos eólicos.
(2) Para maiores detalhes, vide Nota 9 – Investimentos.
(3) Reconhecimento da extensão do prazo de concessão das UHE Passo Fundo, UHE Salto Osório, UHE Salto Santiago, UHE Itá e UHE Machadinho.
(4) Alienação de ativo regulatório associado ao período de extensão compensatória do Consórcio UHE Machadinho, com uma das consorciadas.

	Consolidado				
	Direito de extensão de concessão	Bonificação pela outorga	Direito de projetos	Direito de uso de ativos	Total
Saldos em 31.12.2023	**2.300.350**	**820.011**	**747.194**	**224.228**	4.091.783
Ingressos[1]	-	-	-	74.091	74.091
Aquisição de subsidiárias[2]	-	-	-	1.150.861	1.150.861
Baixas	-	-	-	(401)	(401)
Amortização	(137.554)	(34.303)	(14.879)	(40.635)	(227.371)
Saldos em 31.12.2024	**2.162.796**	**785.708**	**732.315**	**1.408.144**	**5.088.963**
Ingressos[1]	-	-	-	59.247	59.247
Aquisição de subsidiárias[2]	14.381	-	-	533.125	547.506
Direito de extensão de concessão[3]	9.858	-	-	-	9.858
Baixas[4]	(42.462)	-	(35)	(9.088)	(51.585)
Transferência	-	-	4.380	(4.380)	-
Amortização	(138.115)	(34.304)	(18.490)	(93.526)	(284.435)
Saldos em 31.12.2025	**2.006.458**	**751.404**	**718.170**	**1.893.522**	**5.369.554**

(1) Os ingressos referem-se as aquisições e desenvolvimento de *software* e pelo direito de exploração de projetos eólicos.
(2) Aquisição de subsidiárias em 2025 refere-se: (i) aquisição das UHEs Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão no valor de R$ 599.129, subdividido em R$ 420.908 registrados no balanço de abertura e R$ 178.221 decorrente da diferença entre a contraprestação transferida e o valor contábil dos ativos registrados no intangível; e (ii) processo de avaliação do valor justo dos ativos e passivos adquiridos referente aos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol com impacto negativo no valor de R$ 51.623. Para maiores detalhes, vide Nota 9 – Investimentos.
(3) Reconhecimento da extensão do prazo de concessão das UHE Passo Fundo, UHE Salto Osório, UHE Salto Santiago, UHE Itá, UHE Machadinho, UHE Jaguara e UHE Miranda.
(4) Alienação de ativo regulatório associado ao período de extensão compensatória do Consórcio UHE Machadinho, com uma das consorciadas.

c) Redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*)

Em 31.12.2025 e 31.12.2024, não foram identificadas evidências de ativos intangíveis com custos registrados em montante superior aos seus valores de recuperação.

NOTA 12. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Fornecedores de imobilizado e intangível[1]	11.208	23.799	335.409	627.245
Fornecedores de materiais e serviços	81.260	77.331	243.204	208.201
Energia elétrica comprada para revenda	187.044	158.524	112.062	112.771
Encargos de uso da rede elétrica	39.609	40.407	88.585	76.748
Transações no mercado de curto prazo	-	-	83.104	114
Operações de *trading*	-	-	54.027	36.343
Arrendamentos a pagar	9.874	6.722	49.492	38.459
Passivo circulante	**328.995**	**306.783**	**965.883**	**1.099.881**
Arrendamentos a pagar	68.584	54.541	380.960	315.538
Fornecedores de imobilizado e intangível	8.416	6.650	11.073	8.349
Fornecedores de materiais e serviços	9.059	-	9.059	8.239
Passivo não circulante[2]	**86.059**	**61.191**	**401.092**	**332.126**
	415.054	**367.974**	**1.366.975**	**1.432.007**

(1) A variação de R$ 291.836 em Fornecedores de imobilizado e intangível no consolidado refere-se, substancialmente, ao andamento do Projeto Assú Sol e Serra do Assuruá.
(2) Os valores referentes aos fornecedores a pagar no longo prazo estão apresentados como parte da rubrica "Outros passivos não circulantes", mais detalhes vide Nota 19 - Outros passivos.

O prazo médio de pagamento da Companhia é de, aproximadamente, 28 dias e sobre os saldos não há incidência de juros, exceto por estimativas de desembolsos futuros de imobilizado, apresentadas nas rubricas de "Fornecedores de imobilizado e intangível", cuja expectativa de pagamento reflete na segregação entre circulante e não circulante.

a) Operações de arrendamento

Prática contábil:

Os arrendamentos a pagar são inicialmente mensurados ao valor presente dos fluxos de pagamentos futuros, descontado pela taxa incremental de financiamento, uma vez que a taxa de juros implícita no arrendamento não é facilmente determinável. O fluxo de pagamentos futuros compreende pagamentos variáveis que dependam de índice ou taxa.

Posteriormente, o passivo de arrendamento é mensurado pelo custo amortizado utilizando-se o método de taxa de juros efetiva, e remensurado (com correspondente ajuste no direto de uso relacionado) quando há modificação, mudança no prazo do arrendamento, alteração nos pagamentos futuros motivada, por exemplo, por atualizações monetárias, ou alteração na avaliação de uma opção de compra do ativo subjacente.

Os pagamentos variáveis de arrendamento que não dependem de um índice ou taxa são reconhecidos como despesas no período em que ocorrem. Adicionalmente, a Companhia aplica a isenção de reconhecimento de arrendamentos de curto prazo, ou seja, arrendamentos de ativos cujo prazo de arrendamento seja igual ou inferior a 12 meses a partir da data de início, e de ativos de baixo valor individual, os quais são reconhecidos como despesa ao longo do prazo do arrendamento.

a.1) Mutação

	Controladora	Consolidado
	Total	Total
Saldos em 31.12.2023	**60.614**	**239.820**
Remensuração	(1.771)	78.994
Juros[1]	5.729	27.348
Juros capitalizados	-	28
Aquisição de subsidiárias	-	17.675
Amortizações	(3.309)	(9.868)
Saldos em 31.12.2024	**61.263**	**353.997**
Ingresso	-	32.422
Remensuração	8.927	42.419
Juros[1]	8.254	38.102
Incorporação de subsidiária[2]	14	14
Amortizações	-	(36.502)
Saldos em 31.12.2025	**78.458**	**430.452**
Passivo circulante	**9.874**	**49.492**
Passivo não circulante	**68.584**	**380.960**

(1) Valores brutos de PIS e Cofins.
(2) Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

Os arrendamentos a pagar foram mensurados ao valor presente dos fluxos de pagamentos futuros. As taxas de desconto médias utilizadas para cálculo do valor presente foram de 9,0% e 10,9% para o prédio da sede administrativa e para os terrenos onde estão ou serão construídos os parques eólicos e solares, respectivamente, e representam a taxa incremental de financiamento.

a.2) Vencimentos dos arrendamentos a pagar apresentados no passivo não circulante

	Controladora			Consolidado		
	Valores não descontados	Juros embutidos	Saldo passivo arrendamento	Valores não descontados	Juros embutidos	Saldo passivo arrendamento
2027	9.309	(1.144)	8.165	48.751	(6.793)	41.958
2028	9.309	(1.820)	7.489	49.566	(10.952)	38.614
2029	9.309	(2.440)	6.869	49.566	(14.618)	34.948
2030	9.309	(3.008)	6.301	49.566	(17.933)	31.633
2031	9.309	(3.529)	5.780	49.566	(20.931)	28.635
2032 a 2036	46.544	(24.074)	22.470	241.009	(136.677)	104.332
2037 a 2041	34.908	(23.398)	11.510	217.445	(159.776)	57.669
2042 em diante	-	-	-	486.758	(443.587)	43.171
Arrendamentos a pagar	**127.997**	**(59.413)**	**68.584**	**1.192.227**	**(811.267)**	**380.960**

a.3) Pagamentos de arrendamentos de aluguéis variáveis, ativos de baixo valor individual e de curto prazo

No exercício de 2025, a Companhia reconheceu o montante de R$ 2.117 (R$ 2.274 em 2024) e R$ 11.218 (R$ 21.367 em 2024), na controladora e no consolidado, respectivamente, referente a custos e despesas relacionadas ao pagamento de aluguéis variáveis e de curto prazo e ativos de baixo valor individual, conforme isenção aplicada pela Companhia.

a.4) Análise do impacto da inflação nos contratos de arrendamento

A Companhia, na mensuração e na remensuração de seu passivo de arrendamento e do direito de uso de arrendamentos, procedeu ao uso da técnica de fluxo de caixa descontado sem considerar inflação projetada nos fluxos a serem descontados, haja vista vedação imposta pela norma contábil.

Desta maneira, para atender orientações das áreas técnicas da CVM são apresentados os saldos comparativos do passivo de arrendamento, do direito de uso de arrendamentos, da despesa financeira e da despesa de depreciação do exercício de 2025.

	Controladora	Consolidado
Passivo *leasing* saldo final		
Conforme apresentado IFRS 16	78.458	430.452
Com efeito da inflação	80.806	443.509
	2,99%	**3,03%**
Direito de uso de arrendamentos, líquido saldo final		
Conforme apresentado IFRS 16	60.411	385.859
Com efeito da inflação	61.749	398.451
	2,21%	**3,26%**
Despesa financeira		
Conforme apresentado IFRS 16	8.254	38.102
Com efeito da inflação	8.589	39.649
	4,06%	**4,06%**
Despesa de depreciação		
Conforme apresentado IFRS 16	7.129	18.227
Com efeito da inflação	7.285	18.770
	2,19%	**2,98%**

NOTA 13. GERENCIAMENTO DE RISCOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Companhia, para conduzir com mais eficiência o processo de avaliação e monitoramento de riscos dos seus negócios, mantém o Fórum de Gerenciamento de Riscos, a quem cabe: (i) analisar e propor contribuições à minuta da Matriz de Riscos e Oportunidades; (ii) contribuir com a identificação de outros riscos e oportunidades empresariais; e (iii) aprovar proposta de Matriz de Riscos e Oportunidades a ser encaminhada para aprovação da Diretoria Executiva. Os negócios da Companhia, as condições financeiras e os resultados das operações podem ser afetados de forma adversa por qualquer um destes fatores de risco:

- **Risco de mercado**
- **Risco de gerenciamento de capital**
- **Risco de aceleração do vencimento de dívidas**
- **Risco de crédito**
- **Risco de liquidez**
- **Risco hidrológico**

a) Risco de mercado

O objetivo da utilização de instrumentos financeiros pela Companhia e suas controladas é o de proteger seus ativos e passivos, minimizando a exposição a riscos de mercado, principalmente no que diz respeito às oscilações de taxas de juros, de índices de preços e de moedas e preços de energia nas operações que acarretam exposição à Companhia.

Esses riscos são monitorados pelo Fórum Financeiro, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõe estratégias operacionais, sistema de controle e limites de posição e de crédito com os demais parceiros do mercado. A Companhia não pratica operações financeiras de caráter especulativo com derivativos ou relacionado a quaisquer outros instrumentos de risco, exceto pelas operações de *trading* de energia, as quais estão descritas no item “a.4” abaixo. Os principais riscos de mercado aos quais a Companhia está exposta são estes:

a.1) Risco relacionado às dívidas e concessões com taxa de juros e índices flutuantes

Esse risco está relacionado com a possibilidade de a Companhia vir a sofrer perdas por conta de flutuação de taxas de juros e de índices financeiros aplicados aos seus passivos, resultando em efeitos em suas despesas financeiras. A Companhia e suas controladas estão expostas à taxa de juros e a índices flutuantes relacionados às variações da TJLP, taxa DI, IGP-M e IPCA.

Quanto ao risco de aceleração inflacionária, a totalidade dos contratos de venda de energia em vigor possui cláusula de reajuste inflacionário, com a aplicação de IGP-M ou de IPCA, o que representa um *hedge* natural de longo prazo para as dívidas e as obrigações indexadas a índices de inflação e/ou atreladas à variação inflacionária, caso das dívidas vinculadas ao CDI. A partir de 01.01.2019, a Companhia não celebrou qualquer contrato indexado à TJLP.

a.2) Risco relacionado aos passivos denominados em moeda estrangeira

O risco cambial está associado à possibilidade de variação nas taxas de câmbio, o que afeta o resultado financeiro e os saldos indexados à moeda estrangeira. A política de proteção de risco cambial da Companhia busca atingir um baixo nível de exposição cambial em seus passivos e compromissos designados em moeda estrangeira, os quais são permanentemente monitorados por seu Fórum Financeiro. Em 31.12.2025, a Companhia não mantinha compromisso financeiro em moeda estrangeira cuja variação cambial não estivesse protegida por *hedge*. Os instrumentos financeiros derivativos de operações de *hedge* são estes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*				
Ativo circulante				
Hedge de fluxo de caixa - obrigações	-	-	-	54.670
Ativo não circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	44.323	55.305	44.323	55.305
Posições ativas	**44.323**	**55.305**	**44.323**	**109.975**
Passivo circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(49.176)	(5.435)	(49.176)	(5.435)
Passivo não circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(175.992)	(357.296)	(175.992)	(357.296)
Posições passivas	**(225.168)**	**(362.731)**	**(225.168)**	**(362.731)**
Posições líquidas	**(180.845)**	**(307.426)**	**(180.845)**	**(252.756)**
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(180.845)	(307.426)	(180.845)	(307.426)
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	-	-	-	54.670
Posições líquidas	**(180.845)**	**(307.426)**	**(180.845)**	**(252.756)**

Prática contábil:

Instrumentos financeiros derivativos são identificados quando: (i) seus valores são influenciados por flutuação das taxas ou preços; (ii) não há um investimento inicial; e (iii) serão liquidados em uma data futura.

Os instrumentos financeiros derivativos mantidos pela Companhia correspondem a operações de proteção de exposições aos riscos de variação de moeda estrangeira e de taxa de juros de dívidas e de compromissos futuros, os quais são reconhecidos de acordo com as normas estabelecidas para a contabilidade de *hedge*, conforme abaixo mencionado. Ademais, a Companhia mantém operações de *trading* de energia, realizadas com o objetivo de auferir resultados decorrentes das variações de preços de mercado.

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos como ativo e/ou passivo no balanço patrimonial e mensurados inicialmente e subsequentemente a valor justo. Os ganhos ou as perdas resultantes das variações no seu valor justo são reconhecidos no resultado, exceto quando o derivativo é qualificado e designado para a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*).

Contabilidade de *hedge*

No início da operação de *hedge* é elaborada uma documentação formal com a descrição dos objetivos e estratégias da gestão do risco coberto, e da relação entre a transação objeto do *hedge* e o instrumento de *hedge* utilizado para a proteção esperada. As operações de *hedge* da Companhia que se qualificam para a contabilidade de *hedge* são estas:

Hedge de valor justo (HVJ)

As operações de *hedge* para a proteção das variações cambiais e de taxas de juros flutuantes dos empréstimos e debêntures da Companhia resultam de posições passivas vinculadas à variação do IPCA ou do CDI, ou seja, componentes não fixos, sendo, dessa forma, designados como "*Hedge* de valor justo". Nessas transações, os ganhos ou as perdas resultantes das variações das mensurações ao valor justo dos empréstimos e debêntures e das operações de *hedge* são reconhecidos no resultado financeiro.

Hedge de fluxo de caixa (HFC)

A Companhia designou como *hedge* de fluxo de caixa: (i) *hedge* para proteção de exposição à moeda estrangeira de compromissos financeiros de aquisição de ativos e de empréstimos; e (ii) *hedge* para proteção da exposição agregada de empréstimos no exterior e *hedge* de valor justo, trocando a posição passiva por componentes fixos (taxa fixa). Nestas operações, para a parcela altamente eficaz do *hedge*, os ganhos e as perdas decorrentes das variações do valor justo do instrumento são reconhecidos no patrimônio líquido, na rubrica "Outros resultados abrangentes", e transferidos para o resultado ou ativo quando o objeto de *hedge* protegido for efetivamente realizado. A parcela não efetiva do *hedge*, quando ocorre, é registrada no resultado financeiro, juntamente com os juros e variações cambiais da operação, e capitalizada no ativo imobilizado, quando aplicáveis.

(i) Operações de *hedge* sobre empréstimos e debêntures

Composição dos *hedges* sobre empréstimos e debêntures

Em 31.12.2025, os valores dos empréstimos, das debêntures e dos derivativos avaliados ao custo amortizado e ao valor justo são estes:

Instrumento financeiro	Valor de referência	Vencimento principal	Pagamento juros	Juros[1]	Custo amortizado	Ajuste valor justo	Saldo contábil
Controladora e Consolidado:							
Scotiabank IV	US$ 102.465	07.2026	Semestrais	2,002% a.a.	568.853	(13.039)	555.814
Swap (HVJ)	R$530.000	07.2026	Semestrais	CDI + 1,35% a.a.	(567.460)	109	(567.351)
Debêntures - 11ª Emissão - Série 3[2]	R$ 318.122	11.2028	11.2028	10,90% a.a.	393.831	(26.028)	367.803
Swap (HVJ)	R$ 318.253	11.2028	11.2028	CDI + 0,378% a.a.	(409.037)	-	(409.037)
Debêntures 12ª Emissão - Série 1[3]	R$ 863.239	08.2029	Semestrais	12,4974% a.a.	867.688	(21.189)	846.499
Swap (HVJ)	R$ 863.239	08.2029	Semestrais	CDI + 0,155% a.a.	(868.547)	-	(868.547)
Debêntures 12ª Emissão - Série 2[4]	R$ 636.761	06.2034	Anuais	IPCA + 6,7766% a.a.	703.729	(46.259)	657.470
Swap (HVJ)	R$ 647.646	06.2034	Anuais	CDI + 0,43% a.a.	(692.319)	-	(692.319)
Debêntures 13ª Emissão - Série 1[5]	R$ 1.500.000	09.2030	Semestrais	12,2372% a.a.	1.546.754	(48.322)	1.498.432
Swap (HVJ)	R$ 1.500.000	09.2030	Semestrais	CDI - 0,11% a.a.	(1.555.972)	-	(1.555.972)
Debêntures 14ª Emissão - Série 1[6]	R$1.000.000	01.2032	Anuais	14,3509% a.a.	1.113.484	41.651	1.155.135
Swap (HVJ)	R$1.000.000	01.2032	Anuais	CDI - 0,29% a.a.	(1.113.689)	-	(1.113.689)
Debêntures 14ª Emissão - Série 2[7]	R$1.000.000	01.2032	Anuais	IPCA + 7,5568% a.a.	1.088.555	273	1.088.828
Swap (HVJ)	R$1.000.000	01.2032	Anuais	CDI - 0,23% a.a.	(1.114.224)	-	(1.114.224)
Debêntures 15ª Emissão - Série 1[8]	R$750.000	06.2035	Anuais	12,8775% a.a.	794.535	7.383	801.918
Swap (HVJ)	R$750.000	06.2035	Anuais	CDI - 0,59% a.a.	(799.040)	-	(799.040)
Debêntures 15ª Emissão - Série 2[9]	R$1.450.000	06.2035	Anuais	IPCA + 6,8555% a.a.	1.513.037	(1.814)	1.511.223
Swap (HVJ)	R$1.450.000	06.2035	Anuais	CDI - 0,73% a.a.	(1.543.788)	-	(1.543.788)
Posição em 31.12.2025					**(73.610)**	**(107.235)**	**(180.845)**

(1) As taxas de juros incluem o imposto de renda de 15% sobre a remessa ao exterior.
(2) O saldo do instrumento financeiro de *hedge* não considera os custos de captação nesta operação, montantes de R$ 3.814.
(3) O saldo do instrumento financeiro de *hedge* não considera os custos de captação nesta operação, montantes de R$ 12.536.
(4) O saldo do instrumento financeiro de *hedge* não considera os custos de captação nesta operação, montantes de R$ 17.547.
(5) O saldo do instrumento financeiro de *hedge* não considera os custos de captação nesta operação, montantes de R$ 27.115.
(6) O saldo do instrumento financeiro de *hedge* não considera os custos de captação nesta operação, montantes de R$21.388.
(7) O saldo do instrumento financeiro de *hedge* não considera os custos de captação nesta operação, montantes de R$21.388.
(8) O saldo do instrumento financeiro de *hedge* não considera os custos de captação nesta operação, montantes de R$22.086.
(9) O saldo do instrumento financeiro de *hedge* não considera os custos de captação nesta operação, montantes de R$44.828.

Atualmente, a Companhia mantém contratos de instrumentos derivativos com bancos de primeira linha, convertendo: (i) a exposição à variação cambial de dívidas contratadas em moeda estrangeira para dívidas indexadas ao CDI, com vencimentos semestrais até 2026; (ii) exposições de debêntures indexadas ao IPCA em reais para dívidas indexadas ao CDI, com vencimentos anuais até 2035; e (iii) exposições de debêntures prefixadas em reais para dívidas indexadas ao CDI, com vencimentos semestrais e anuais até 2035. Esses instrumentos derivativos foram designados como *hedge* de valor justo.

A Companhia avalia que os seus instrumentos de *hedge* e os seus respectivos itens protegidos apresentem relação econômica estreita, definida pela correspondência entre seus termos críticos, tais como nocionais, fluxos de liquidação, indexadores e taxas, o que confirma a efetividade do *hedge*.

Mutação líquida das operações de *hedge* sobre empréstimos e debêntures:

	Controladora e Consolidado
Passivo em 31.12.2023	**(227.562)**
Juros e variações monetárias	(101.013)
Variações cambiais	251.069
Ajuste a valor justo por meio do resultado	(363.704)
Amortização de principal	860
Amortização de juros	132.924
Passivo em 31.12.2024	**(307.426)**
Juros e variações monetárias	(231.059)
Variações cambiais	(110.896)
Ajuste a valor justo por meio do resultado	324.027
Amortização de juros	144.509
Passivo em 31.12.2025	**(180.845)**

Mutação líquida do ajuste a valor justo apresentado nos quadros acima:

	Controladora e consolidado
Saldos em 31.12.2023	**(67.558)**
Ajuste a valor justo reconhecido no resultado	(363.704)
Saldos em 31.12.2024	**(431.262)**
Ajuste a valor justo reconhecido no resultado	324.027
Saldos em 31.12.2025	**(107.235)**

(ii) (Perdas) ganhos não realizadas em operações de *hedge* de fluxo de caixa

As (perdas) ganhos não realizadas em operações de *hedge* de fluxo de caixa originados no exercício que estão apresentadas na "Demonstração dos resultados abrangentes" são as seguintes:

	Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	(55.910)	431.289
Perdas (ganhos) não realizados em operações de HFC	**(55.910)**	**431.289**

a.3) Análise de sensibilidade para a exposição a riscos de taxas de juros e/ou índices flutuantes e de variação de cotação de moeda estrangeira

A Companhia apresenta uma análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros expostos a riscos da variação de taxas de juros e/ou de índices flutuantes. O cenário-base provável para 31.12.2026 foi definido por meio destas premissas disponíveis no mercado (Fonte: Relatório Focus do Banco Central do Brasil):

	Variação 12 meses	Cenário Provável	Sensibilidade		
Risco de variação das taxas de juros e índices	31.12.2025	31.12.2026	Provável	Δ + 25% [1]	Administração
TJLP	9,1%	9,2%	0,1 p.p.	2,3 p.p.	-0,4 p.p.
CDI	14,9%	12,1%	-2,8 p.p.	3,0 p.p.	-0,0 p.p.
IPCA	4,3%	4,0%	-0,3 p.p.	1,0 p.p.	0,0 p.p.
IGP-M	-1,0%	3,9%	4,9 p.p.	1,0 p.p.	-5,5 p.p.

(1) A sensibilidade de 25% é calculada sobre o cenário provável de 2026, considerando um cenário pessimista (redução para ativos e aumento para passivos).

A sensibilidade provável foi calculada com base nas variações entre os índices dos últimos 12 meses, observados em 31.12.2025, e os previstos no cenário provável dos próximos 12 meses, a findar em 31.12.2026 e demonstram os eventuais impactos adicionais de 12 meses. As variações que poderão impactar o resultado consolidado, e, consequentemente, o patrimônio líquido nos próximos 12 meses, em comparação aos últimos 12 meses, caso tais cenários se materializem no resultado consolidado da Companhia. As demais sensibilidades apresentadas foram apuradas com base (i) na variação de 25%; e (ii) das estimativas da Administração sobre o cenário projetado, as quais correspondem a avaliação da Administração de alteração razoavelmente possível nas taxas de juros e/ou índices flutuantes para os próximos, são estas:

	Saldos em	Sensibilidade		
	31.12.2025	Provável	Δ + 25%[1]	Administração
Risco de aumento (passivo)				
Empréstimos e financiamentos				
IPCA	12.636.404	27.391	(108.081)	(5.251)
Dólar – com *swap* para o CDI	555.814	7.261	(8.598)	107
TJLP	1.753.045	(1.458)	(27.858)	4.617
Debêntures				
IPCA	4.715.466	19.081	(75.238)	(3.643)
CDI	1.014.232	24.852	(29.423)	365
IPCA - com *swap* para o CDI	3.173.758	86.564	(102.594)	(1.265)
PRE – com *swap* para o CDI	4.582.848	119.811	(141.939)	(1.754)
Ações Preferenciais Resgatáveis				
CDI	489.248	12.181	(14.421)	179
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)				
IPCA	3.757.532	504.192	(90.089)	-
IGP-M	1.435.235	(45.378)	(10.230)	50.972
Risco de redução (ativo)				
Ativo financeiro de concessão				
IPCA	3.574.505	(8.878)	(65.384)	10.541

(1) A sensibilidade de 25% é calculada sobre o cenário provável de 2026, considerando um cenário pessimista (redução para ativos e aumento para passivos).

a.4) Risco relacionado ao preço de energia nas operações de *trading*

A Companhia atua no mercado de *trading*, com o objetivo de auferir resultados com as variações de preço de energia, dentro dos limites de risco de mercado e de contrapartes pré-estabelecidos pela Administração, porém, em montantes não representativos se comparados com os resultados totais.

a.4.1) Posição patrimonial e perdas não realizados em operações de *trading* de energia

As operações de *trading* são transacionadas em mercado ativo e reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, com base na diferença entre o preço contratado e o preço das marcações de mercado do contrato.

A marcação de mercado é baseada, prioritariamente, nos preços das negociações dos produtos *forwards* (ou futuros) de energia do mercado ativo de balcão, em não havendo liquidez representativa nesse mercado, utilizamos técnicas que, consideram em nossos cálculos, os preços estabelecidos para os produtos *forward* (ou futuros), projetados por entidades especializadas. A taxa de desconto utilizada para fins de cálculo do valor justo, em 31.12.2025 e 31.12.2024, foi de 7,1%.

Os saldos patrimoniais, referentes às transações de *trading* em aberto estão abaixo apresentados:

	Consolidado					
	31.12.2025			31.12.2024		
	Ativo	Passivo	Ganho Líquido	Ativo	Passivo	Ganho Líquido
Classificação no balanço patrimonial						
Circulante	87.914	(87.336)	578	34.844	(29.139)	5.705
Não circulante	28.497	(26.674)	1.823	7.289	(6.986)	303
	116.411	**(114.010)**	**2.401**	**42.133**	**(36.125)**	**6.008**

A mutação dos saldos referente às transações de *trading* em aberto é a seguinte:

	Consolidado
Saldo em 31.12.2023	**17.630**
Perda não realizada reconhecida no exercício	(11.622)
Saldo em 31.12.2024	**6.008**
Perda não realizada reconhecida no exercício	(3.607)
Saldo em 31.12.2025	**2.401**

a.4.2) Análise de sensibilidade sobre as operações de *trading*

O principal fator de risco que impacta a precificação das operações de *trading* é a exposição aos preços de mercado da energia. No processo de tomada de decisão relacionada às atividades de *trading*, a Administração da Companhia utiliza análises de sensibilidade considerando percentis da volatilidade histórica do preço de energia para o produto. Os percentis são medidas que dividem a amostra, por ordem crescente dos dados, em 100 partes, cada uma com uma percentagem de dados aproximadamente igual, considerando, neste caso, a volatilidade histórica do preço de cada produto de energia. Portanto, o 25° percentil (P25) e o 75° percentil (P75) determinam os 25% e 75% menores preços observados, respectivamente. A seguir são apresentadas as análises de sensibilidade considerando essa metodologia:

	Consolidado		
	31.12.2025	Cenário P25	Cenário P75
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	2.401	2.393	2.424

A variação da taxa de desconto não impacta de forma importante o valor justo apurado, visto a curta *duration* da carteira de *trading* em aberto, motivo pelo qual não foi apresentada análise de sensibilidade.

b) Risco de gerenciamento de capital

A Companhia administra o seu capital de modo a maximizar o retorno dos investidores por meio da otimização do saldo das dívidas e do patrimônio, buscando uma estrutura de capital e mantendo índices de endividamento e cobertura de dívida que proporcionem o retorno de capital aos seus investidores.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos e debêntures – líquidos dos efeitos do *hedge*, financiamentos, ações preferenciais resgatáveis, deduzidos do caixa, do equivalente de caixa e dos depósitos em garantia vinculados às dívidas) e pelo patrimônio líquido, que inclui o capital social e as reservas de lucros. A relação da dívida líquida pelo patrimônio líquido foi esta:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Instrumentos de dívida	15.953.669	11.853.514	29.148.604	24.134.936
Efeitos de *hedge*	180.845	307.426	180.845	307.426
(-) Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(4.113)	(13.545)	(457.363)	(357.369)
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(829.384)	(1.659.976)	(3.358.552)	(3.958.758)
Dívida líquida	**15.301.017**	**10.487.419**	**25.513.534**	**20.126.235**
Patrimônio líquido	**12.757.728**	**11.266.701**	**13.914.493**	**12.280.398**
Endividamento total/Patrimônio líquido	**1,2**	**0,9**	**1,8**	**1,6**

A ENGIE Brasil Energia e suas controladas detêm dívidas que estipulam limites máximos de endividamento da Companhia, calculados com base no Ebitda e no endividamento bruto, sendo a maior restrição estipulada nos contratos 4,5 vezes a razão entre endividamento bruto e Ebitda.

c) Risco de aceleração do vencimento de dívidas

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas (*covenants*), normalmente aplicáveis às operações dessa natureza, relacionadas ao atingimento de indicadores de desempenho financeiro. Caso a Companhia não atenda a alguma destas cláusulas, as dívidas poderão ter seus respectivos vencimentos adiantados. Mais informações vide Nota 14 – Instrumentos de dívida.

d) Risco de crédito

As transações relevantes para os negócios da Companhia em que há exposição ao risco de crédito são as vendas de energia, as aplicações financeiras e as operações de *hedge*. O histórico de perdas na Companhia em decorrência de dificuldade apresentada por bancos e clientes em honrar os seus compromissos é praticamente nulo. A Companhia é avalista em contratos de financiamentos de suas controladas com o objetivo de assegurar o cumprimento dos compromissos assumidos.

d.1) Riscos relacionados à venda de energia

Nos contratos de longo prazo firmados com distribuidoras a Companhia minimiza o seu risco de crédito por meio da utilização de um mecanismo de constituição de garantias previstos nos próprios contratos, que envolvem os recebíveis de seus clientes, cuja gestão é realizada por uma instituição financeira previamente definida.

Como forma de minimizar o risco de crédito nos contratos de venda de energia elétrica no ACL para consumidores livres, comercializadoras e geradoras, a Companhia exige em garantia padrão nas modalidades de fiança bancária e seguro-garantia. Para aquelas contrapartes que queiram apresentar outra modalidade de garantia, a Companhia, por meio de sua área de crédito, realiza uma análise e estabelece, de acordo com sua Política de Crédito, as garantias que deverão ser exigidas dessas contrapartes.

Os créditos de todos os clientes são revisados anualmente e a sua exposição aos diversos setores da economia é avaliada periodicamente, de modo a manter a diversificação de sua carteira e a diminuir a exposição ao risco específico setorial.

d.2) Riscos relacionados às aplicações financeiras

As aplicações financeiras da Companhia e de suas controladas obedecem à alocação de, no mínimo, 90% dos recursos em Títulos Públicos Federais – na modalidade de compra final e/ou operações compromissadas – e, no máximo, 10% dos recursos em Títulos Privados – aquisições de CDB de bancos elegíveis e ainda operações compromissadas com lastro em debêntures emitidas por empresas de *leasing* controladas por bancos elegíveis.

A Companhia utiliza a classificação das agências Fitch Ratings (Fitch), Moody's ou Standard & Poor's (S&P) para identificar os bancos elegíveis de recebimento dos recursos. Eles devem atender a estes parâmetros: (i) patrimônio líquido de no mínimo R$ 1 bilhão; e (ii) *rating* no mínimo equivalente a AA- (S&P e Fitch) ou Aa3 (Moody's), em escala nacional.

Os recursos disponíveis da Companhia estão majoritariamente alocados nos fundos exclusivos Energy Renda Fixa Fundo de Investimento Exclusivo (FIE) e Energy Prime Renda Fixa Fundo de Investimento Exclusivo (FIE), cuja gestão é feita pelo Banco Santander e Banco BTG Pactual, respectivamente. Em 31.12.2025, a alocação do patrimônio de ambos os fundos era em ativos de baixíssimo risco, sendo sua maioria lastreados em títulos públicos federais e em instrumentos de captação bancária, em conformidade com os parâmetros de alocação e bancos elegíveis acima especificados, ambos com liquidez diária e atrelados à variação da Selic.

De acordo com o planejamento financeiro da Companhia, os recursos desse fundo serão utilizados no curto prazo, reduzindo substancialmente o risco de quaisquer efeitos significativos nos seus rendimentos, em decorrência de eventual redução da taxa básica de juros da economia brasileira.

d.3) Riscos relacionados às operações de *hedge*

A Política de Investimentos e Derivativos impõe fortes restrições à realização de operações com derivativos e determina o monitoramento contínuo das exposições no caso de contratação de operação desse tipo.

Conforme anteriormente mencionado, as principais operações de *hedge* contratadas pela Companhia foram os *swaps* e NDF para proteção contra a variação cambial e do CDI dos pagamentos do principal e dos juros dos empréstimos contratados em dólar norte-americano e de obrigações com fornecedores, conforme descrito no item a.2 - Risco relacionado aos passivos denominados em moeda estrangeira.

e) Risco de liquidez

A gestão do risco de liquidez da Companhia é de responsabilidade do Fórum Financeiro, que gerencia as necessidades de captação e gestão de liquidez de curto, médio e longo prazo, por meio do monitoramento permanente dos fluxos de caixa previstos e realizados.

A Companhia, para assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações, utiliza uma política de caixa mínimo, revisada anualmente com base nas projeções de caixa e monitorada mensalmente nas reuniões do Fórum Financeiro. A gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimo prazo, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez e fazer frente aos desembolsos.

O caráter gerador de caixa da Companhia e a pouca volatilidade nos recebimentos e nas obrigações de pagamentos ao longo dos meses do ano, garantem à Companhia estabilidade nos seus fluxos, reduzindo seu risco de liquidez.

No demonstrativo a seguir apresenta-se o perfil previsto de liquidação dos principais passivos financeiros da Companhia registrados em 31.12.2025. Os valores foram determinados com base nos fluxos de caixa não descontados previstos, considerando a estimativa de amortização de principal e pagamento de juros futuros, quando aplicável. Para as dívidas com juros pós-fixados, o valor foi obtido com base na curva de juros do encerramento do exercício.

	Controladora					
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Fluxo de caixa contratual	Contábil
Fornecedores	328.995	36.093	18.618	90.761	474.467	415.054
Concessões a pagar (UBP)	864.389	1.686.117	1.740.287	3.040.520	7.331.313	5.142.441
Taxas de juros pós-fixadas:						
Empréstimos e financiamentos[1]	842.511	473.713	448.980	2.554.850	4.320.054	2.701.766
Debêntures[1]	2.403.278	5.550.665	4.926.295	9.062.279	21.942.517	13.251.903
	4.439.173	**7.746.588**	**7.134.180**	**14.748.410**	**34.068.351**	**21.511.164**

	Consolidado					
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Fluxo de caixa contratual	Contábil
Fornecedores	963.357	118.449	99.132	994.778	2.175.716	1.366.975
Concessões a pagar (UBP)	877.858	1.713.099	1.767.269	3.175.432	7.533.658	5.192.767
Taxas de juros pós-fixadas:						
Empréstimos e financiamentos[1]	2.139.613	3.018.862	2.893.893	13.449.547	21.501.915	15.173.052
Debêntures[1]	2.843.614	5.842.388	5.032.999	9.166.181	22.885.182	13.486.304
Ações preferenciais resgatáveis	87.922	188.496	222.998	476.019	975.435	489.248
	6.912.364	**10.881.294**	**10.016.291**	**27.261.957**	**55.071.906**	**35.708.346**

(1) Líquidos dos efeitos do *hedge*.

O ativo financeiro de concessão das UHEs Jaguara e Miranda não possui risco de liquidez, uma vez que está relacionado à parcela de energia destinada ao ACR, no Sistema de Cota de Garantia Física, cujo pagamento é garantido pelo Poder Concedente.

f) Risco hidrológico

O suprimento de energia do SIN acontece, na sua maior parte, por usinas hidrelétricas. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada usina hidrelétrica, incluindo as da Companhia, está sujeita às variações pelas condições hidrológicas verificadas, tanto pelas condições na região geográfica em que a usina opera como pelas condições em usinas de outras cascatas, que venham a influenciar no volume de água disponível para geração.

A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, em conjunto com a obrigação de entrega da garantia física, poderá resultar em uma exposição da Companhia ao mercado de energia de curto prazo, o que poderá afetar os seus resultados financeiros futuros. Entretanto, quase a totalidade da capacidade de geração hidrelétrica da Companhia está inserida no MRE, que funciona como um "condomínio", em que o risco hidrológico é compartilhado entre todas as usinas participantes do Mecanismo.

Com o objetivo de se proteger ainda mais do risco hidrológico, em dezembro de 2015, a Companhia aderiu ao acordo de repactuação do risco hidrológico relativo às usinas cuja energia estava comercializada no ACR.

Em 31.12.2025, a garantia física das usinas hidrelétricas detidas pela Companhia totalizava 3.576,6 MW. No acordo retro mencionado foram repactuados 1.406,8 MW médios, dos quais 1.343,92 MW médios, aproximadamente 91,5%, estão protegidos do risco hidrológico. A parcela das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda destinada ao atendimento de Cotas de Garantia Física – 512,3 MW médios – é garantida pelas regras contratuais estabelecidas pelo Poder Concedente e também está blindada desse risco, vide Nota 6 – Ativo financeiro de concessão.

Com relação aos impactos causados no MRE por razões não hidrológicas do passado, os geradores terão direito à extensão do prazo de concessão das outorgas de geração de forma a compensar as perdas percebidas, nos termos da Lei nº 14.052/2020, Lei nº 14.182/2021, Lei nº 13.360/2016 e resolução autorizativa nº 16.467/2025. Mais detalhes estão apresentados na Nota 11 – Intangível.

A fim de reduzir a exposição às oscilações do mercado de curto prazo, a ENGIE Brasil Energia mantém grande parte de seu portfólio de energia contratado no longo prazo. No mercado livre, a Companhia vende gradativamente a energia disponível, buscando valores atrativos e também a minimização do risco de exposição aos preços de curto prazo (*spot* ou PLD). Adicionalmente, em razão da constante ocorrência de déficit de geração hidrelétrica nos últimos anos, optou-se por deixar parte do volume da capacidade comercial descontratada no mercado de curto prazo e, sempre que necessário ou oportuno, adquirir energia de terceiros para repor os recursos próprios.

g) Categoria dos instrumentos financeiros

		Controladora		Consolidado	
	Hierarquia	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Ativos financeiros					
Valor justo por meio do resultado					
Aplicações financeiras	Nível 1	811.430	1.640.401	3.169.430	3.727.076
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge* de valor justo	Nível 2	44.323	55.305	44.323	55.305
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	Nível 2	-	-	116.411	42.133
Custo amortizado					
Caixa e depósitos bancários à vista	N.A.	17.954	19.575	189.122	231.682
Contas a receber de clientes	N.A.	692.427	577.797	1.330.502	1.182.340
Depósitos vinculados	N.A.	44.226	41.675	533.181	397.956
Ativo financeiro de concessão	N.A.	-	-	3.574.505	3.465.079
Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes					
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge* de fluxo de caixa	Nível 2	-	-	-	54.670
		1.610.360	**2.334.753**	**8.957.474**	**9.156.241**
Passivos financeiros					
Valor justo por meio do resultado					
Empréstimos em moeda estrangeira	Nível 2	555.814	874.171	555.814	874.171
Debêntures	Nível 2	7.756.606	2.885.585	7.756.606	2.885.585
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge* de valor justo	Nível 2	225.168	362.731	225.168	362.731
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	Nível 2	-	-	114.010	36.125
Custo amortizado					
Fornecedores	N.A.	415.054	367.974	1.366.975	1.432.007
Empréstimos em moeda nacional	N.A.	2.145.952	1.633.830	14.617.238	12.969.109
Ações preferenciais resgatáveis	N.A.	-	-	489.248	487.287
Debêntures	N.A.	5.495.297	6.459.928	5.729.698	6.918.784
Concessões a pagar (UBP)	N.A.	5.142.441	5.304.952	5.192.767	5.369.104
Obrigações vinculadas à aquisição de ativos[1]	N.A.	30.086	-	57.346	30.932
Ressarcimento às distribuidoras[1]	N.A.	-	-	477.792	417.217
		21.766.418	**17.889.171**	**36.582.662**	**31.783.052**

(1) Apresentado como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

Mensuração do valor justo

A Companhia mensura alguns instrumentos financeiros e ativos não financeiros ao valor justo, ou seja, ao preço que seria recebido pela venda de um ativo ou pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração. Para o cálculo do valor justo são utilizadas técnicas de avaliação apropriadas às circunstâncias e para as quais haja dados suficientes disponíveis, de forma a minimizar o uso de dados não observáveis. Os ativos e passivos cujos valores justos são mensurados e divulgados nas demonstrações financeiras são categorizados dentro da hierarquia de valor justo descrita a seguir:

- Nível 1: preços cotados (não ajustados) em mercados ativos ou passivos idênticos aos que a Companhia possa ter acesso na data de mensuração;

- Nível 2: técnicas de avaliação para as quais a mensuração do valor justo seja obtida direta ou indiretamente, por meio de outras informações, diferentes dos preços cotados (nível 1); e

- Nível 3: técnicas de avaliação para as quais as informações utilizadas na mensuração do valor justo não estão disponíveis no mercado (não observáveis).

h) Valor de mercado dos instrumentos financeiros

Nas operações envolvendo instrumentos financeiros somente foram identificadas diferenças significativas entre os valores apresentados no balanço patrimonial e os respectivos valores de mercado nos instrumentos financeiros abaixo apresentados. Essas diferenças ocorrem principalmente em virtude desses instrumentos apresentarem prazos de liquidação longos e custos diferenciados em relação às taxas de juros praticadas atualmente para contratos similares. Na determinação dos valores de mercado foram utilizados os fluxos de caixa futuros, descontados a taxas julgadas adequadas para operações semelhantes.

	Controladora			
	31.12.2025		31.12.2024	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	2.145.952	2.180.816	1.633.830	1.667.666
Empréstimos em moeda estrangeira	555.814	555.812	874.171	874.168
Debêntures	13.251.903	12.759.499	9.345.513	8.750.727
Concessões a pagar (UBP)	5.142.441	4.769.349	5.304.952	5.119.353
	21.096.110	**20.265.476**	**17.158.466**	**16.411.914**

	Consolidado			
	31.12.2025		31.12.2024	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Ativo				
Ativo financeiro de concessão	3.574.505	3.348.586	3.465.079	3.482.187
	3.574.505	**3.348.586**	**3.465.079**	**3.482.187**
Passivos				
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	14.617.238	14.771.316	12.969.109	13.306.199
Empréstimos em moeda estrangeira	555.814	555.812	874.171	874.168
Ações preferenciais resgatáveis	489.248	504.613	487.287	504.381
Debêntures	13.486.304	13.590.782	9.804.369	9.527.744
Concessões a pagar (UBP)	5.192.767	4.866.634	5.369.104	5.182.139
	34.341.371	**34.289.157**	**29.504.040**	**29.394.631**

NOTA 14. INSTRUMENTOS DE DÍVIDA

Prática contábil:

Os empréstimos, financiamentos e debêntures são reconhecidos inicialmente pelo valor justo, líquido dos custos incorridos nas captações e, posteriormente, são mensurados pelo custo amortizado utilizando-se o método de taxa de juros efetiva, exceto pelos empréstimos e debêntures aos quais a Companhia aplicou as regras de contabilidade de *hedge* de valor justo, que são mensurados posteriormente ao valor justo por meio do resultado.

Os juros sobre instrumentos financeiros são capitalizados como parte do imobilizado durante o período de construção das Usinas. Após a entrada em operação comercial os valores capitalizados são amortizados no período correspondente a amortização dos ativos imobilizados. Os juros não capitalizados são reconhecidos no resultado do período que foram incorridos.

As ações preferenciais resgatáveis são classificadas como passivos financeiros de acordo com a natureza e as características dessas ações, que determinam o pagamento de dividendos prioritários e cumulativos e resgate programado ou mandatório das ações a critério de seus titulares. São reconhecidas inicialmente pelo valor justo, líquido dos custos incorridos nas emissões e, posteriormente, são mensuradas pelo custo amortizado utilizando-se o método de taxa de juros efetiva.

Os instrumentos de dívida são compostos pelo saldo de empréstimos e financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Empréstimos e financiamentos	2.701.766	2.508.001	15.173.052	13.843.280
Debêntures	13.251.903	9.345.513	13.486.304	9.804.369
Ações preferenciais resgatáveis	-	-	489.248	487.287
	15.953.669	**11.853.514**	**29.148.604**	**24.134.936**
Passivo circulante	2.392.069	1.659.643	2.964.832	2.620.932
Passivo não circulante	13.561.600	10.193.871	26.183.772	21.514.004
Instrumentos de dívida	**15.953.669**	**11.853.514**	**29.148.604**	**24.134.936**

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2025			31.12.2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Mensurados ao custo amortizado						
Empréstimos e financiamentos						
BNDES	93.662	2.043.713	2.137.375	-	1.629.543	1.629.543
Encargos	8.577	-	8.577	4.287	-	4.287
	102.239	**2.043.713**	**2.145.952**	**4.287**	**1.629.543**	**1.633.830**
Debêntures						
ENGIE – 6ª emissão	184.771	-	184.771	180.305	173.482	353.787
ENGIE – 7ª emissão	114.421	222.608	337.029	360.448	322.358	682.806
ENGIE – 9ª emissão	674.926	910.208	1.585.134	659.726	1.504.508	2.164.234
ENGIE – 10ª emissão	218	443.012	443.230	10.020	424.004	434.024
ENGIE – 11ª emissão	-	2.549.935	2.549.935	-	2.450.668	2.450.668
ENGIE – 12ª emissão	499.743	1.444.441	1.944.184	-	1.791.382	1.791.382
ENGIE – 13ª emissão	-	1.424.563	1.424.563	-	1.241.523	1.241.523
ENGIE – 14ª emissão	-	2.025.957	2.025.957	-	-	-
ENGIE – 15ª emissão	-	2.154.666	2.154.666	-	-	-
Encargos	259.937	342.497	602.434	162.401	64.688	227.089
	1.734.016	**11.517.887**	**13.251.903**	**1.372.900**	**7.972.613**	**9.345.513**
	1.836.255	**13.561.600**	**15.397.855**	**1.377.187**	**9.602.156**	**10.979.343**
Moeda estrangeira – com *hedge*						
Mensurados ao valor justo						
Empréstimos e financiamentos						
Scotiabank	550.764	-	550.764	-	591.715	591.715
MUFG	-	-	-	275.387	-	275.387
Encargos	5.050	-	5.050	7.069	-	7.069
	555.814	**-**	**555.814**	**282.456**	**591.715**	**874.171**
Instrumentos de dívida	**2.392.069**	**13.561.600**	**15.953.669**	**1.659.643**	**10.193.871**	**11.853.514**

Os saldos dos instrumentos de dívida na controladora, líquidos dos efeitos do *hedge*, estão apresentados a seguir, conforme composição detalhada abaixo:

	Controladora					
	31.12.2025			31.12.2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos, financiamentos e debêntures	**2.392.069**	**13.561.600**	**15.953.669**	**1.659.643**	**10.193.871**	**11.853.514**
Efeitos do *hedge* (*swap*) de valor justo						
Posição ativa	-	(44.323)	(44.323)	-	(55.305)	(55.305)
Posição passiva[1]	49.176	175.992	225.168	5.435	357.296	362.731
Instrumentos de dívida líquidos dos efeitos do *hedge*	**2.441.245**	**13.693.269**	**16.134.514**	**1.665.078**	**10.495.862**	**12.160.940**

(1) A posição passiva do *hedge* está apresentada como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

	Consolidado					
	31.12.2025			31.12.2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Mensurados ao custo amortizado						
Empréstimos e financiamentos						
BNDES	758.186	11.673.856	12.432.042	532.699	10.318.983	10.851.682
BASA	46.487	1.322.050	1.368.537	24.000	764.808	788.808
BNB	18.811	758.010	776.821	42.170	1.255.903	1.298.073
Encargos	39.838	-	39.838	30.546	-	30.546
	863.322	**13.753.916**	**14.617.238**	**629.415**	**12.339.694**	**12.969.109**
Debêntures						
ENGIE – 6ª emissão	184.771	-	184.771	180.305	173.482	353.787
ENGIE – 7ª emissão	114.421	222.608	337.029	360.448	322.358	682.806
ENGIE – 9ª emissão	674.926	910.208	1.585.134	659.726	1.504.508	2.164.234
ENGIE – 10ª emissão	218	443.012	443.230	10.020	424.004	434.024
ENGIE – 11ª emissão	-	2.549.935	2.549.935	-	2.450.668	2.450.668
ENGIE – 12ª emissão	-	1.444.441	1.444.441	-	1.292.154	1.292.154
ENGIE – 13ª emissão	-	1.424.563	1.424.563	-	1.241.523	1.241.523
ENGIE – 14ª emissão	-	2.025.957	2.025.957	-	-	-
ENGIE – 15ª emissão	-	2.154.666	2.154.666	-	-	-
Jaguara – 1ª emissão	200.775	98.029	298.804	182.255	281.320	463.575
Miranda – 1ª emissão	138.759	68.369	207.128	124.329	195.053	319.382
São Pedro II - 1ª emissão	9.980	93.735	103.715	9.214	99.127	108.341
São Pedro IV - 1ª emissão	8.560	80.398	88.958	7.903	85.023	92.926
Cachoeira - 2ª emissão	35.070	105.063	140.133	-	-	-
Encargos	155.343	342.497	497.840	164.719	36.230	200.949
	1.522.823	**11.963.481**	**13.486.304**	**1.698.919**	**8.105.450**	**9.804.369**
Ações preferenciais resgatáveis	**22.873**	**466.375**	**489.248**	**10.142**	**477.145**	**487.287**
	2.409.018	**26.183.772**	**28.592.790**	**2.338.476**	**20.922.289**	**23.260.765**
Moeda estrangeira – com *hedge*						
Mensurados ao valor justo						
Empréstimos e financiamentos						
Scotiabank	550.764	-	550.764	-	591.715	591.715
MUFG	-	-	-	275.387	-	275.387
Encargos	5.050	-	5.050	7.069	-	7.069
	555.814	**-**	**555.814**	**282.456**	**591.715**	**874.171**
Instrumentos de dívida	**2.964.832**	**26.183.772**	**29.148.604**	**2.620.932**	**21.514.004**	**24.134.936**

Os saldos dos instrumentos de dívida líquidos dos efeitos do *hedge*, estão apresentados a seguir, conforme composição detalhada abaixo:

	Consolidado					
	31.12.2025			31.12.2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis	**2.964.832**	**26.183.772**	**29.148.604**	**2.620.932**	**21.514.004**	**24.134.936**
Efeitos do *hedge* (*swap*) de valor justo						
Posição ativa	-	(44.323)	(44.323)	-	(55.305)	(55.305)
Posição passiva[1]	49.176	175.992	225.168	5.435	357.296	362.731
Instrumentos de dívida líquidos dos efeitos do *hedge*	**3.014.008**	**26.315.441**	**29.329.449**	**2.626.367**	**21.815.995**	**24.442.362**

(1) A posição passiva do *hedge* está apresentada como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

b) Mutação

	Controladora			Consolidado			
	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	Total	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	APR	Total
Saldos em 31.12.2023	**2.206.361**	**6.635.529**	**8.841.890**	**12.420.232**	**7.686.024**	**570.988**	**20.677.244**
Ingressos	772.232	3.427.620	**4.199.852**	1.089.011	2.927.620	-	**4.016.631**
Aquisição de subsidiárias	-	-	-	998.299	211.147	-	**1.209.446**
Juros	107.504	576.979	**684.483**	209.869	622.141	65.146	**897.156**
Variações monetárias	56.320	266.562	**322.882**	458.459	325.427	-	**783.886**
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	469.668	-	-	**469.668**
Variações cambiais	251.069	-	**251.069**	251.069	-	-	**251.069**
Ajuste a valor justo	25.243	(489.031)	**(463.788)**	25.243	(489.031)	-	**(463.788)**
Amortização de principal	(881.648)	(644.071)	**(1.525.719)**	(1.482.227)	(976.656)	(2.500)	**(2.461.383)**
Amortização de juros	(29.080)	(428.075)	**(457.155)**	(596.343)	(502.303)	(146.347)	**(1.244.993)**
Saldos em 31.12.2024	**2.508.001**	**9.345.513**	**11.853.514**	**13.843.280**	**9.804.369**	**487.287**	**24.134.936**
Ingressos	297.392	4.086.014	**4.383.406**	809.250	4.086.014	-	**4.895.264**
Aquisição de subsidiárias[1]	-	-	-	852.204	154.015	-	**1.006.219**
Juros	150.720	1.117.856	**1.268.576**	235.441	1.101.786	75.582	**1.412.809**
Variações monetárias	79.759	269.835	**349.594**	535.305	311.299	-	**846.604**
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	518.780	-	-	**518.780**
Variações cambiais	(110.896)	-	**(110.896)**	(110.896)	-	-	**(110.896)**
Ajuste a valor justo	46.995	382.375	**429.370**	46.995	382.375	-	**429.370**
Amortização de principal	(252.826)	(1.235.803)	**(1.488.629)**	(905.792)	(1.578.581)	(2.500)	**(2.486.873)**
Amortização de juros	(17.379)	(713.887)	**(731.266)**	(651.515)	(774.973)	(71.121)	**(1.497.609)**
Saldos em 31.12.2025	**2.701.766**	**13.251.903**	**15.953.669**	**15.173.052**	**13.486.304**	**489.248**	**29.148.604**

(1) Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

b.1) Principais transações realizadas em 2025

b.1.1) Debêntures em moeda nacional

b.1.1.1) Emissão de novas debêntures

Em 14.03.2025, ocorreu a liquidação financeira da 14ª emissão de debêntures simples pela controladora, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em 2 séries, nos termos da Resolução CVM nº 160/2022, no montante total de R$ 2.000.000 (R$ 1.955.869, líquidos dos custos de emissão). A fim de proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros da emissão, a Companhia contratou operações de *swap* no período da liquidação, para ambas as series. A operação de *swap* referente à Série 1 foi contratada com Banco Safra, enquanto para a série 2 foram contratadas 2 operações de *swap* juntos aos Bancos XP Investimentos e Santander, nos montantes de R$ 812.500 e R$ 187.500, respectivamente. Os recursos provenientes dessa emissão de debêntures serão destinados à execução do plano de investimentos da Companhia e à formação de capital de giro.

Em 14.07.2025, ocorreu a liquidação financeira da 15ª emissão de debêntures simples pela Controladora, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em 2 séries, nos termos da Resolução CVM nº 160/2022, no montante total de R$ 2.200.000 (R$ 2.130.145, líquidos dos custos de emissão). Esta emissão foi classificada como debêntures verdes, alinhada ao *Green Finance Framework* da Companhia e validada por parecer independente especializado (SPO). A fim de proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros da emissão, a Companhia contratou operações de *swap* no período da liquidação, para as séries 1 e 2. As operações de *swap* referentes às duas séries foram contratadas com o Banco Itaú, em montante equivalente ao valor de cada série. Os recursos provenientes dessa emissão de debêntures serão destinados à execução do plano de investimentos da Companhia e à formação de capital de giro.

b.1.1.2) Ingresso por aquisição de subsidiárias

Em agosto de 2025, a Companhia concluiu aquisição da UHE Cachoeira Caldeirão que possui debêntures emitidas, no montante de R$ 154.015.

b.1.2) Financiamentos em moeda nacional

b.1.2.1) Liberação de financiamentos

Em maio de 2025, foi liberado o montante de R$ 300.000 (R$ 297.392, líquidos dos custos de captação) para a Controladora, referente ao financiamento com o BNDES contratado em 2024. Além dessa liberação, na Controladora, foi concedida a liberação no montante de R$ 112.500 (sem deduções referentes a custos de captação) para as controladas indiretas Assu Sol 1, 2, 3, 5 e 8, referente ao restante da totalidade do valor dos créditos dos financiamentos com o BNB contratados em 2024. Os recursos serão destinados ao financiamento da construção do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol.

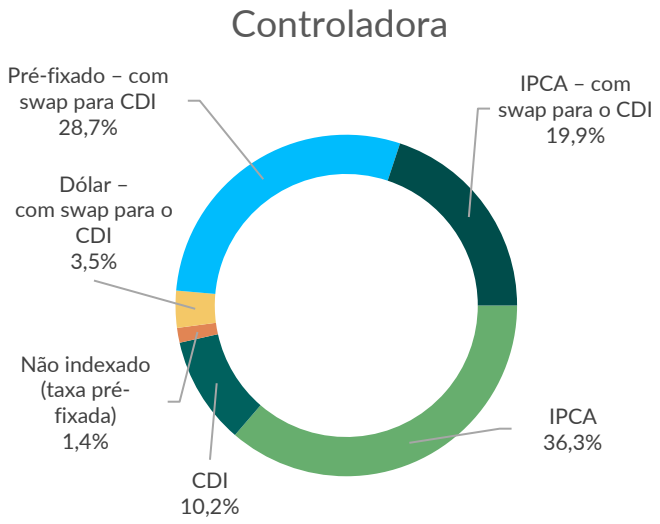
Ainda em maio de 2025, foi liberado o montante de R$ 406.995 (R$ 399.358, líquidos dos custos de captação) para as controladas indiretas que compõem o Conjunto Eólico Santo Agostinho, referente ao financiamento com o BNDES contratado em 2021. Os recursos serão destinados ao financiamento da construção do Conjunto Eólico Santo Agostinho.

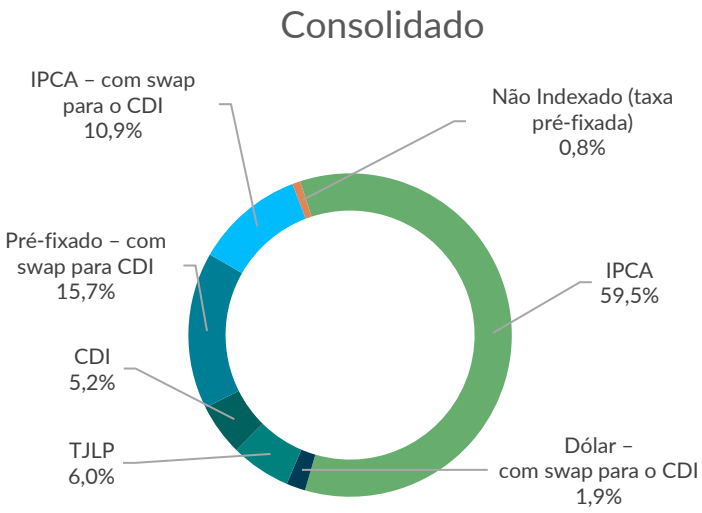
b.1.2.2) Ingresso por aquisição de subsidiárias

Em agosto de 2025, a Companhia concluiu a aquisição das UHEs Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão. Estes ativos possuem financiamentos firmados com o BNDES, no montante de R$ 852.204.

c) Composição dos instrumentos de dívidas por indexadores e moeda

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Empréstimos e Financiamentos				
Moeda nacional				
TJLP	-	-	1.753.045	994.475
IPCA	1.918.163	1.633.830	12.636.404	11.974.634
Não indexado (taxa pré-fixada)	227.789	-	227.789	-
Moeda estrangeira – com *hedge*				
Dólar – com *swap* para o CDI	555.814	874.171	555.814	874.171
	2.701.766	**2.508.001**	**15.173.052**	**13.843.280**
Debêntures				
IPCA	3.874.532	4.923.676	4.715.466	5.910.218
CDI	1.620.765	1.536.252	1.014.232	1.008.566
IPCA – com *swap* para o CDI	3.173.758	575.402	3.173.758	575.402
PRE – com *swap* para o CDI	4.582.848	2.310.183	4.582.848	2.310.183
	13.251.903	**9.345.513**	**13.486.304**	**9.804.369**
Ações Preferenciais Resgatáveis				
CDI	-	-	489.248	487.287
	15.953.669	**11.853.514**	**29.148.604**	**24.134.936**





d) Taxas de juros e variação das moedas estrangeiras

	2025	2024
TJLP	9,1%	7,4%
CDI	14,9%	12,2%
IPCA	4,3%	4,8%
Dólar norte-americano	-11,1%	27,9%

e) Vencimentos dos instrumentos de dívida apresentados no passivo não circulante

	Controladora				
	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	Instrumentos de dívida	Efeitos de *hedge*	Instrumentos de dívida líquidos de *hedge*
2027	98.881	1.133.001	1.231.882	103.949	1.335.831
2028	99.721	1.169.117	1.268.838	41.235	1.310.073
2029	100.640	1.180.089	1.280.729	21.189	1.301.918
2030	101.648	1.487.012	1.588.660	48.322	1.636.982
2031	102.751	1.421.979	1.524.730	(34.367)	1.490.363
2032 a 2036	534.361	4.725.579	5.259.940	(48.659)	5.211.281
2037 a 2041	544.758	150.813	695.571	-	695.571
2042 a 2046	454.000	250.297	704.297	-	704.297
2047 a 2048	6.953	-	6.953	-	6.953
Total	**2.043.713**	**11.517.887**	**13.561.600**	**131.669**	**13.693.269**

	Consolidado					
	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	APR	Instrumentos de dívida	Efeitos de *hedge*	Instrumentos de dívida líquidos de *hedge*
2027	850.808	1.345.251	10.762	2.206.821	103.949	2.310.770
2028	873.438	1.215.723	28.262	2.117.423	41.235	2.158.658
2029	887.393	1.227.475	40.762	2.155.630	21.189	2.176.819
2030	900.041	1.531.922	50.762	2.482.725	48.322	2.531.047
2031	880.408	1.443.978	80.762	2.405.148	(34.367)	2.370.781
2032 a 2036	4.379.732	4.798.022	255.065	9.432.819	(48.659)	9.384.160
2037 a 2041	3.321.604	150.813	-	3.472.417	-	3.472.417
2042 a 2046	1.651.566	250.297	-	1.901.863	-	1.901.863
2047 a 2048	8.926	-	-	8.926	-	8.926
Total	**13.753.916**	**11.963.481**	**466.375**	**26.183.772**	**131.669**	**26.315.441**

f) Condições das principais dívidas contratadas

			Condições de Pagamento			
	Quantidade[1]	Remuneração	Encargos	Principal	Vencimento	Saldos em 31.12.2025
Controladora						
Empréstimos e financiamentos						
Moeda nacional						
BNDES - Assuruá	-	IPCA + 6,70% a.a.	Mensais	Mensais	12.2046	1.828.584
BNDES - Assú Sol	-	IPCA + 8,16% a.a.	Mensal a partir de 06.2026	Mensal a partir de 06.2026	09.2048	89.579
BNDES - Assú Sol	-	9,54%	Mensal a partir de 06.2026	Mensal a partir de 06.2026	09.2040	227.789
Moeda estrangeira (dólar)						
Scotiabank IV	-	2,00% a.a. com *swap* para CDI + 1,35% a.a.	Semestrais	07.2026	07.2026	555.814
Debêntures						
Moeda nacional						
6ª Emissão – Série 2	353.400	IPCA + 6,25% a.a.	Anuais a partir de 07.2017	3 Parcelas anuais a partir de 07.2024	07.2026	190.152
7ª Emissão - Série 2	231.257	IPCA + 5,90% a.a.	Anuais a partir de 07.2019	3 parcelas anuais a partir de 07.2026	07.2028	346.323
9 ª Emissão – Série 1	576.095	IPCA + 3,70% a.a.	Anuais a partir de 07.2021	2 parcelas anuais a partir de 07.2025	07.2026	414.233
9 ª Emissão – Série 2	539.678	IPCA + 3,90% a.a.	Anuais a partir de 07.2021	3 parcelas anuais a partir de 07.2027	07.2029	775.417
9 ª Emissão – Série 3	378.827	IPCA + 3,60% a.a.	Semestrais a partir de 07.2021	2 parcelas anuais a partir de 07.2025	07.2026	272.266
9 ª Emissão – Série 4	105.400	IPCA + 3,70% a.a.	Semestrais a partir de 07.2021	3 parcelas anuais a partir de 07.2027	07.2029	151.302
10 ª Emissão – Série única	400.000	IPCA + 5,71% a.a.	Anuais a partir de 09.2022	Anuais a partir de 09.2023	09.2046	450.830

	Quantidade[1]	Remuneração	Condições de Pagamento		Vencimento	Saldos em 31.12.2025
			Encargos	Principal		
Moeda nacional						
11 ª Emissão – Série 1	1.085.600	IPCA + 5,93% a.a.	Anuais a partir de 11.2024	3 parcelas anuais a partir de 11.2031	11.2033	1.171.682
11 ª Emissão – Série 2	96.278	IPCA + 6,06% a.a.	Anuais a partir de 11.2024	3 parcelas anuais a partir de 11.2036	11.2038	102.327
11 ª Emissão – Série 3	318.122	10,90% a.a. com *swap* para CDI + 0,37%	11.2028	11.2028	11.2028	363.989
11 ª Emissão – Série 4	900.000	CDI + 1,00% a.a.	Semestrais a partir de 05.2024	2 parcelas anuais a partir de 11.2027	11.2028	913.125
11 ª Emissão – Série 5	100.000	CDI + 1,10% a.a.	Semestrais a partir de 05.2024	2 parcelas anuais a partir de 11.2029	11.2030	101.364
12 ª Emissão – Série 1	863.239	12,49% com *swap* para CDI + 0,15%	Semestrais (última parcela 8 meses)	08.2029	08.2029	833.963
12 ª Emissão – Série 2	636.761	IPCA + 6,77% com *swap* para CDI +0,43%	Anuais	3 parcelas anuais a partir de 06.2032	06.2034	639.923
12 ª Emissão – Série 4	500.000	CDI + 0,55%	06.2026	06.2026	06.2026	606.276
13 ª Emissão – Série 1	1.500.000	12,23% com *swap* para CDI - 0,11%	Semestrais	09.2030	09.2030	1.471.317
14 ª Emissão – Série 1	1.000.000	14,35% com *swap* para CDI - 0,29%	Anuais a partir de 01.2027	2 parcelas anuais a partir de 01.2031	01.2032	1.133.747
14 ª Emissão – Série 2	1.000.000	IPCA + 7,55% com *swap* para CDI -0,23%	Anuais a partir de 01.2027	2 parcelas anuais a partir de 01.2031	01.2032	1.067.440
15 ª Emissão – Série 1	750.000	12,87% com *swap* para CDI - 0,59%	Anuais a partir de 06.2027	3 parcelas anuais a partir de 06.2033	06.2035	779.832
15 ª Emissão – Série 2	1.450.000	IPCA + 6,85% com *swap* para CDI -0,73%	Anuais a partir de 06.2027	2 parcelas anuais a partir de 06.2034	06.2035	1.466.395
Controladas						
Empréstimos e financiamentos						
Ferrari						
BNDES Ampliação	-	TJLP + 1,76% a.a. [2]	Mensais a partir de 02.2017	Mensais a partir de 02.2017	07.2032	32.519

	Quantidade[1]	Remuneração	Condições de Pagamento		Vencimento	Saldos em 31.12.2025
			Encargos	Principal		
Assú V						
BNB	-	IPCA + 1,76% a.a.	Trimestrais a partir de 01.2019; Mensais a partir de 08.2023	Mensais a partir de 08.2023	07.2038	73.088
BNB Aplicação	-	IPCA médio 12 meses + 4,41% a.a.	Trimestrais a partir de 08.2022; Mensais a partir de 09.2024	Mensais a partir de 09.2024	08.2039	8.208
Conjunto Eólico Campo Largo						
BNDES	-	TJLP + 2,52% a.a. [2]	Mensais a partir de 07.2019	Mensais a partir de 07.2019	06.2035	313.421
BNDES	-	TJLP + 1,82% a.a. [2]	Mensais a partir de 07.2019	Mensais a partir de 07.2019	06.2035	365.025
Conjunto Eólico Umburanas - Fase I						
BNDES	-	IPCA + 3,90% a.a.	Mensais a partir de 12.2019	Mensais a partir de 12.2019	12.2038	1.192.288
Gralha Azul						
BNDES	-	IPCA + 3,82% a.a.	Mensais a partir de 10.2023	Mensais a partir de 10.2023	03.2044	1.952.792
Conjunto Eólico Campo Largo II						
BNDES	-	IPCA + 4,23% a.a.	Mensais a partir de 09.2021	Mensais a partir de 09.2021	12.2039	1.311.024
Novo Estado						
BNDES	-	IPCA + 4,67% a.a.	Mensais a partir de 11.2022	Mensais a partir de 11.2022	05.2044	2.193.049
BASA	-	IPCA + 1,44% a.a.	Mensais a partir de 11.2022	Mensais a partir de 11.2022	08.2044	720.437
Floresta						
BNDES	-	TJLP + 2,15% a.a. [2]	Mensais a partir de 06.2019	Mensais a partir de 06.2019	10.2036	212.913
Paracatu						
BNDES	-	IPCA + 4,97% a.a.	Mensais a partir de 11.2018	Mensais a partir de 11.2018	10.2038	479.519

	Quantidade[1]	Remuneração	Condições de Pagamento		Vencimento	Saldos em 31.12.2025
			Encargos	Principal		
Santo Agostinho						
BNDES	-	IPCA + 6,15% a.a.	Mensais a partir de 01.2024	Mensais a partir de 01.2024	11.2045	1.435.766
Gavião Real						
BASA	-	IPCA + 5,77% (sem BA[3]) IPCA + 4,91% (com BA[3])	Mensais a partir da liberação	Mensais a partir de 05.2027	11.2047	57.682
Conjunto Eólico ENGIE Energia Solar Holding I						
Juazeiro I, II, III e IV						
BNB	-	IPCA + 2,18% (sem BA[3]) IPCA + 1,85% (com BA[3])	Mensal	Mensal	03.2038	220.554
Sertão Solar Barreiras I, II, III e IV						
BNB	-	IPCA + 2,18% (sem BA[3]) IPCA + 1,85% (com BA[3])	Mensal	Mensal	12.2038	172.749
Sol do Futuro I, II e III						
BNB	-	IPCA + 2,07% (sem BA[3]) IPCA + 1,76% (com BA[3])	Mensal	Mensal	07.2038	122.015
Conjunto Eólico ENGIE Energia Solar Holding II						
Lar do Sol I, II, III						
BNB	-	IPCA + 3,15% (sem BA[3]) IPCA + 2,67% (com BA[3])	Mensal	Mensal	11.2045	401.172
Conjunto Eólico Assú Sol						
Assú Sol 1 e 2						
BNB - FNE	-	IPCA + 5,02% (sem BA[3]) IPCA + 4,27% (com BA[3])	Trimestrais na carência e mensais a partir de 07.2027	Mensal a partir de 07.2027	06.2044	143.608
BNB - AFD	-	IPCA + 11,00%	Semestrais a partir de 04.2025	Semestral a partir de 10.2026	04.2034	10.290
Assú Sol 3 e 5						
BNB - FNE	-	IPCA + 5,02% (sem BA[3]) IPCA + 4,27% (com BA[3])	Trimestrais na carência e mensais a partir de 08.2027	Mensal a partir de 08.2027	07.2044	145.828
BNB - AFD	-	IPCA + 11,00%	Semestrais a partir de 04.2025	Semestral a partir de 10.2026	04.2034	10.290

			Condições de Pagamento			
	Quantidade[1]	Remuneração	Encargos	Principal	Vencimento	Saldos em 31.12.2025
Assú Sol 8						
BNB - FNE	-	IPCA + 5,17% (sem BA[3]) IPCA + 4,39% (com BA[3])	Trimestrais na carência e mensais a partir de 11.2027	Mensal a partir de 11.2027	10.2040	62.737
BNB - AFD	-	IPCA + 11,00%	Semestrais a partir de 04.2025	Semestral a partir de 10.2026	04.2034	5.145
UHE Cachoeira Caldeirão						
BNDES	-	TJLP + 2,12%	Mensal	Mensal	10.2037	530.098
UHE Santo Antônio do Jari						
BNDES	-	TJLP + 1,86%	Mensal	Mensal	05.2031	299.069
Controladas						
Debêntures						
Jaguara						
1ª Emissão - Série 2	634.000	IPCA + 6,49% a.a.	Semestrais a partir de 12.2018	Semestrais a partir de 06.2020	06.2027	299.633
Miranda						
1ª Emissão - Série 2	386.000	IPCA + 6,49% a.a.	Semestrais a partir de 12.2018	Semestrais a partir de 06.2020	06.2027	207.702
São Pedro II						
1ª Emissão - Série 1	113.205	IPCA + 4,40% a.a.	Semestral	Semestral	12.2034	103.910
São Pedro IV						
1ª Emissão - Série 1	95.518	IPCA + 4,40% a.a.	Semestral	Semestral	12.2034	89.125
UHE Cachoeira Caldeirão						
3ª Emissão - Série 1	15.650	IPCA + 7,27%	Semestral	Semestral	06.2030	140.564
Ações Preferenciais Resgatáveis						
Novo Estado						
APR Itaú	-	CDI + 1,05% a.a.	Semestrais a partir de 10.2023	Anuais a partir de 10.2023	10.2034	489.248

(1) Aplicável somente para debêntures.
(2) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal.
(3) Bônus de Adimplemento: condição de redução pelo fator 0,85 aplicada aos juros incorridos nas parcelas do serviço da dívida pagas em dia. Condição prevista para os financiamos por receberem recursos do Fundo Constitucional do Nordeste.

Nos anos de 2025 e 2024 a Companhia não contratou operações de risco sacado junto às instituições financeiras.

Mais informações acerca dos instrumentos de proteção vide Nota 13 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros.

g) Garantias

As garantias estão descritas a seguir, com exceção dos empréstimos em moeda estrangeira e ações preferenciais resgatáveis que não as possuem.

g.1) Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)

- Financiamento de empreendimentos de geração eólica: (a) cessão dos direitos emergentes das autorizações; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (d) penhor de bens e equipamentos relativos aos projetos; (e) contas reserva em montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida; (f) contas reserva em montante equivalente a 3 meses das despesas de operação e manutenção; e (g) fiança corporativa.

- Financiamento de empreendimentos de geração fotovoltaica: (a) cessão dos direitos emergentes das autorizações; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (d) penhor de bens e equipamentos relativos aos projetos; (e) contas reserva em montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida; e (f) contas reserva em montante equivalente a 3 meses das despesas de operação e manutenção.

- Financiamento de empreendimentos de geração hidrelétrica: (a) cessão dos direitos emergentes das concessões; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (d) contas reserva em montante equivalente a 3 ou 6 meses do serviço da dívida; e (e) fiança corporativa.

- Financiamento de empreendimentos de transmissão: (a) cessão dos direitos emergentes das concessões; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (d) contas reserva em montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida; e (e) fiança corporativa.

g.2) Banco da Amazônia (Basa)

- Financiamento de empreendimentos de transmissão: (a) cessão dos direitos emergentes das concessões; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (d) contas reserva em montante equivalente a 6 meses do serviço da dívida; e (e) fiança corporativa ou fiança bancária.

g.3) Banco do Nordeste do Brasil (BNB)

- Financiamento de empreendimento de geração fotovoltaica: (a) cessão dos direitos emergentes das autorizações; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor de bens e equipamentos relativos aos projetos; (d) contas reserva em valor mínimo entre 2,50% no período pré-baixa das fianças bancárias e até 8,18% no período pós baixa das fianças bancárias, do saldo devedor total do financiamento; (e) contas reserva em valor mínimo equivalente a 25% das despesas contratuais anuais de operação e manutenção dos projetos (em alguns financiamentos está previsto um valor fixo); e (f) fiança corporativa ou fiança bancária.

g.4) Debêntures

- Debêntures das controladas Jaguara e Miranda: (a) cessão dos direitos emergentes das concessões; (b) cessão de direitos creditórios; (c) alienação fiduciária da totalidade das ações representativas do capital social; e (d) fiança corporativa.

- Debêntures das controladas São Pedro II e IV: (a) cessão dos direitos emergentes das autorizações; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor de bens e equipamentos relativos aos projetos; (d) alienação fiduciária da totalidade das ações representativas do capital social; e (e) contas reserva em montante equivalente ao próximo pagamento do serviço da dívida.

Em 29.12.2025, foram realizadas Assembleias Gerais de Debenturistas nas quais os debenturistas aprovaram:

a) Inclusão de fiança corporativa da Companhia como garantia fidejussória;
b) Liberação dos valores depositados nas contas reservas.

A efetivação das alterações está condicionada à celebração de aditivo aos documentos das emissões em 2026.

- **Debêntures da controlada UHE Cachoeira Caldeirão:** (a) cessão dos direitos emergentes das concessões; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (d) contas reserva em montante equivalente ao próximo pagamento do serviço da dívida; e (e) fiança corporativa. As garantias reais são compartilhadas com o BNDES.

h) Compromissos contratuais (*covenants*)

Dívida	*Covenants*	Medição em 31.12.2025
Consolidado		
Empréstimos e financiamentos		
Scotiabank	(i) Ebitda/Despesas financeiras ≥ 2,0 (ii) Dívida bruta /Ebitda ≤ 4,5	(i) 2,77 (ii) 3,84
Debêntures		
6ª, 7ª e 9ª Emissões	(i) Ebitda/Despesas financeiras ≥ 2,0 (ii) Dívida bruta/Ebitda ≤ 4,5	(i) 2,77 (ii) 3,84
Controladas		
Empréstimos e financiamentos		
BNDES	ICSD[1] ≥ 1,10 ou ≥ 1,20 ou ≥ 1,25 ou ≥ 1,30 dependendo da controlada e ICP[3] ≥ 20% ou ≥ 25% dependendo da controlada	Nenhum *covenant* gerou inadimplemento nos respectivos contratos.
BASA	ICSD[1] ≥ 1,30	Nenhum *covenant* gerou inadimplemento nos respectivos contratos.
BNB	Comprometimento da capacidade de pagamento[2] ≤ 70%	Nenhum *covenant* gerou inadimplemento nos respectivos contratos.
Debêntures		
Jaguara – 1ª Emissão	Individual: ICSD[1] ≥ 1,10	2,00
Miranda – 1ª Emissão	Individual: ICSD[1] ≥ 1,10	1,80
São Pedro II – 1ª Emissão	Individual: ICSD[1] ≥ 1,20	0,84[4]
São Pedro IV – 1ª Emissão	Individual: ICSD[1] ≥ 1,20	1,43
Cachoeira Caldeirão – 3ª emissão	Individual: ICSD[1] ≥ 1,20 e ICP[3] ≥ 20%	0,89[5] e 32%

(1) Índice de Cobertura do Serviço da Dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida, conforme definido em contrato.
(2) Comprometimento da Capacidade de Pagamento: Geração de caixa da atividade / Amortizações de principal.
(3) Índice de capitalização ou Índice de capital próprio: Patrimônio líquido / Ativo total.
(4) Nos termos da Escritura de Emissão de Debêntures, apenas o descumprimento do ICSD por 2 anos consecutivos ou 3 anos alternados num intervalo de 5 anos, configura inadimplemento contratual. Mais informações abaixo.
(5) Nos termos da Escritura de Debêntures e do Contrato de Financiamento com o BNDES, o descumprimento do ICSD não configura evento de vencimento antecipado.

Os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures estão sendo cumpridos pela Companhia e suas controladas, com exceção: (i) das subsidiárias dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu, as quais não atingiram os limites mínimos do ICSD estabelecidos em seus contratos de financiamento com o BNDES no exercício findo em 31.12.2025. Contudo, o BNDES formalizou, previamente às medições, que o descumprimento não acarretaria o vencimento antecipado dos financiamentos; (ii) da subsidiária São Pedro II, a qual não atingiu, pelo segundo ano consecutivo, o limite mínimo do ICSD estabelecido na escritura de emissão de debêntures, caracterizando inadimplemento contratual. Entretanto, em 2025, os debenturistas, reunidos em AGD, formalizaram que o referido descumprimento não acarretaria o vencimento antecipado não automático, cuja efetivação dependeria deliberação em AGD; e (iii) a subsidiária Cachoeira Caldeirão, a qual não atingiu o limite mínimo do ICSD estabelecido na escritura de emissão de debêntures e no contrato de financiamento com o BNDES, no exercício findo em 31.12.2025. No entanto, o descumprimento não configura vencimento antecipado, resultando apenas na obrigação de duplicar o saldo da conta reserva (o qual já vem preenchido de anos anteriores).

Os compromissos são apurados anualmente, conforme estabelecido nestes contratos, exceto os contratos da controladora, os quais são apurados trimestralmente.

NOTA 15. CONCESSÕES A PAGAR (UBP)

Prática contábil

Correspondem às obrigações financeiras contratuais de pagamentos pela outorga onerosa da concessão de usinas hidrelétricas. Foram registradas inicialmente pelo valor presente das parcelas a pagar ao longo do prazo da concessão e, subsequentemente, pelo custo amortizado com base na taxa de juros utilizada para o cálculo do valor presente.

Buscando refletir adequadamente no patrimônio a outorga da concessão e a respectiva obrigação, os valores correspondentes às concessões foram registrados no ativo imobilizado em contrapartida do passivo.

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Usina Hidrelétrica Cana Brava	3.042.031	3.158.133	3.042.031	3.158.133
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	1.400.554	1.509.346	1.400.554	1.509.346
Usina Hidrelétrica São Salvador	635.665	637.473	635.665	637.473
Usina Hidrelétrica Estreito[1]	64.191	-	64.191	64.152
Usina Hidrelétrica Jari[2]	-	-	34.681	-
Usina Hidrelétrica Cachoeira Caldeirão[2]	-	-	15.645	-
	5.142.441	**5.304.952**	**5.192.767**	**5.369.104**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	831.614	789.209	835.932	796.725
Passivo não circulante	4.310.827	4.515.743	4.356.835	4.572.379
	5.142.441	**5.304.952**	**5.192.767**	**5.369.104**

(1) Investida incorporada em 30.09.2025, com efeitos a partir de 01.10.2025. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.
(2) Valores referentes a aquisição das subsidiárias UHEs Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

A Companhia possui contratos de concessão onerosa com a União Federal de UBP para a geração de energia nas usinas hidrelétricas mencionadas no quadro acima. O passivo assumido se refere ao período de operação da concessão, de acordo com o fluxo de pagamento de cada contrato, sendo esses montantes os totais de UBP assumidos até o fim de cada contrato. As características dos negócios e dos contratos indicam a condição e a intenção das partes de executá-los integralmente.

Considerando que os valores contratuais estão a preços futuros, a Companhia procedeu ao seu ajuste a valor presente com base em taxas de desconto de referência na data da assunção da obrigação, quais sejam: Cana Brava, São Salvador e Estreito – 10% a.a. e Ponte de Pedra – 8,3% a.a.

b) Valores originais contratados

Os valores originais, atualizados pela variação anual do IGP-M (Ponte de Pedra) e do IPCA (Cana Brava, Estreito e São Salvador) são pagos em parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) dos respectivos valores anuais, como segue:

	Valor original		Valor atualizado	
Usinas e anos de pagamento	Pagamento Anual	Pagamento Total	Pagamento Anual	Pagamento Total
Usina Hidrelétrica Cana Brava				
Até 30.09.2033	61.280	474.920	553.486	4.321.471
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra				
Até 30.11.2034	31.109	274.799	219.710	1.962.207
Usina Hidrelétrica São Salvador				
Até 30.04.2037	20.000	228.333	91.193	1.047.634
Usina Hidrelétrica Estreito				
Até 27.04.2040	1.965	23.761	8.991	108.531
Usina Hidrelétrica Jari				
Até 01.12.2045	574	11.433	3.120	62.828
Usina Hidrelétrica Cachoeira Caldeirão				
Até 01.08.2048	658	15.360	1.357	30.986

c) Mutação das concessões a pagar

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2023	**5.356.590**	**5.419.902**
Atualização do valor presente	489.532	494.241
Variações monetárias	256.846	261.441
Amortizações	(798.016)	(806.480)
Saldos em 31.12.2024	**5.304.952**	**5.369.104**
Ingresso por aquisição de subsidiária[1]	-	51.009
Incorporação de subsidiária[2]	64.553	-
Atualização do valor presente	480.332	485.828
Variações monetárias	128.583	130.894
Amortizações	(835.979)	(844.068)
Saldos em 31.12.2025	**5.142.441**	**5.192.767**

(1) Os valores de ingresso por aquisição de subsidiária estão contidos na rubrica "Outros passivos" no quadro "d.2.3) Ativos Adquiridos" vide Nota 9 – Investimentos.
(2) Valores referentes ao ingresso por Incorporação de subsidiária. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

d) Vencimentos das concessões a pagar apresentadas no passivo não circulante

	Controladora	Consolidado
2027	764.083	768.151
2028	697.275	701.079
2029	636.469	640.026
2030	580.983	584.309
2031	530.381	533.493
2032 a 2036	1.085.298	1.098.072
2037 a 2048	16.338	31.705
Concessões a pagar	**4.310.827**	**4.356.835**

Os pagamentos das concessões a pagar indexadas ao IGP-M e ao IPCA estão cobertos por contratos de venda com os mesmos indexadores, em montantes superiores ao saldo das concessões a pagar.

NOTA 16. BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

a) Obrigações trabalhistas

Prática contábil:

Correspondem aos benefícios de curto prazo aos empregados, como, por exemplo: (i) salários e contribuições para a seguridade social; (ii) licença anual remunerada e licença médica remunerada; (iii) participação nos lucros e bônus; e (iv) benefícios não monetários. São registrados quando os serviços são prestados à Companhia e correspondem ao montante não descontado dos benefícios de curto prazo dos empregados, que se espera que sejam pagos em troca destes serviços.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Provisão para participação nos resultados e bônus	90.754	82.685	92.142	82.710
Férias a pagar	33.733	31.664	35.258	33.248
Provisão para gastos com demissão voluntária	24.107	3.372	24.107	3.372
Folha de pagamento	9.381	10.903	9.868	11.659
	157.975	**128.624**	**161.375**	**130.989**

Em complemento ao pagamento de salário fixo, a Companhia mantém um sistema de remuneração variável, de periodicidade anual, que consiste em dois programas: (i) Programa de Participação nos Lucros ou Resultados – aplicável a todos os empregados da Companhia e atrelado aos resultados auferidos; e (ii) Programa de Bônus Gerencial – aplicável a todos os empregados enquadrados na carreira gerencial e vinculado aos resultados das suas áreas e ao seu desempenho individual.

Em 05.06.2025, a ENGIE Brasil Energia apresentou aos coletivos sindicais a proposta de acordo para o Plano de Demissão Voluntária (PDV), voltado prioritariamente aos empregados aposentados ou que venham a se aposentar nos próximos anos. Após deliberação em assembleia entre sindicatos e colaboradores, a aprovação da proposta foi formalmente comunicada à Companhia em 09.07.2025. As adesões ao programa tiveram início em julho de 2025 e seguirão até dezembro de 2028, com data limite de desligamento em 31.12.2028. A Companhia registrou em 2025 o montante de R$ 22.334, tendo em vista a manifestação de interesse dos empregados ao programa e a estimativa futura de adesão considerando o público-alvo.

b) Obrigações com benefícios de aposentadoria

Prática contábil:

Os compromissos atuariais com os planos de benefícios definidos de aposentadoria são reconhecidos pelo valor presente das obrigações estimadas, líquidos do montante dos ativos garantidores do plano.

Os valores presentes dos compromissos são apurados com base em avaliação atuarial elaborada anualmente por atuários independentes, com base no Método do Crédito Unitário Projetado. Esse método considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final. O ativo líquido é composto, substancialmente, pelos investimentos que compõem a carteira do plano de benefícios, que são avaliados pelo seu valor justo.

As mudanças na obrigação de benefício definido líquido são reconhecidas quando incorridas da seguinte maneira: (i) custo do serviço e juros líquidos, no resultado do exercício; e (ii) remensurações anuais das obrigações com benefícios de aposentadoria, líquidos dos ativos dos planos, no patrimônio líquido na rubrica “Outros resultados abrangentes”. A Companhia também mantém planos de contribuição definida, cujas contribuições são reconhecidas no resultado quando incorridas.

A Companhia e suas controladas oferecem planos de benefícios de previdência complementar aos seus empregados por meio da PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar. A fundação é uma entidade fechada de previdência complementar sem fins lucrativos, patrocinada pela Companhia, na condição de sua Instituidora, e por outras empresas do grupo ENGIE estabelecidas no Brasil, bem como outras empresas do grupo vendidas em exercícios anteriores. Os planos de benefícios administrados pela PREVIG são de CD e BD, este último fechado para novas adesões.

A Companhia patrocina ainda o Plano BD da ELOS, também fechado para novas adesões. Esse Plano tem como participantes, principalmente, os aposentados que entraram em gozo de benefícios até 23.12.1997, data da cisão da Eletrosul, e criação da Gerasul, atualmente ENGIE Brasil Energia, bem como os participantes que optaram pelo benefício proporcional diferido até aquela data, e não migraram para a PREVIG.

Em 19.01.2024, a PREVIC autorizou a transferência de gestão do plano BD da ELOS para a PREVIG, bem como aprovou as adaptações propostas ao regulamento do Plano BD ELOS-ENGIE, e o convênio de adesão formado entre a ENGIE e a PREVIG. Essa transferência foi motivada e iniciada pela ENGIE, visando a concentração da gestão dos planos de benefícios em uma única fundação. Após a transferência todas as atividades de gestão relativas ao plano BD serão realizadas pela PREVIG, cujo nome passou a ser denominado como PREVIG BD-2.

As principais características dos planos administrados pela Companhia são estas:

b.1) Plano de Benefício Definido (BD)

O Plano BD tem o regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria, pensão e auxílios. O custeio do Plano é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde a duas vezes a contribuição dos participantes. Os benefícios previstos no Plano são estes: (i) complementação de aposentadoria por tempo de serviço, por invalidez e por idade; (ii) complementação de aposentadoria especial e de ex-combatente; (iii) complementação de pensão; (iv) complementação de auxílio reclusão; (v) abono anual; e (vi) auxílio funeral.

b.2) Plano de Benefício Suplementar Proporcional Saldado (BSPS)

A Companhia mantém ainda um Plano CD na PREVIG, denominado “Prevflex”, que foi instituído em 2005. Aos empregados da ENGIE Brasil Energia na data de sua instituição foi permitido escolher entre permanecer no Plano BD ou ser transferido para o Prevflex (CD).

Entretanto, para os participantes que atendessem algumas pré-condições estabelecidas quando da criação do Prevflex, houve a opção de manter as reservas existentes naquela data no Plano BD e, daí em diante, efetuar as contribuições diretamente no Plano CD. Esse Plano foi denominado "BSPS" e está fechado para novas adesões. Porém, caso optassem por transferir suas reservas diretamente para o Plano CD, teriam direito a uma contribuição especial, o que foi aceito por 94% dos participantes.

b.3) Número de participantes

	Controladora e Consolidado					
	PREVIG BD-2[1]		PREVIG BD-1		PREVIG BSPS	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Ativos	-	-	-	1	-	2
BPD	-	-	1	-	-	-
Aposentados	1.173	1.211	328	336	73	71
Pensionistas	702	711	88	87	10	11
	1.875	**1.922**	**417**	**424**	**83**	**84**

(1) Mais informações vide item "b) obrigações com benefícios de aposentadoria, na parte da prática contábil.

b.4) Composição das obrigações com benefícios de aposentadoria

	Controladora e Consolidado					
	31.12.2025			31.12.2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Obrigações contratadas	34.924	204.978	239.902	31.791	230.071	261.862
Contribuição e custo do serviço corrente	46	-	46	46	-	46
Déficit não contratado	4.776	10.850	15.626	447	1.906	2.353
Passivo atuarial registrado	**39.746**	**215.828**	**255.574**	**32.284**	**231.977**	**264.261**

As obrigações com benefícios de aposentadorias reconhecidas no balanço patrimonial estão parcialmente cobertas por obrigações contratadas e/ou reconhecidas por meio de instrumento de confissão de dívida e de termo de acordo firmados pela Companhia com a respectiva Fundação. A expectativa de liquidação dos valores contratados apresentados no passivo não circulante é esta:

	Controladora e Consolidado
	PREVIG
2027	36.569
2028	38.660
2029	38.010
2030	20.685
2031	18.104
2032 a 2035	52.950
	204.978

b.5) Demonstrativo das obrigações com benefícios de aposentadoria, líquidas

	Planos			GC	Total
	PREVIG BD-2	PREVIG BD-1	PREVIG BSPS		
31.12.2024					
Valor presente das obrigações	1.213.835	353.234	64.907	2.353	1.634.329
Valor justo dos ativos	(933.604)	(352.399)	(87.121)	-	(1.373.124)
Avaliação Atuarial	**280.231**	**835**	**(22.214)**	**2.353**	261.205
Excedente de obrigações contratadas	(18.369)	(789)	22.214	-	3.056
Passivo registrado em 31.12.2024	**261.862**	**46**	**-**	**2.353**	**264.261**
31.12.2025					
Valor presente das obrigações	1.155.085	336.269	62.671	2.551	1.556.576
Valor justo dos ativos	(902.062)	(341.664)	(85.885)	-	(1.329.611)
Avaliação Atuarial	**253.023**	**(5.395)**	**(23.214)**	**2.551**	226.965
Excedente de obrigações contratadas	-	5.395	23.214	-	28.609
Passivo registrado em 31.12.2025	**253.023**	**-**	**-**	**2.551**	**255.574**

b.6) Composição dos ativos dos planos por natureza de investimento em 31.12.2025

	Planos		
	PREVIG BD-2	PREVIG BD-1	PREVIG BSPS
Renda fixa	94,8%	98,5%	99,9%
Empréstimos	1,7%	1,5%	-
Imóveis	2,9%	-	-
Outros	0,6%	-	0,1%
	100,0%	**100,0%**	**100,0%**
Variações do valor de mercado dos ativos	11,1%	11,3%	10,8%

Os ativos de renda fixa são compostos, predominantemente, por Títulos Públicos Federais, substancialmente, as Notas do Tesouro Nacional (NTN).

b.7) Mutação das obrigações com benefícios de aposentadoria

	Planos					
	ELOS BD[1]	PREVIG BD-2	PREVIG BD-1	PREVIG BSPS	GC	Total
Passivo registrado em 31.12.2023	**374.263**	**-**	**23.228**	**76**	**2.636**	**400.203**
Transferência de gestão do plano	**(374.263)**	**374.263**	**-**	**-**	**-**	**-**
Contribuição e custo do serviço corrente	-	305	-	-	(763)	(458)
Pagamentos de obrigações contratadas	-	(44.122)	(343)	-	-	(44.465)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	-	31.291	1.173	-	243	32.707
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:						
Ajuste pela experiência demográfica	-	(13.130)	6.070	710	(43)	(6.393)
Mudanças nas premissas financeiras	-	(152.628)	(42.518)	(1.320)	280	(196.186)
Retorno sobre os ativos inferior à taxa de desconto	-	65.883	12.436	2.772	-	81.091
Mudanças nos limites de superávit e déficit	-	-	-	(2.238)	-	(2.238)
	-	**(99.875)**	**(24.012)**	**(76)**	**237**	**(123.726)**
Passivo registrado em 31.12.2024	-	**261.862**	**46**	**-**	**2.353**	**264.261**
Contribuição e custo do serviço corrente	-	(2.025)	-	-	(178)	(2.203)
Pagamentos de obrigações contratadas	-	(46.278)	-	-	-	(46.278)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	-	28.615	92	-	253	28.960
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:						
Ajuste pela experiência demográfica	-	15.474	2.032	1.273	121	18.900
Mudanças nas premissas financeiras	-	(38.786)	(18.376)	(6.945)	2	(64.105)
Retorno sobre os ativos inferior à taxa de desconto	-	34.161	10.811	4.227	-	49.199
Mudanças nos limites de superávit e déficit	-	-	5.395	1.445	-	6.840
	-	**10.849**	**(138)**	**-**	**123**	**10.834**
Passivo registrado em 31.12.2025	**-**	**253.023**	**-**	**-**	**2.551**	**255.574**

(1) Mais informações vide item "b) obrigações com benefícios de aposentadoria, na parte da prática contábil.

b.8) Despesas líquidas a serem reconhecidas no resultado ao longo do ano de 2026

	Planos		
	PREVIG BD-2	GC	Total
Juros sobre os passivos, líquidos dos ativos	27.782	289	28.071
Custo do serviço corrente	-	188	188
Despesas líquidas	**27.782**	**477**	**28.259**

b.9) Premissas atuariais adotadas

Premissas	31.12.2025	31.12.2024
Taxa de desconto e de retorno implícito (a.a.)		
Plano PREVIG BD-2	7,6%	6,8%
Plano PREVIG BD-1	7,5%	6,8%
Plano PREVIG BSPS	7,5%	6,7%
GC	7,6%	6,8%
Duration, em anos		
Plano PREVIG BD-2	7,09	7,73
Plano PREVIG BD-1	7,86	8,56
Plano PREVIG BSPS	8,44	9,13
GC	7,62	7,95
Inflação	4,2%	4,0%
Crescimento salarial futuro (a.a.)	N/A	4,0%
Crescimento dos benefícios (a.a.)	4,2%	4,0%
Fator de capacidade sobre os benefícios PREVIG BD-2	97,7%	97,7%
Fator de capacidade sobre os benefícios PREVIG BD-1 e PREVIG BSPS	98,0%	98,0%
Fator de capacidade sobre os salários PREVIG BD-1, PREVIG BSPS E PREVIG BD-2	100,0%	100,0%
Fator de capacidade (benefícios e salários) GC	100,0%	100,0%

Hipóteses	31.12.2025 e 31.12.2024
Tábua de Mortalidade (ativos)	
Plano PREVIG BD-2	AT-2000 (básica, segregada por sexo)
Planos PREVIG BD-1 e BSPS e GC	AT-2000 (masculina, suavizada em 10%)
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT-1983 (IAM) Masculina
Tábua de Entrada em Invalidez GC	*Light* Média
Tábua de Rotatividade BD-1, BD-2 e BSPS	Nula
Tábua de Rotatividade GC	2,80%
% de ativos casados na data da aposentadoria	
Planos PREVIG BD-1 e BSPS	85
Idade de Aposentadoria	1ª data a completar todas as carências
Diferença de idade entre participante e cônjuge	
Plano PREVIG BSPS	Esposas 4 anos mais jovens que os maridos
Plano PREVIG BD-1	Esposas 5 anos mais jovens que os maridos

A premissa de composição familiar ("Família Média") é adotada especificamente nas projeções relativas aos participantes em atividade, sendo que para as projeções relativas aos assistidos dos planos (aposentados e pensionistas), considerou-se as informações constantes nas bases cadastrais ("Família Real").

Não foi adotada premissa de composição familiar para o Plano PREVIG BD-2, pois todos os compromissos com os dependentes foram projetados considerando as informações constantes na base cadastral ("Família Real").

b.10) Análise de sensibilidade

	Planos			
	PREVIG BD-2	PREVIG BD-1	PREVIG BSPS	GC
Efeito no valor presente das obrigações				
Aumento de 0,1 p.p. na taxa de desconto	(7.300)	(2.348)	(508)	(17)
Redução de 0,1 p.p. na taxa de desconto	7.387	2.379	476	18

b.11) Benefício de Gratificação de Confidencialidade

Consiste no pagamento de uma remuneração aos empregados da carreira gerencial admitidos até fevereiro de 2020, por ocasião do término do seu vínculo empregatício.

b.12) Plano de Contribuição Definida (CD)

Além do Plano BD e BSPS, a PREVIG administra o Plano CD, onde o custeio dos benefícios é constituído por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica de seus empregados, limitada a um teto conforme regulamento do plano. O patrimônio do Plano CD em 31.12.2025 era R$ 1.105.177 (R$ 1.002.207 em 31.12.2024). Em 2025, a Companhia efetuou contribuições ao plano no montante de R$ 16.387 (R$ 14.792 em 2024).

NOTA 17. PROVISÕES E DEPÓSITOS JUDICIAIS

Prática contábil:

As provisões são reconhecidas pela Companhia em decorrência de um evento passado por valores julgados suficientes para a liquidação dos respectivos passivos quando, na avaliação dos consultores jurídicos e da Administração, se revestem de riscos prováveis de desembolso futuro.

As provisões são atualizadas, revisadas e ajustadas para conforme as circunstâncias, tais como prazo de prescrição, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões judiciais.

Os depósitos judiciais são registrados inicialmente pelo montante depositado e acrescidos dos rendimentos auferidos até a data das demonstrações financeiras, os quais são reconhecidos no resultado financeiro.

a) Provisões

a.1) Composição das provisões

A composição das contingências de riscos prováveis de desembolso futuro e das provisões de desmobilização de ativos de geração é esta:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Cíveis				
Desapropriações e servidões administrativas	24.313	22.564	53.280	39.209
Ambientais	28.277	24.284	28.277	24.284
Benefícios de aposentadoria	4.270	3.764	4.270	3.764
Ações diversas	11.259	6.039	57.714	11.567
	68.119	**56.651**	**143.541**	**78.824**
Fiscais				
ICMS sobre venda de energia elétrica	6.056	120.382	6.056	120.382
Ações diversas[1]	13.794	7.239	70.756	8.105
	19.850	**127.621**	**76.812**	**128.487**
Trabalhistas	**32.075**	**30.623**	**32.410**	**30.843**
Desmobilização de ativos de geração	-	-	**455.868**	**366.094**
	120.044	**214.895**	**708.631**	**604.248**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	5.531	5.531	5.838	5.819
Passivo não circulante	114.513	209.364	702.793	598.429
	120.044	**214.895**	**708.631**	**604.248**

(1) Ingresso de R$ 50.199 oriundo de aquisição de subsidiária. Maiores detalhes, vide o item d.2.1 da Nota 9 – Investimentos.

a.1.1) Desapropriações e servidões administrativas

A Companhia possui algumas ações judiciais impetradas em face de pessoas físicas e jurídicas que versam sobre os processos de desapropriações de áreas necessárias à formação dos reservatórios de determinadas usinas e de instituição de servidões administrativas das propriedades onde são construídas as linhas de conexão e transmissão dos empreendimentos.

a.1.2) ICMS sobre venda interestadual de energia elétrica

O cliente, quando da aquisição de energia elétrica da Companhia em 2002, para industrialização (utilização no seu processo produtivo) em seu estabelecimento localizado no Rio Grande do Sul, entendeu que o ICMS não deveria incidir sobre a operação, tendo em vista as disposições constitucionais (alínea "b" do inciso X do parágrafo 2º do artigo 155 da Constituição Federal) e legais (artigos 2º, parágrafo 1º, inciso III, e 3º, inciso III, da Lei Complementar nº 87/1996) aplicadas à matéria, e manifestou sua intenção em questionar referido tributo.

Em novembro de 2005, cliente e Companhia, esta na qualidade de substituta tributária, assinaram termo de responsabilidade e reembolso, no qual o cliente expressamente ratificou e declarou ser o único responsável por todos e quaisquer pagamentos, débitos e passivos, incluindo acréscimos, encargos ou penalidades, referentes ao ICMS incidente na operação relativa à aquisição interestadual de energia da Companhia, obrigando-se a reembolsar a Companhia e mantê-la indene de qualquer valor eventualmente por ela incorrido.

Após consultas do cliente e da Companhia à Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do Sul, a fiscalização estadual lavrou auto de lançamento constituindo o crédito tributário. Interpostos os recursos cabíveis na esfera administrativa, o auto de lançamento restou julgado procedente.

Por este motivo, em novembro de 2007 foi ajuizada ação ordinária para discutir o direito da Companhia em não submeter à incidência do ICMS as operações interestaduais de energia com o cliente, após o ajuizamento, em outubro de 2007, de medida cautelar preparatória, com pedido de liminar, visando à obtenção de Certidão Positiva com Efeito de Negativa de tributos administrados pela Secretaria da Fazenda, oferecendo-se, para tanto, bens em caução em valor suficiente para garantir o crédito tributário, requerendo-se, ainda, a não inclusão do nome da empresa nos registros do CADIN/RS.

Como garantia do crédito tributário a que se refere o processo, foram oferecidos em caução na medida cautelar imóveis que integram a unidade fabril do cliente no Rio Grande do Sul com respectivas construções civis, benfeitorias, máquinas e equipamentos, tendo sido avaliados e aceitos pelo Juízo.

Posteriormente, em 2012, houve o ajuizamento da execução fiscal pelo Estado do Rio Grande do Sul, sendo nela deferida a conversão da caução tomada nos autos da medida cautelar acima referida, em penhora. Assim, a execução fiscal restou suspensa até o julgamento definitivo da ação ordinária.

Após decisões desfavoráveis nas instâncias anteriores, vários recursos foram interpostos nas instâncias superiores, igualmente sem sucesso. Face às sucessivas decisões desfavoráveis, bem como à jurisprudência do STJ, os advogados, a Companhia e o cliente entenderam por bem reavaliar o risco do processo para provável. Ato contínuo, foi formalizado acordo de pagamento do débito e honorários sucumbenciais, perante o Estado do Rio Grande do Sul e sua Procuradoria Geral. Ressalta-se que tal procedimento e responsabilização da cliente encontra-se amparado pelo termo de responsabilidade e reembolso retro citado, bem como se encontra garantido por imóvel dela. Sendo assim, a provisão e o direito de reembolso, registrado na rubrica "Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica" - Mais informações a Nota 8 - Outros Ativos. Foram reconhecidos simultaneamente e apresentados de forma líquida no resultado.

Em abril de 2025, mediante a adesão ao Programa Refaz Reconstrução do Rio Grande do Sul, o cliente e a Companhia, decidiram em comum acordo, realizar a quitação do débito principal, com desconto de 95% sobre multa e juros. Cabe ressaltar que a quitação diz respeito apenas ao débito principal de ICMS e seus acréscimos, e que os honorários sucumbenciais continuam sendo matéria do parcelamento vigente. Tal parcelamento vem sendo adimplido regularmente pela cliente. Diante da comprovação de baixa definitiva do débito principal e acréscimos, a Companhia procedeu à baixa contábil do R$ 120.382, mantendo apenas a provisão dos honorários no valor de R$ 6.056, com a contrapartida registrada na rubrica de outros ativos.

a.1.3) Desmobilização de ativos de geração

Compreendem o valor presente dos custos estimados relativos à desmobilização dos ativos de geração eólica e solar. Mais informações vide Nota 10 – Imobilizado, subtópico "i".

a.2) Mutação das provisões

	Controladora			
	Cíveis	Fiscais	Trabalhistas	Total
Saldos em 31.12.2023	**82.612**	**119.310**	**22.801**	**224.723**
Adições de constituição	45	10.737	5.514	16.296
Alteração de natureza	1.098	(1.098)	-	-
Atualizações[1]	15.395	13.650	3.722	32.767
Reversão por pagamento	(9.749)	(3.578)	(1)	(13.328)
Reversão por revisão[2]	(32.750)	(11.400)	(1.413)	(45.563)
Saldos em 31.12.2024	**56.651**	**127.621**	**30.623**	**214.895**
Adições de constituição	207	10.770	798	11.775
Incorporação de subsidiária[3]	6.029	-	-	6.029
Atualizações	6.551	7.785	3.494	17.830
Reversão por pagamento[4]	-	(123.607)	(868)	(124.475)
Reversão por revisão	(1.319)	(2.719)	(1.972)	(6.010)
Saldos em 31.12.2025	**68.119**	**19.850**	**32.075**	**120.044**

(1) Em 31.12.2024 o montante de R$ 11.833 se refere ao processo de ICMS sobre venda de energia elétrica, o qual a Companhia tem direito de reembolso. Dessa forma, a atualização foi reconhecida em contrapartida na rubrica "Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica" e apresentado líquido no resultado.
(2) Em 31.12.2024 o montante de R$ 23.258 se refere a reversão de atualizações.
(3) O ingresso refere-se as contingências oriundos da incorporação da subsidiária Estreito. Maiores detalhes, vide Nota 9 – Investimentos.
(4) Reversão por pagamento referente a baixa contábil de R$ 120.382 referente ao processo do ICMS sobre venda interestadual de energia elétrica. Vide mais detalhes no item a.1.2, apresentado nessa mesma nota explicativa.

	Consolidado				
	Cíveis	Fiscais	Trabalhistas	Desmobilização	Total
Saldos em 31.12.2023	**107.838**	**120.014**	**22.910**	**257.796**	**508.558**
Adições de constituição	2.891	10.921	5.517	81.992	101.321
Alteração de natureza	1.098	(1.098)	-	-	-
Atualizações[1]	18.072	13.699	3.739	26.306	61.816
Reversão por pagamento	(14.012)	(3.649)	(86)	-	(17.747)
Reversão por revisão[2]	(37.063)	(11.400)	(1.237)	-	(49.700)
Saldos em 31.12.2024	**78.824**	**128.487**	**30.843**	**366.094**	**604.248**
Adições de constituição	28.353	16.638	898	71.837	117.726
Aquisição de subsidiárias[3]	39.801	50.199	-	-	90.000
Atualizações	9.751	7.855	3.558	17.937	39.101
Reversão por pagamento[4]	(5.811)	(123.607)	(901)	-	(130.319)
Reversão por revisão	(7.377)	(2.760)	(1.988)	-	(12.125)
Saldos em 31.12.2025	**143.541**	**76.812**	**32.410**	**455.868**	**708.631**

(1) Em 31.12.2024 o montante de R$ 11.833 se refere ao processo de ICMS sobre venda de energia elétrica, o qual a Companhia tem direito de reembolso. Dessa forma, a atualização foi reconhecida em contrapartida na rubrica "Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica" e apresentado líquido no resultado.
(2) Em 31.12.2024 o montante de R$ 23.258 se refere a reversão de atualizações.
(3) Aquisição de subsidiárias referentes às UHEs Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão. Para maiores detalhes, vide Nota 9 – Investimentos.
(4) Reversão por pagamento referente a baixa contábil de R$ 120.382 referente ao processo do ICMS sobre venda interestadual de energia elétrica. Vide mais detalhes no item a.1.2, apresentado nessa mesma nota explicativa.

a.3) Riscos possíveis e remotos

A Companhia é parte em processos judiciais que, na avaliação de seus consultores jurídicos e de sua Administração, não apresentam risco provável de desembolso futuro e, por esse motivo, os valores relativos a esses processos não são provisionados.

a.3.1) Riscos possíveis

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Fiscais	**1.904.232**	**1.705.491**	**1.941.545**	**1.709.570**
PIS/Cofins sobre reembolso de combustível	947.253	876.866	947.253	876.866
Contingências vinculadas a subsidiária alienada	727.682	603.499	727.682	603.499
Créditos extemporâneos de PIS/Cofins	100.136	91.238	100.136	91.238
Denúncia espontânea	13.945	13.398	13.945	13.398
Outros	115.216	120.490	152.529	124.569
Cíveis	**60.458**	**54.182**	**74.285**	**132.753**
Trabalhistas	**180.845**	**6.230**	**180.933**	**6.308**
	2.145.535	**1.765.903**	**2.196.763**	**1.848.631**

a.3.1.1) Riscos fiscais

Os principais riscos de natureza fiscal avaliados pela Companhia e seus assessores jurídicos como sendo de risco possível são estes:

- PIS/Cofins sobre reembolso de combustível

Em 14.12.2018, foi expedido Auto de Infração contra a Companhia relativo a não incidência de PIS e Cofins sobre os montantes repassados pela Eletrobras como recomposição do custo assumido pela Companhia em razão da compra de combustíveis, de propriedade da CCC/CDE, utilizados na geração de energia das termelétricas, no período compreendido entre janeiro de 2014 e dezembro de 2016, com o argumento principal de que esses recursos recebidos da Eletrobras têm natureza de receita de subvenção para custeio. Os referidos reembolsos têm como base o incentivo do Governo na compra de combustíveis fósseis utilizados em usinas termelétricas.

Conforme a Lei Federal n° 10.438/02, o Governo criou o fundo público denominado CDE, com o objetivo de promover a competitividade das usinas que utilizam o carvão mineral, limitando, desta forma, o escopo do fundo público CCC, anteriormente existente, aos sistemas isolados.

O fundo público CDE, ao qual se refere o auto de infração, é formado do seguinte modo: (i) a distribuidora de energia, em suas faturas, cobra do consumidor final os montantes da conta de consumo de energia elétrica, sobre os quais o PIS e Cofins são devidos, e repassa estes valores ao órgão responsável pela gestão da CDE; (ii) as geradoras que utilizam dos combustíveis fósseis adquirem estes combustíveis e armazenam os estoques físicos em nome do fundo responsável pela gestão, o qual mantém a propriedade destes ativos; e (iii) o fundo responsável pela gestão reembolsa as geradoras os montantes relacionados ao combustível consumido.

Com base no mecanismo da CDE, a Companhia, em 15.01.2019, por meio de seus assessores externos, apresentou Recurso Voluntário ao auto de infração, no qual defende que: (i) a Companhia não possui a propriedade dos combustíveis; (ii) o reembolso não tem característica de subvenção para custeio, uma vez que é financiado pelos consumidores finais de energia e não pelo Governo; e (iii) o valor reembolsado não aumenta a receita da Companhia, existindo jurisprudência nos tribunais superiores que afirmam somente estarem sujeitos ao recolhimento do PIS e Cofins os recebimentos que efetivamente representem um aumento de riqueza. Desta forma, a Companhia entende que os reembolsos objeto do auto de infração não estão sujeitos ao PIS e Cofins.

Em 24.01.2020, a Companhia tomou ciência da decisão desfavorável ao Recurso Voluntário. Na sequência, a Companhia apresentou Embargos de Declaração contra o Acórdão no âmbito do CARF, o que teve decisão desfavorável. Em 21.11.2022, interpôs Recurso Especial no CSRF, que não foi admitido em 29.12.2022. Em decorrência da não admissibilidade a companhia interpôs, em 09.01.2023, Agravo ao CSRF, porém este também foi indeferido, encerrando as possibilidades por meio administrativo. Em 19.12.2023, a Companhia ajuizou a ação judicial correspondente a qual tramita na Justiça Federal. Fomos citados da Execução Fiscal e requeremos a sua suspensão em função da garantia apresentada na ação anulatória e solicitamos que esta seja tratada como embargos. Em 15.10.2024, foi proferida decisão aceitando a garantia apresentada. Nos autos da ação anulatória, houve a prolação de sentença desfavorável, contra a qual foi interposto recurso de apelação, que aguarda julgamento.

Por fim, a posição da Companhia e de seus advogados é no sentido de que a evolução do caso, ainda que o desfecho se concretize desfavoravelmente na esfera administrativa, não altera a avaliação de êxito favorável, ou seja, a Companhia entende que possui sólidos argumentos para extinguir esta cobrança indevida de PIS e Cofins na esfera judicial. Em 2024, o débito foi inscrito em dívida ativa, sendo majorado em 20% relativos aos encargos legais da Procuradoria Geral da Fazenda Nacional (PGFN), estando garantido judicialmente. O montante atualizado em 31.12.2025 era de R$868.182.

Em 2023, a Companhia foi autuada da lavratura de novo auto de infração referente às contribuições do PIS e Cofins sobre reembolso de carvão pela CDE, dessa vez referente ao período de fevereiro a agosto de 2018, sendo protocolada Impugnação. Em 05.04.2024 a ENGIE tomou ciência do Acórdão que julgou o caso desfavoravelmente. A Companhia interpôs Recurso Voluntário, o qual teve decisão favorável do Conselho de Administração de Recursos Fiscais (CARF) em novembro de 2024, publicada em fevereiro de 2025, da qual a Procuradoria Geral da Fazenda Nacional, interpôs Recurso Especial que aguarda exame da admissibilidade. A autuação soma o montante, atualizado em 31.12.2025, de R$79.071.

Estes processos permanecem com a Companhia após a alienação da subsidiária Diamante, visto que no período sob análise o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda ainda fazia parte do parque gerador da controladora.

- Contingências vinculadas à subsidiária alienada (Diamante)
No ano de 2023, a Diamante foi autuada por meio da lavratura de novo auto de infração referente às contribuições do PIS e Cofins, dos anos de 2019 e 2020, cobrando tais tributos em razão de reembolso de carvão pela CDE. Foi protocolada impugnação que teve julgamento contrário a Companhia em 26.03.2024. Em razão da decisão, foi interposto Recurso Voluntário que em novembro de 2024 foi julgado improcedente pelo Conselho de Administração de Recursos Fiscais (CARF), diante disso, a companhia interpôs Recurso Especial para a Câmara Administrativa Superior, em dezembro de 2025 a Companhia tomou ciência da decisão que concedeu parcialmente a admissibilidade do Recurso Especial, restando não admitida a discussão a respeito da multa de ofício, contra tal decisão a companhia interpôs Agravo que aguarda julgamento, após julgamento do Agravo, independente do resultado o Recurso Especial seguirá para julgamento. O valor total da autuação, atualizado em 31.12.2025, é de R$ 349.943.

Ainda em 2023, a Diamante foi autuada através da lavratura de novo auto de infração, cobrando IRPJ/CSLL, apurados sob a sistemática do lucro presumido, do ano de 2018, em razão de reembolso de carvão pela CDE. Foi protocolada impugnação que teve julgamento desfavorável a Companhia. Em 16.02.2024, foi interposto Recurso Voluntário. Tal recurso teve decisão favorável do Conselho de Administração de Recursos Fiscais (CARF) em novembro de 2024, após esta decisão, a Procuradoria Geral da Fazenda Nacional, interpôs Recurso Especial, que aguarda exame da admissibilidade. Provavelmente a Receita Federal entrará com recurso especial para a Câmara Administrativa Superior. O valor total da autuação, atualizado em 31.12.2025, é de R$ 313.663.

Em setembro de 2025, a Diamante foi autuada por meio de nova lavratura de auto de infração referente às contribuições do PIS e Cofins, dos anos de 2021 e 2022, sendo a defesa liderada pela própria Diamante, o risco da ENGIE Brasil Energia é somente até junho de 2021, em função da venda da subsidiária. O valor total da autuação que está sob responsabilidade da ENGIE Brasil Energia atualizado em 31.12.2025 é de R$ 64.076.

Nos casos citados, embora a empresa autuada seja a Diamante, nos períodos em discussão a Diamante ainda se encontrava como subsidiária da Companhia e as questões acima apresentadas, estão previstas no contrato de venda e permanecem sobre responsabilidade da ENGIE.

- Créditos extemporâneos de PIS/Cofins
Em 23.06.2023, a companhia foi autuada pela Receita Federal do Brasil (RFB), a respeito da glosa de compensação de créditos de PIS/Cofins levantados extemporaneamente. Após fiscalização, a RFB glosou esses créditos sob a alegação de que (i) o procedimento de retificação das declarações, necessário para constituir os créditos, não foi observado; e (ii) tais despesas não seriam vinculadas à atividade da Companhia. Contra a autuação, foi apresentada impugnação, a qual foi julgada improcedente. Após, foi interposto recurso voluntário que teve decisão parcialmente favorável a Companhia em fevereiro de 2025, no entendimento de retornar o processo à Delegacia da Receita Federal (DRF) de origem para analisar se não houve dupla utilização dos créditos. Após análise, a DRF confirmou a inexistência de duplicidade, devolvendo para o CARF. Em dezembro de 2025, o CARF proferiu Acórdão julgando procedente o recurso da Companhia no que tange a desnecessidade de retificação das obrigações acessórias para o aproveitamento dos créditos, entretanto, determinou o retorno a segunda instância administrativa para análise do mérito das despesas utilizadas para creditamento.

- Denúncia espontânea
O instituto de “denúncia espontânea” permite o recolhimento de tributos em atraso sem a aplicação de multa de mora, desde que efetuado antes de qualquer procedimento administrativo ou medida de fiscalização. Uma vez que a RFB aceita recolhimentos fora do prazo sem a correspondente multa de mora, a Companhia apresenta impugnações administrativas e, quando necessário, medidas judiciais.

a.3.1.2) Risco Trabalhista - Plano Benefício Definido
A Companhia é réu em um processo judicial movido por entidade representativa de assistidos do Plano de Benefícios PREVIG BD–2, gerido pela PREVIG e patrocinado pela Companhia. O processo tem como objetivo o reconhecimento judicial de que eventuais déficits apurados no referido plano de benefício sejam de responsabilidade exclusiva da patrocinadora, bem como a devolução dos valores já descontados dos assistidos representados pela autora. Em primeira instância, em dezembro de 2020, foi proferida sentença que julgou improcedentes os pedidos formulados pela autora, contudo, em julho de 2025, o Tribunal de Justiça do Estado de Santa Catarina deu provimento ao recurso de apelação interposto pela autora. Em outubro de 2025, foram julgados os embargos de declaração, sem alteração dos efeitos da decisão. Após julgamento favorável à autora, a Companhia alterou o respectivo risco do processo, originalmente categorizado como remoto para possível. Foram interpostos recursos aos Tribunais Superiores de Justiça e Federal. O montante atualizado em 31.12.2025 era de R$ 169.150.

a.3.2) Riscos remotos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Fiscais	336.906	188.228	448.534	191.158
Cíveis	270.651	450.669	1.245.490	452.906
Trabalhistas	148.763	123.878	165.652	144.580
	756.320	**762.775**	**1.859.676**	**788.644**

b) Depósitos judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Fiscais e previdenciárias	42.955	40.450	54.970	48.991
Cíveis	10.981	10.732	26.448	15.228
Trabalhistas	10.379	8.287	11.259	8.372
	64.315	**59.469**	**92.677**	**72.591**

Do montante total dos depósitos judiciais, R$ 52.944 (R$ 52.427 em 31.12.2024) e R$ 66.696 (R$ 66.467 em 31.12.2024), na controladora e no consolidado, respectivamente, estão diretamente relacionados a contingências de risco provável, reconhecidas como provisão no passivo da Companhia

NOTA 18. TRIBUTOS E OUTRAS OBRIGAÇÕES REGULATÓRIAS

a) Crédito de imposto de renda e contribuição social

Em 31.12.2025, a Companhia apresenta no ativo circulante o montante de R$ 405.417 e R$ 517.755 (R$ 403.482 e R$ 490.704 em 31.12.2024), na controladora e no consolidado, respectivamente, relativos a imposto de renda e contribuição social a recuperar, cuja expectativa é de que a compensação ocorra em 2026. Adicionalmente, a Companhia mantém o saldo em 31.12.2025 de R$ 289 e R$ 44.051 (R$ 323 e R$ 50.446 em 31.12.2024) na controladora e consolidado, respectivamente, relativos a créditos fiscais de PIS, Cofins e ICMS.

Na rubrica de outros ativos não circulantes, a Companhia mantém registrado os montantes de R$ 9.370 e R$ 49.694 (R$ 19.209 e R$ 39.832 em 2024) na controladora e no consolidado, respectivamente, relativos a valores reconhecidos de atualização da Selic sobre repetição de indébitos tributários. Em 24.09.2021, o STF, no julgamento de mérito do nº 1.063.187, fixou a tese do Tema nº 962 no sentido de ser inconstitucional a incidência do IRPJ e da CSLL sobre os valores atinentes à taxa Selic recebidos em razão de repetição de indébito tributário. Segundo a decisão, unânime no mérito e em sede de repercussão geral, a Selic constitui mera indenização pelo atraso no pagamento da dívida, e não representa acréscimo patrimonial que é o fato gerador para a tributação do IRPJ e da CSLL.

b) Obrigações fiscais e regulatórias

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Imposto de renda e contribuição social a pagar	17.613	41.070	204.438	323.212
Outras obrigações fiscais e regulatórias	97.903	63.277	165.011	142.120
	115.516	**104.347**	**369.449**	**465.332**

b.1) Imposto de renda e contribuição social a pagar

Prática contábil:

São calculados individualmente por entidade de acordo com as bases tributárias e as alíquotas vigentes na data da apresentação das demonstrações financeiras e são apresentados de forma líquida no balanço patrimonial, quando os tributos correspondem às mesmas entidades tributárias e serão quitados pelo valor líquido.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Imposto de renda	15.736	38.811	147.673	226.114
Contribuição social	1.877	2.259	56.765	97.098
	17.613	**41.070**	**204.438**	**323.212**

b.2) Outras obrigações fiscais e regulatórias

Prática contábil:

São registradas pelos valores conhecidos, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes juros e variações monetárias incorridos.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
PIS e Cofins	61.792	22.061	93.407	60.608
Royalties	21.512	31.126	29.031	40.313
ICMS	2.957	2.318	16.959	19.620
INSS	3.653	2.838	7.890	7.101
Taxa de fiscalização	1.590	1.517	3.676	3.203
ISSQN	855	823	3.490	3.955
Outros	5.544	2.594	10.558	7.320
	97.903	**63.277**	**165.011**	**142.120**

c) Imposto de renda e contribuição social diferidos

Prática contábil:

São calculados aplicando-se as alíquotas efetivas previstas para os exercícios sociais em que se espera realizar ou exigir as diferenças temporárias – diferenças entre o valor contábil dos ativos e dos passivos e sua base fiscal –, ou compensar os prejuízos fiscais e as bases negativas de contribuição social, quando aplicável. Esses tributos diferidos são integralmente apresentados no grupo "não circulante", de forma líquida, independente da expectativa de realização e da exigibilidade dos valores que lhes dão origem. Imposto de renda e contribuição social diferidos são reconhecidos de acordo com a transação que originou o tributo diferido, seja no resultado, no resultado abrangente ou diretamente no patrimônio líquido.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos, ativo e passivo, estão apresentados de forma líquida, como segue:

c.1) Composição

	Controladora				
	31.12.2025				31.12.2024
Natureza	Base de cálculo	IR	CSLL	Total	Total
Passivo:					
Repactuação do risco hidrológico	1.978.078	466.326	178.027	644.353	650.401
Depreciação acelerada	1.358.021	319.096	122.222	441.318	334.493
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	280.476	70.119	25.243	95.362	115.181
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	100.308	25.077	9.028	34.105	34.105
AVJ e AVM sobre debêntures	94.306	23.577	8.488	32.065	162.071
Encargos financeiros capitalizados	47.883	11.971	4.309	16.280	17.071
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	11.171	2.793	1.005	3.798	16.226
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	6.056	1.514	545	2.059	40.930
Outros	229.897	57.474	20.691	78.165	82.300
		977.947	**369.558**	**1.347.505**	**1.452.778**
Ativo:					
Perdas não realizadas em operações de *hedge*	178.976	44.744	16.108	60.852	100.339
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	145.439	36.360	13.090	49.450	49.443
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	102.924	25.731	9.263	34.994	29.456
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	84.062	21.016	7.566	28.582	33.705
Provisão de redução ao valor recuperável de ativos	48.894	12.224	4.400	16.624	16.624
Obrigações com benefícios de aposentadoria	15.591	3.898	1.403	5.301	809
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	6.056	1.514	545	2.059	40.930
Outros	151.662	37.916	13.647	51.563	33.101
		183.403	**66.022**	**249.425**	**304.407**
Valor líquido		**794.544**	**303.536**	**1.098.080**	**1.148.371**

Natureza	Consolidado				
	31.12.2025				31.12.2024
	Base de cálculo	IR	CSLL	Total	Total
Passivo:					
Remuneração do ativo financeiro de concessão	3.739.899	934.547	336.591	1.271.138	1.074.846
Receita/custo de construção de infraestrutura de transmissão	2.249.531	562.383	202.458	764.841	571.095
Repactuação do risco hidrológico	2.006.458	473.317	180.581	653.898	717.422
Apropriação dos encargos financeiros	1.411.277	352.819	127.015	479.834	318.910
Depreciação acelerada	1.358.021	319.096	122.222	441.318	414.293
Intangível de bonificação pela outorga	678.797	169.699	61.092	230.791	202.531
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	280.476	70.119	25.243	95.362	115.181
Valor justo de direitos de projeto adquirido	209.338	52.335	18.840	71.175	74.380
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	100.308	25.077	9.028	34.105	34.105
AVJ e AVM sobre debêntures	94.306	23.577	8.488	32.065	162.071
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	13.572	3.393	1.221	4.614	19.077
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	6.056	1.514	545	2.059	40.930
Outros	289.009	71.445	26.011	97.456	89.534
		3.059.321	**1.119.335**	**4.178.656**	**3.834.375**
Ativo:					
RBO	2.616.610	654.153	235.495	889.648	758.284
Prejuízo fiscal e base negativa de CSLL	776.490	184.312	69.884	254.196	211.794
Perdas não realizados em operações de *hedge*	178.976	44.744	16.108	60.852	100.339
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	165.041	41.260	14.854	56.114	32.116
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	162.069	40.517	14.586	55.103	54.954
Custo de gestão de infraestrutura da usina	121.387	30.347	10.925	41.272	40.833
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	84.062	21.016	7.566	28.582	33.705
Provisão de redução ao valor recuperável de ativos	48.894	12.224	4.400	16.624	16.624
Obrigações com benefícios de aposentadoria	15.591	3.898	1.403	5.301	809
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	6.056	1.514	545	2.059	40.930
Outros	307.926	76.982	27.709	104.691	44.784
		1.110.967	**403.475**	**1.514.442**	**1.335.172**
Valor líquido		**1.948.354**	**715.860**	**2.664.214**	**2.499.203**
Classificação no balanço patrimonial					
Passivo		2.018.097	744.725	2.762.822	2.519.353
Ativo[1]		(69.743)	(28.865)	(98.608)	(20.150)
Total		**1.948.354**	**715.860**	**2.664.214**	**2.499.203**

(1) Valor apresentado como parte da rubrica "Outros ativos não circulantes".

c.2) Mutação do imposto de renda e da contribuição social diferidos, líquidos

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2023	**1.016.211**	**2.050.261**
Impostos diferidos no resultado	90.093	406.875
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	42.067	42.067
Saldos em 31.12.2024	**1.148.371**	**2.499.203**
Aquisição de subsidiárias[1]	-	(74.009)
Impostos diferidos no resultado	(196.173)	242.704
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	(3.684)	(3.684)
Incorporação de subsidiária[2]	149.566	-
Saldos em 31.12.2025	**1.098.080**	**2.664.214**

(1) Valor correspondente aos saldos de ingressos dos tributos diferidos das aquisições das UHEs Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

(2) Valor correspondente aos saldos de tributos diferidos ingressados na Controladora pela incorporação da subsidiária CEE. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

c.3) Expectativa de realização e exigibilidade

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2026	36.071	79.531	122.316	236.883
2027	42.987	80.611	107.586	231.906
2028	40.687	90.806	106.569	242.456
2029	52.721	95.827	123.839	274.215
2030	49.895	139.120	107.469	316.581
2031 a 2033	757	388.916	163.516	814.984
2034 a 2036	4.095	224.480	245.380	637.256
2037 a 2039	4.596	90.943	163.280	342.092
2040 em diante	17.616	157.271	374.487	1.082.283
	249.425	**1.347.505**	**1.514.442**	**4.178.656**

d) Conciliação dos tributos no resultado

	Controladora					
	2025			2024		
	IR	CSLL	Total	IR	CSLL	Total
Resultado antes dos tributos	**2.389.343**	**2.389.343**	**2.389.343**	**4.675.930**	**4.675.930**	**4.675.930**
Alíquota nominal	25%	9%	34%	25%	9%	34%
Despesa às alíquotas nominais	**(597.336)**	**(215.041)**	**(812.377)**	**(1.168.983)**	**(420.834)**	**(1.589.817)**
Diferenças permanentes						
Equivalência patrimonial	783.102	281.917	1.065.019	809.734	291.504	1.101.238
Juros sobre o capital próprio destinados	25.000	9.000	34.000	62.500	22.500	85.000
Juros sobre o capital próprio recebidos	(75.720)	(27.259)	(102.979)	-	-	-
Incentivos fiscais[1]	2.093	-	2.093	2.941	855	3.796
Outros	5.177	2.565	7.742	3.292	(90)	3.202
	142.316	**51.182**	**193.498**	**(290.516)**	**(106.065)**	**(396.581)**
Composição dos tributos no resultado						
Corrente	(1.736)	(939)	(2.675)	(224.078)	(82.410)	(306.488)
Diferido	144.052	52.121	196.173	(66.438)	(23.655)	(90.093)
	142.316	**51.182**	**193.498**	**(290.516)**	**(106.065)**	**(396.581)**
Alíquota efetiva[2]	**-6,0%**	**-2,1%**	**-8,1%**	**6,2%**	**2,3%**	**8,5%**

(1) O incentivo fiscal da redução de imposto de renda, para empreendimentos construídos em região incentivada, é reconhecido como redutor da despesa de imposto de renda e transferido da rubrica "Lucros acumulados" para "Reserva de incentivos fiscais", no patrimônio líquido.
(2) A variação da alíquota efetiva se deve, substancialmente, pelas alienações societárias realizadas no ano de 2024, assim como pela realização do diferido por meio da alienação, em 2025, de ativo regulatório associado ao período de extensão compensatória do Consórcio UHE Machadinho, com uma das consorciadas.

	Consolidado					
	2025			2024		
	IR	CSLL	Total	IR	CSLL	Total
Resultado antes dos tributos	**3.626.519**	**3.626.519**	**3.626.519**	**5.705.971**	**5.705.971**	**5.705.971**
Alíquota nominal	25%	9%	34%	25%	9%	34%
Despesa às alíquotas nominais	**(906.630)**	**(326.387)**	**(1.233.017)**	**(1.426.493)**	**(513.537)**	**(1.940.030)**
Diferenças permanentes						
Equivalência patrimonial	171.851	61.866	233.717	178.529	64.270	242.799
Incentivos fiscais[1]	27.708	-	27.708	125.046	1.059	126.105
Juros sobre o capital próprio destinados	25.000	9.000	34.000	62.500	22.500	85.000
Variação entre bases do lucro real e presumido	82.463	25.537	108.000	114.323	31.762	146.085
Outros	57.466	3.526	60.992	(37.764)	(25.325)	(63.089)
	(542.142)	**(226.458)**	**(768.600)**	**(983.859)**	**(419.271)**	**(1.403.130)**
Composição dos tributos no resultado						
Corrente	(359.038)	(166.858)	(525.896)	(701.467)	(294.788)	(996.255)
Diferido	(183.104)	(59.600)	(242.704)	(282.392)	(124.483)	(406.875)
	(542.142)	**(226.458)**	**(768.600)**	**(983.859)**	**(419.271)**	**(1.403.130)**
Alíquota efetiva[2]	**14,9%**	**6,2%**	**21,2%**	**17,2%**	**7,3%**	**24,6%**

(1) O incentivo fiscal da redução de imposto de renda, para empreendimentos construídos em região incentivada, é reconhecido como redutor da despesa de imposto de renda e transferido da rubrica "Lucros acumulados" para "Reserva de incentivos fiscais", no patrimônio líquido.
(2) A variação da alíquota efetiva se deve, substancialmente, pelas alienações societárias realizadas no ano de 2024, assim como pela realização do diferido por meio da alienação, em 2025, de ativo regulatório associado ao período de extensão compensatória do Consórcio UHE Machadinho, com uma das consorciadas.

NOTA 19. OUTROS PASSIVOS

Prática contábil:

As demais obrigações são registradas pelos valores conhecidos ou estimados e, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes juros e variações monetárias incorridos.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Ressarcimentos às distribuidoras - Usinas Eólicas e Fotovoltaicas	-	-	477.792	417.217
Fornecedores[1]	86.059	61.191	401.092	332.126
Adiantamento de clientes	-	-	248.407	298.330
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*[2]	225.168	362.731	225.168	362.731
Obrigações vinculadas	30.086	-	57.346	30.932
Obrigações com programa de P&D	20.667	9.667	39.962	29.799
Dividendos e JCP não reclamados	32.830	14.092	32.830	14.273
Outras contas a pagar	29.602	26.759	115.183	126.679
	424.412	**474.440**	**1.597.780**	**1.612.087**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	128.378	51.580	606.226	496.338
Passivo não circulante	296.034	422.860	991.554	1.115.749
	424.412	**474.440**	**1.597.780**	**1.612.087**

(1) Mais informações vide Nota 12 - Fornecedores.
(2) Mais informações vide Nota 13 - Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros.

a) Ressarcimentos às distribuidoras – Usinas Eólicas e Fotovoltaicas

A Companhia apresenta em seu passivo montante relativo ao mecanismo de ressarcimento previsto nos contratos de energia elétrica firmados no ACR das Usinas pertencentes aos Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo e Umburanas – Fase I, Assú V e dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu, Floresta e ENGIE Energia Solar I. Estes contratos preveem o pagamento por parte das distribuidoras de uma receita fixa, independente da geração verificada mês a mês, e posterior ressarcimento por parte da Companhia. Em 31.12.2025, as movimentações decorrem do reconhecimento de novos montantes de ressarcimento às distribuidoras, os quais foram atenuados pela realização de saldos de ressarcimento de exercícios anteriores. Os principais critérios de reconhecimento são:

Empresa	Leilão	Tipo	Critérios de reconhecimento	2025	2024
Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo, Umburanas – Fase I e Conjunto Fotovoltaico Juazeiro	20º Leilão de Energia Nova / 22º Leilão de Energia Nova	Disponibilidade	**Cálculo:** (i) ressarcimento anual: flexibilização de 10%, ocorrendo em função da variabilidade dos ventos/incidência solar e fatores gerais do mercado de energia. Entregas menores que 90% da energia contratada são mensuradas anualmente; e (ii) ressarcimento quadrienal: flexibilização verificada no contexto quadrienal, motivado pelo regime sazonal de ventos. Sendo assim, cada cálculo perdoado no ressarcimento anual é considerado para o quadriênio, assim como é considerado nas energias entregues acima de 100% de cada ano. **Valoração:** diferença mensurada com o maior entre o preço de venda fixado no leilão e o PLD do período de referência. **Pagamento:** é realizado no ano subsequente da mensuração, por meio da redução da receita de venda.	291.351	269.077
Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta/ Assú V	8º Leilão de Energia de Reserva	Quantidade	**Cálculo:** diferença entre energia contratada e energia gerada. **Valoração:** o preço é multiplicado por 106% se for até 10% abaixo do contrato. Caso a geração seja abaixo de 90%, o multiplicador é 115%. **Pagamento:** 12 parcelas iguais diretamente na contabilização de evento na CCEE do contrato.	122.277	123.939
Conjuntos Fotovoltaicos São Pedro e Sol do Futuro[1]	7º Leilão de Energia de Reserva / 8º Leilão de Energia de Reserva	Quantidade	**Cálculo:** diferença entre energia contratada e energia gerada. **Valoração:** o preço é multiplicado por 106% se for até 10% abaixo do contrato. Caso a geração seja abaixo de 90%, o multiplicador é 115%. **Pagamento:** 12 parcelas iguais diretamente na contabilização de evento na CCEE do contrato.	41.825	18.530
Conjunto Fotovoltaico Barreiras[1]	20º Leilão de Energia Nova / 22º Leilão de Energia Nova	Disponibilidade	**Cálculo:** (i)Toda a energia abaixo de 100% gera uma penalização, caso entre 100% e 90%, toda a geração não atendida pagará o maior entre PLD médio anual ou Preço do contrato. Caso abaixo de 90%, pagará o maior entre PLD médio anual ou 1,15 x Preço do contrato **Valoração:** Caso gere acima de 100%, a diferença será liquidada no MCP à PLD horário após atingimento do 100%. **Pagamento:** Redução da receita de venda, no menor número de parcelas possível (1 vez se menor que a 1a parcela, não fica negativo se maior, reduz da 2a parcela e assim por diante até pagamento integral)	22.339	5.671
				477.792	**417.217**

(1) As empresas fazem parte do Conjunto Fotovoltaico ENGIE Energia Solar I.

b) Adiantamento de clientes

Em 2024, a Companhia, por meio de sua controlada, ENGIE Brasil Comercializadora Ltda. (EBC), recebeu antecipadamente valores relativos ao contrato de venda de energia. A operação foi classificada como um passivo de contrato, e o reconhecimento da receita se dará quando da efetiva entrega da energia contratada, cujo prazo final é 31.12.2029.

c) Obrigações vinculadas à aquisição de ativos

	Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024
Vinculadas à aquisição de subsidiárias		
Solairedirect	19.800	19.800
UHE Santo Antônio do Jari	30.086	-
	49.886	**19.800**
Vinculadas à aquisição dos direitos de desenvolvimento de projetos		
Conjunto Eólico Serra do Assuruá	2.509	5.860
Conjunto Eólico Santo Agostinho	3.166	3.054
Conjunto Fotovoltaico Assú Sol	1.785	2.218
	7.460	**11.132**
	57.346	**30.932**

A Companhia registrou o montante de R$ 30.086 referente à parcela contingente em decorrência de primeira revisão ordinária da garantia física da UHE Santo Antônio do Jari, cuja aquisição foi concluída em 13.08.2025. A referida revisão da garantia física da usina está prevista para ocorrer em 2027, conforme cronograma regulatório aplicável. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

Além disso, em 2025, a Companhia efetuou pagamentos referentes às parcelas de aquisição dos projetos, sendo R$ 3.492 relacionados ao Projeto Assuruá e R$ 515 ao Projeto Assú Sol.

NOTA 20. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social autorizado

Na 42ª Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 19.12.2025, os acionistas da Companhia aprovaram o aumento do capital social até o limite de R$ 25.000.000, por deliberação do Conselho de Administração, independentemente de reforma estatutária. Conforme o regulamento de listagem do Novo Mercado da B3, a Companhia não poderá emitir ações preferenciais ou partes beneficiárias.

A Companhia não possui ações em tesouraria e não efetuou transação envolvendo compra e venda de ações de sua emissão nos exercícios findos em 31.12.2025 e 31.12.2024.

b) Capital social subscrito e integralizado

Em reunião realizada em 05.11.2025, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o aumento de capital social no montante de R$ 1.961.059, dentro do limite do capital autorizado, mediante a capitalização de parte do saldo constante na conta de reserva de retenção de lucros. O aumento de capital foi implementado mediante a bonificação de ações, com a emissão de 326.371.096 novas ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal, atribuídas gratuitamente aos acionistas na proporção de 40%, ou seja, 1 (uma) nova ação para cada 2,5 (duas e meio) ações ordinárias de sua titularidade na data-base de 26.11.2025. Desta forma, desde o dia 27.11.2025 as ações da Companhia (EGIE3) negociam com o preço ajustado pela nova base acionária (preço anterior dividido por 1,4).

Em 31.12.2025 o capital social da Companhia era de R$ 6.863.707 (R$ 4.902.648 em 31.12.2024), totalmente subscrito e integralizado, representado por 1.142.298.836 ações ordinárias (815.927.740 em 31.12.2024), todas nominativas e sem valor nominal.

O valor patrimonial da ação em reais, em 31.12.2025, era de R$ 11,17 (R$ 13,81 por ação em 31.12.2024, mantendo patrimônio líquido de 31.12.2024 e considerando a nova quantidade de ações o valor patrimonial seria de R$ 9,86).

O quadro societário da Companhia, em 31.12.2025 e 31.12.2024, era este:

Acionistas	31.12.2025		31.12.2024	
	Lote de ações ordinárias	Participação no capital	Lote de ações ordinárias	Participação no capital
ENGIE Brasil Participações Ltda.	784.897.107	68,71%	560.640.791	68,71%
Banco Clássico S.A.	112.594.523	9,86%	80.425.026	9,86%
Demais acionistas	244.807.206	21,43%	174.861.923	21,43%
	1.142.298.836	**100,00%**	**815.927.740**	**100,00%**

Em 31.12.2025 o Conselho de Administração, a Diretoria Executiva e o Conselho Fiscal detinham a quantidade de 88.232 ações da Companhia (50.122 em 31.12.2024).

c) Reservas de capital

Em 16.03.2022, após o cumprimento das condições precedentes previstas em contrato, foi concluída a operação de aquisição de 100% das ações da ENGIE Solar e da Solairedirect, empresa anteriormente detentora dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta. A operação resultou no registro do montante de R$ 176.543 em reservas de capital, correspondentes à diferença entre o valor da contraprestação transferida e o valor contábil dos ativos e passivos transferidos.

d) Reservas de lucros

A composição das reservas de lucros é demonstrada a seguir:

	Controladora / Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024
Reserva legal	1.109.672	980.530
Reserva de incentivos fiscais	284.484	283.024
Reserva de retenção de lucros	4.288.062	5.122.519
	5.682.218	**6.386.073**

d.1) Reserva Legal

Do lucro líquido do exercício, 5% são aplicados, antes de qualquer outra destinação, na constituição da reserva legal, que não excederá a 20% do capital social da Companhia. A referida reserva tem a finalidade de assegurar a integridade do capital social e somente poderá ser utilizada para compensar prejuízos ou aumentar o capital social. Em 31.12.2025, a Administração da Companhia destinou à reserva legal R$ 129.142 do lucro líquido do exercício. Em 31.12.2024, a Companhia atingiu o limite de 20% do capital social e, portanto, não houve destinação de reserva legal.

d.2) Reserva de incentivos fiscais

A reserva é constituída mediante destinação da parcela do resultado do exercício equivalente ao benefício fiscal concedido pela Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (Sudam) e Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (Sudene). Esse benefício corresponde à redução de 75% no imposto de renda calculado sobre o lucro da exploração das atividades desenvolvidas pelas usinas detentoras do benefício – Usinas Ponte de Pedra, São Salvador e Estreito, com base no art. 626 do Decreto nº 9.580/2018.

No exercício de 2025, o resultado apurado a título de lucro da exploração apresentou valor negativo, o que impossibilitou a utilização do incentivo fiscal previsto nos programas Sudam/Sudene. Em decorrência desse cenário, não houve constituição da reserva de incentivos fiscais no período, conforme demonstrado a seguir:

	31.12.2024
Lucro da exploração	**14.069**
Imposto de renda nominal (15%)	2.110
Adicional de imposto de renda	1.406
Imposto de renda calculado	**3.516**
Incentivo fiscal (%)	75%
Incentivo fiscal calculado	**2.637**
Incentivo fiscal utilizado	**553**

d.3) Reserva de retenção de lucros

A reserva é constituída, com base em orçamento de capital, com a finalidade de financiar a implantação de novas usinas, a manutenção do parque produtivo e a possível aquisição de participação em outras sociedades. Em 31.12.2025, a Administração da Companhia está propondo a destinação do valor de R$ 1.126.602 do lucro do exercício de 2025 para reserva de retenção de lucros (R$ 2.435.112 em 31.12.2024).

e) Ajustes de avaliação patrimonial

e.1) Custo atribuído

Conforme previsto nas normas contábeis, a Companhia reconheceu o ajuste do valor justo do ativo imobilizado na data da adoção inicial dos CPC, em 01.01.2009. A contrapartida do referido ajuste, líquido do imposto de renda e da contribuição social diferidos, foi registrada na rubrica "Ajuste de avaliação patrimonial", no patrimônio líquido. A realização dessa reserva é registrada em contrapartida da conta "Lucros acumulados", na medida em que a depreciação ou a baixa do ajuste a valor justo do imobilizado são reconhecidas no resultado da Companhia.

e.2) Outros resultados abrangentes

A conta registra as variações dos valores justos, líquidos do imposto de renda e da contribuição social diferidos das seguintes transações: (i) obrigações com os benefícios de aposentadoria dos planos de benefícios definidos patrocinados pela Companhia; (ii) efeitos de mudança de participação oriunda da incorporação da Aliança pela controlada em conjunto TAG; (iii) *hedges* de fluxo de caixa sobre empréstimos/financiamentos e debêntures em moeda estrangeira firmados, pelo Conjunto Eólico Serra do Assuruá e pelo Conjunto Fotovoltaico Assú Sol.

O quadro a seguir apresenta os efeitos acumulados de outros resultados abrangentes:

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Outros resultados abrangentes que no futuro:					
- Não serão reclassificados para o resultado					
Benefício de aposentadoria					
Remensuração de obrigações com aposentadoria	16.b	35.259	46.093	35.406	46.240
Imposto de renda e contribuição social diferidos	18.c	(11.988)	(15.672)	(12.038)	(15.722)
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		97	97	-	-
		23.368	**30.518**	**23.368**	**30.518**
- Serão reclassificados para o resultado					
***Hedges* de fluxo de caixa**					
Ganhos não realizadas originadas no exercício	13.a.2	-	-	-	55.910
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		-	55.910	-	-
Perdas não realizadas originadas no exercício de controlada em conjunto	9	(238.898)	(394.865)	(238.898)	(394.865)
Mudança de participação em controlada em conjunto		(99.230)	(99.230)	(99.230)	(99.230)
		(338.128)	**(438.185)**	**(338.128)**	**(438.185)**
		(314.760)	**(407.667)**	**(314.760)**	**(407.667)**

f) Participação de acionistas não controladores

Referem-se às participações acionárias de terceiros no equivalente a 12,34% no capital social da controlada indireta Maracanã e a 10% no capital social da controlada indireta Lar do Sol, mais detalhes vide Nota 9 – Investimentos, item b.1.1.

g) Lucro por ação básico e diluído

O quadro a seguir apresenta os dados de resultado e ações utilizados no cálculo dos lucos por ação.

	Controladora / Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024
Lucro líquido do exercício	2.582.841	4.279.349
Quantidade de ações ordinárias	1.142.298.836	1.142.298.836
Lucro por ação básico e diluído – em R$	**2,26109**	**3,74626**

Em razão do aumento da quantidade de ações em 2025, por meio da bonificação de 326.371.096 novas ações ordinárias aos acionistas, o "Lucro por ação básico e diluído – em R$", relativo a 2024, da controladora e do consolidado, foi recalculado com base na quantidade de ações atual e reapresentado para fins de comparabilidade das informações reportadas. A Companhia não possui ações com efeitos diluidores nos exercícios apresentados, motivo pelo qual não há diferença entre o lucro por ação básico e diluído.

NOTA 21. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO

Prática contábil:

São reconhecidos como passivo nos seguintes momentos: (i) dividendos intercalares e intermediários – quando de sua aprovação pelo Conselho de Administração; (ii) dividendos mínimos obrigatórios – quando do encerramento do exercício corrente; (iii) juros sobre o capital próprio – na data do crédito aos acionistas; e (iv) dividendos adicionais propostos no encerramento do exercício – quando de sua aprovação pela AGO.

a) Cálculo

	31.12.2025	31.12.2024
Base de cálculo dos dividendos ajustada		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas controladores	2.582.841	4.279.349
Reserva legal	(129.142)	-
Reserva de incentivos fiscais	(1.460)	(553)
Realização do custo atribuído do imobilizado	36.941	37.335
Dividendos e JCP prescritos	14.380	16.934
Ganho de capital em venda de participação em empreendimento em conjunto	-	(882.242)
Lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos e JCP	**2.503.560**	**3.450.823**
Dividendos / JCP propostos		
Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre	719.185	932.807
JCP, líquidos do imposto de renda retido	85.091	212.736
Dividendos mínimos obrigatórios	31.883	367.113
Dividendos adicionais propostos	525.890	348.033
Subtotal	**1.362.049**	**1.860.689**
Imposto de renda retido sobre os JCP	14.909	37.264
Total dos dividendos e JCP anuais	**1.376.958**	**1.897.953**
Percentual equivalente do lucro líquido ajustado	**55%**	**55%**

b) Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar

b.1) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Dividendos e JCP	121.521	1.534.579	121.521	1.595.587
Imposto de renda retido sobre JCP[1]	14.909	37.264	14.909	37.264
	136.430	**1.571.843**	**136.430**	**1.632.851**

(1) Os valores referentes ao imposto de renda retido sobre os juros sobre capital próprio, estão registrados como parte da rubrica "Outras Contas a pagar", na Nota 19 – Outros Passivos.

b.2) Mutação

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2023	**432.794**	**432.929**
Dividendos e JCP aprovados	2.271.581	2.283.246
Dividendos e JCP pagos	(1.111.181)	(1.112.648)
Dividendos e JCP de aquisição de subsidiária[1]	-	50.675
Pagamento de imposto de renda sobre JCP	(21.351)	(21.351)
Saldos em 31.12.2024	**1.571.843**	**1.632.851**
Dividendos e JCP aprovados	1.199.101	1.327.146
Dividendos e JCP pagos	(2.564.003)	(2.753.056)
Pagamento de imposto de renda sobre JCP	(37.264)	(37.264)
Transferência de dividendos e JCP não reclamados	(33.247)	(33.247)
Saldos em 31.12.2025	**136.430**	**136.430**

(1) Valor de dividendos e juros sobre capital próprio referente aquisição de subsidiária, maiores detalhes vide a Nota 9 – Investimentos.

c) Política de dividendos

A política de dividendos estabelecida no Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição de dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações, bem como estabelece a intenção de pagar em cada ano-calendário, dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em valor não inferior a parcela equivalente a 55% do lucro líquido ajustado, em distribuições semestrais.

d) Distribuições realizadas e proposta relativa ao lucro líquido do exercício de 2024

d.1) Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 07.08.2024, aprovou a distribuição de dividendos intercalares no valor de R$ 932.807, correspondentes a R$ 1,14324649075 por ação, com base nas informações trimestrais levantadas em 30.06.2024, equivalentes a 55% do lucro líquido distribuível do 1° semestre de 2024. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos intercalares a partir de 22.08.2024 e o pagamento ocorreu em 27.05.2025. Considerando o aumento de capital com emissão de novas ações realizado em 2025, o valor dos dividendos intercalares seria de R$ 0,81660463629 por ação.

d.2) Dividendos mínimos obrigatórios

Conforme o Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios de 30% do lucro líquido do exercício, a Companhia apurou um dividendo mínimo obrigatório no valor de R$ 1.299.920, sendo parte já distribuído por meio de dividendos intercalares no valor de R$ 932.807, resultando em um dividendo mínimo obrigatório de R$ 367.113, correspondente a R$ 0,44993276204 por ação. Esse valor foi reconhecido no passivo da Companhia no encerramento do exercício de 2024 e as ações foram negociadas ex-dividendos a partir de 07.05.2025 e o pagamento foi realizado em 23.12.2025. Com o aumento de capital com emissão de novas ações em 2025, o valor dos dividendos mínimos seria de R$ 0,32138054431 por ação.

d.3) Juros sobre o capital próprio

Em 13.12.2024, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao período de 01.01.2024 a 31.12.2024, no valor bruto de R$ 250.000, correspondente a R$ 0,30639968191 por ação. O crédito dos juros sobre o capital próprio da Companhia foi registrado contabilmente em 31.12.2024, com base na posição acionária de 19.12.2024. As ações da Companhia foram negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 20.12.2024 e o pagamento ocorreu em 07.02.2025. Visto o aumento de capital em 2025 com emissão de novas ações, o valor dos juros sobre o capital próprio seria de R$ 0,21885691565 por ação.

d.4) Dividendos adicionais propostos

Ainda relativo ao exercício de 2024, em reunião de 25.04.2025, a AGO aprovou a proposta de pagamento de dividendos adicionais sobre o lucro líquido distribuível, no valor de R$ R$ 348.033 (R$ 0,42654859017 por ação). Nesta data, a Companhia reconheceu a obrigação do pagamento em seu balanço patrimonial. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos a partir de 07.05.2025 e o pagamento foi realizado em 23.12.2025. Em vista do aumento de capital com emissão de novas ações em 2025, o valor dos dividendos adicionais seria de R$ 0,30467756441 por ação.

e) Distribuições realizadas e proposta relativa ao lucro líquido do exercício de 2025

e.1) Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 07.08.2025, aprovou a distribuição de dividendos intercalares no valor de R$ 719.185, correspondentes a R$ 0,88143194897 por ação, com base nas informações trimestrais levantadas em 30.06.2025, equivalentes a 55% do lucro líquido distribuível do 1° semestre de 2025. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos intercalares a partir de 22.08.2025 e o pagamento ocorreu em 23.12.2025. Considerando o aumento de capital com emissão de novas ações em 2025, o valor dos dividendos intercalares seria de R$ 0,62959424927 por ação.

e.2) Dividendos mínimos obrigatórios

Conforme o Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios de 30% do lucro líquido do exercício. A Companhia apurou um dividendo mínimo obrigatório no valor de R$ 751.068, sendo parte já distribuído por meio de dividendos intercalares no valor de R$ 719.185, resultando em um dividendo mínimo obrigatório de R$ 31.883, correspondente a R$ 0,02791126295 por ação. Esse valor foi reconhecido no passivo da Companhia no encerramento do exercício de 2025 e a data de seu pagamento será definida pela Diretoria Executiva e comunicada por meio de Aviso aos Acionistas.

e.3) Juros sobre o capital próprio

Em 12.12.2025, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao período de 01.01.2025 a 31.12.2025, no valor bruto de R$ 100.000, correspondente a R$ 0, 08754276626 por ação. O crédito dos juros sobre o capital próprio da Companhia foi registrado contabilmente em 31.12.2025, com base na posição acionária de 18.12.2025. As ações da Companhia foram negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 19.12.2025 e a data de seu pagamento será definida pela Diretoria Executiva e comunicada por meio de Aviso aos Acionistas.

e.4) Dividendos adicionais propostos

A Companhia encaminhou para aprovação do Conselho de Administração, na reunião de 25.02.2026, a proposta de pagamento de dividendos adicionais sobre o lucro líquido do exercício de 2025, no valor de R$ 525.890 (R$ 0,46037849391 por ação).

O valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido em Lei ou outro instrumento legal, ainda não aprovado em Assembleia Geral, é apresentado e destacado no patrimônio líquido. Dessa forma, esses dividendos estão apresentados na conta do patrimônio líquido, denominada “Dividendos adicionais propostos”, até a sua aprovação pela AGO.

Desta forma, considerando o resultado de 2025 destinado, o montante de dividendos pagos será de R$ 1.376.958 (R$ 1,20542677239 por ação).

NOTA 22. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Prática contábil:

A receita é mensurada com base na contraprestação precificada no contrato com o cliente, pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos tributos incidentes sobre ela.

A receita é reconhecida de acordo com a observância das seguintes etapas: (i) identificação dos direitos e compromissos do contrato com o cliente; (ii) identificação das obrigações de desempenho contratadas; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço às obrigações de desempenho; e (v) reconhecimento quando (ou na medida em que) as obrigações de desempenho são satisfeitas. Uma receita só é reconhecida quando não há incerteza significativa quanto à sua realização.

A receita é reconhecida conforme os contratos firmados, cuja obrigação de desempenho é atendida mensalmente, dado que o cliente simultaneamente recebe e consome os benefícios fornecidos pela Companhia, consequentemente, o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber quando a energia for efetivamente entregue ao cliente.

A seguir fornecemos informações sobre a natureza e a época do cumprimento de obrigações de desempenho em contratos com clientes, incluindo condições de pagamento significativas e as políticas de reconhecimento de receitas relacionadas.

Ambientes de Contratação Livre e Regulado

A Companhia reconhece a receita com suprimento e fornecimento de energia elétrica pelo valor justo da contraprestação, por meio da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. A apuração do volume de energia entregue para o comprador ocorre em bases mensais. O controle da energia elétrica é obtido a partir do momento em que a Companhia transfere a energia elétrica ao cliente.

A receita é reconhecida com base na energia vendida e com preços especificados nos termos dos contratos de suprimento e fornecimento. A Companhia poderá vender a energia produzida em dois ambientes: (i) no ACL, onde a comercialização de energia elétrica ocorre por meio de livre negociação de preços e condições entre as partes, por meio de contratos bilaterais; e (ii) no ACR, onde há a comercialização da energia elétrica para os agentes distribuidores.

Operações de *trading*

As operações de *trading* de energia são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem a definição de instrumentos financeiros ao valor justo.

A Companhia reconhece a receita quando da entrega da energia ao cliente pelo valor justo da contraprestação. Adicionalmente, são reconhecidos como receita os ganhos líquidos não realizados decorrentes da marcação a mercado – diferença entre os preços contratados e os de mercado – das operações líquidas contratadas em aberto na data das demonstrações financeiras.

Transações no mercado de curto prazo

A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que as transações no mercado de curto prazo ocorrem. O preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com PLD.

Receita de prestação de serviços

As UHEs Jaguara e Miranda, para a energia vendida no ACR, recebem, como parte da RAG, a parcela referente à GAG, a qual é destinada para a remuneração dos serviços de operação e manutenção das Usinas e visam evitar a interrupção da disponibilidade das instalações. A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber mensalmente, conforme a obrigação de desempenho de manter a Usina operando é atendida.

A receita relacionada a performance de manutenção e operação da infraestrutura de transmissão de energia elétrica é reconhecida no momento no qual os serviços são prestados pela Companhia.

Receita de construção de infraestrutura de transmissão

A receita de construção de infraestrutura de transmissão é reconhecida à medida que todas as obrigações de desempenho sejam satisfeitas ao longo do tempo. Esta receita corresponde aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos de gestão da construção. Esses gastos decorrentes da construção estão reconhecidos no custo.

A margem é estimada levando-se em consideração o orçamento de custos de construção projetado e suas possíveis eficiências, considerando o prazo regulatório para entrega da obra. Eventuais receitas decorrentes de antecipação de término do Sistema de Transmissão são reconhecidas no resultado do exercício da efetiva antecipação comercial autorizada pela Aneel.

A tabela a seguir apresenta a conciliação entre a receita operacional bruta e a receita operacional líquida apresentada nas demonstrações dos resultados.

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Receita operacional bruta				
Ambiente de Contratação Regulado[1]	3.256.497	2.958.490	4.763.451	4.456.939
Ambiente de Contratação Livre[2]	2.930.326	1.781.664	4.652.113	4.305.071
Transações de energia no mercado de curto prazo	178.341	291.110	550.425	532.919
Operações de *trading*	-	-	474.029	314.820
Serviços prestados	-	-	296.233	270.348
Indenizações	-	-	32.319	286.644
Outras receitas	91.808	82.210	76.024	32.565
	6.456.972	**5.113.474**	**10.844.594**	**10.199.306**
Deduções da receita operacional				
PIS e Cofins	(582.303)	(448.866)	(943.652)	(839.098)
Pesquisa e desenvolvimento	(32.710)	(34.653)	(50.191)	(49.810)
ICMS	(23.251)	(20.746)	(21.120)	(20.746)
ISSQN	(4.054)	(3.920)	(4.236)	(3.920)
	(642.318)	**(508.185)**	**(1.019.199)**	**(913.574)**
Outras				
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	1.509.763	499.463
Remuneração de ativo de contrato	-	-	1.033.621	934.643
Remuneração de ativo financeiro de concessão	-	-	491.296	498.797
	-	-	**3.034.680**	**1.932.903**
Receita operacional líquida	**5.814.654**	**4.605.289**	**12.860.075**	**11.218.635**

(1) Distribuidoras de energia elétrica.
(2) Consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica.

a) Indenizações

A receita auferida em 2024 é oriunda, principalmente, de indenizações por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção do Conjunto Eólico Santo Agostinho, substancialmente relacionadas ao atraso na conclusão da obra, no montante de R$ 261.696. O valor reconhecido está estipulado em contrato e foi apurado de forma a compensar a Companhia pela receita não auferida em consequência do adiamento do cronograma da entrada em operação. Em 31.12.2025 e 31.12.2024, o saldo registrado no ativo não circulante da Companhia totalizava R$ 45.727.

O montante de R$ 24.948, registrado em 2024, é oriundo de multas contratuais por indisponibilidade referentes aos contratos de O&M para os parques integrantes dos Conjuntos Eólicos Campo Largo, Campo Largo II, Trairí e Umburanas. Em 2025, a receita auferida totalizou R$ 32.319, composta por R$ 12.551 relativos a penalidades contratuais, R$ 10.694 referentes a indenizações por sinistro e R$ 9.074 provenientes de multas contratuais por indisponibilidade.

NOTA 23. DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

a) Custos operacionais

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Custo de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	1.500.771	462.567
Compras de energia[1]	2.171.606	1.125.873	1.392.681	1.563.232
Depreciação e amortização	405.779	383.201	1.350.328	1.031.423
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão	432.455	439.686	804.182	706.434
Materiais e serviços de terceiros	131.424	132.354	583.751	514.365
Transações no mercado de energia de curto prazo[1]	136.101	26.664	439.469	133.521
Pessoal	201.344	198.812	294.324	254.733
Royalties	151.900	183.805	186.302	224.602
Seguros	64.926	46.470	181.028	121.585
Repactuação do risco hidrológico	(9.288)	-	(9.858)	-
Outros	45.017	42.708	130.536	99.591
	3.731.264	**2.579.573**	**6.853.514**	**5.112.053**
Classificação no resultado				
Custos operacionais	3.696.880	2.546.029	6.819.972	5.078.472
Custo dos serviços prestados	34.384	33.544	33.542	33.581
	3.731.264	**2.579.573**	**6.853.514**	**5.112.053**

(1) Para maiores informações vide item "a.1" abaixo.

a.1) Compras de energia

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Compras de energia				
Compras de energia para gerenciamento do portfólio	2.171.606	1.125.873	964.394	1.271.384
Operações de *trading*	-	-	424.680	280.226
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	3.607	11.622
	2.171.606	**1.125.873**	**1.392.681**	**1.563.232**
Transações no mercado de energia de curto prazo				
Compras no mercado de curto prazo	136.101	26.664	439.469	130.023
Operações de *trading*	-	-	-	3.498
	136.101	**26.664**	**439.469**	**133.521**

b) Despesas com vendas, gerais e administrativas

	Controladora				Consolidado			
	Com vendas		Gerais e administrativas		Com vendas		Gerais e administrativas	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Pessoal e administradores	17.266	17.711	198.178	187.367	21.555	17.711	202.526	187.987
Materiais e serviços de terceiros	6.282	4.912	165.608	177.280	13.052	8.564	173.862	184.276
Depreciação e amortização	119	97	41.381	40.115	143	121	41.700	40.480
Contribuições e doações	3.282	4.089	1.905	2.509	8.342	8.719	3.697	5.114
Propaganda e publicidade	21.833	26.524	1.404	2.290	21.833	26.524	1.404	2.290
Seguros	-	-	1.958	2.092	6	-	2.185	2.172
Outros	2.161	2.235	22.080	17.800	3.763	2.971	25.313	21.141
	50.943	**55.568**	**432.514**	**429.453**	**68.694**	**64.610**	**450.687**	**443.460**

NOTA 24. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	237.040	302.981	587.092	506.932
Renda de depósitos vinculados	4.645	3.281	60.204	36.480
Juros e variação monetária sobre:				
Alienação de subsidiária	20.602	19.620	20.602	19.620
Depósitos judiciais	5.983	20.340	12.772	21.126
Créditos e contas a receber	-	16.007	6.708	22.965
Outras receitas financeiras	13.738	5.290	41.957	14.990
	282.008	**367.519**	**729.335**	**622.113**
Despesas financeiras				
Juros e variação monetária sobre:				
Instrumentos de dívida	1.618.170	1.007.365	2.259.413	1.681.042
Hedge de valor justo sobre instrumentos de dívida	231.059	101.013	231.059	101.013
Provisões	12.305	(2.324)	35.276	18.677
Obrigações com benefícios de aposentadoria	28.960	32.707	28.960	32.707
Outros	10.735	19.177	50.512	48.785
Variação cambial sobre:				
Instrumentos de dívida	(110.896)	251.069	(110.896)	251.069
Hedge sobre instrumentos de dívida	110.896	(251.069)	110.896	(251.069)
Ajuste a valor justo	105.343	(100.084)	105.343	(100.084)
Outras despesas financeiras	5.749	5.355	43.856	60.371
	2.012.321	**1.063.209**	**2.754.419**	**1.842.511**
Despesas de concessões a pagar (UBP)	**608.915**	**746.378**	**616.722**	**755.682**
Despesas financeiras, líquidas	**2.339.228**	**1.442.068**	**2.641.806**	**1.976.080**

NOTA 25. PARTES RELACIONADAS E REMUNERAÇÃO DA ADMINISTRAÇÃO

Prática contábil:

As transações de compra e de venda de energia, de prestação de serviços e de emissão e compra de instrumentos financeiros são realizadas em condições e prazos firmados entre as partes e registradas de acordo com os termos contratados, as quais são atualizadas pelos encargos estabelecidos nos contratos.

a) Valores reconhecidos em contas patrimoniais

a.1) Controladora

	ATIVO			PASSIVO			
	Contas a receber		JCP /	Fornecedor		JCP /	Debêntures[1]
	Energia	Serviços e outros ativos	dividendos	Energia	Outros	dividendos	
31.12.2025							
EBC	180.813	48	41.378	-	-	-	-
EBV	1.120	16	25.679	112.933	-	-	-
ECP e controladas	9.357	29.959	273.568	29.343	-	-	606.533
ENGIE Trading	-	48	-	157	-	-	-
Jaguara	2.890	-	229.014	16.611	-	-	-
Cachoeira Caldeirão	9.029	3.103	-	-	-	-	-
Santo Antônio do Jari	10.237	3.331	113.840	-	-	-	-
ETP[2] e controladas	-	734	333.909	-	23	-	-
TAG	-	3	13	-	-	-	-
Miranda	899	-	91.135	9.450	-	-	-
Itasa	-	1.291	943	13.611	-	-	-
ENGIE Participações	-	-	-	-	-	80.312	-
Outras	3	2.003	-	3.625	9.354	-	-
Total	**214.348**	**40.536**	**1.109.479**	**185.730**	**9.377**	**80.312**	**606.533**
31.12.2024							
EBC	120.036	45	40.204	8.630	-	-	-
EBV	3.630	15	2.132	110.559	-	-	-
CEE	2.916	860	127.991	-	-	-	-
Jaguara	828	1.008	127.798	13.717	-	-	-
Miranda	291	1.074	35.921	7.962	-	-	-
ECP e controladas	-	10.319	871.086	-	3.575	-	527.690
ETP[2] e controladas	-	734	76.069	-	-	-	-
TAG	-	3	-	-	-	-	-
ENGIE Participações	-	199	-	-	214	1.039.214	-
Itasa	-	-	732	22.489	-	-	-
Outras	694	2.305	1.488	2.872	199	-	-
Total	**128.395**	**16.562**	**1.283.421**	**166.229**	**3.988**	**1.039.214**	**527.690**

(1) Saldo composto por principal e encargos.
(2) ENGIE Transmissão de Energia Participações S.A., anteriormente denominada ENGIE Transmissão de Energia Participações II S.A.

a.2) Consolidado

	ATIVO	PASSIVO
	Contas a receber	Fornecedor
	Serviços e outros ativos	Outros
31.12.2025		
Solairedirect Holding Brasil	257	-
ENGIE S.A	24	-
TAG	3	-
ENGIE Solar SAS	-	19.800
ENGIE Renouvelables SAS	-	8.910
Tractebel Engineering	-	444
ENGIE Brasil Soluções Participações	1.040	-
Outras	383	-
Total	**1.707**	**29.154**
31.12.2024		
Solairedirect Holding Brasil	257	-
Engie Brasil Participações	199	214
ENGIE Soluções	164	-
ENGIE S.A	24	-
TAG	3	-
ENGIE Solar SAS[1]	-	19.800
Jirau Energia	-	2.046
Geramamoré Participações	-	1.185
Tractebel Engineering	-	199
Outras	9	-
Total	**656**	**23.444**

(1) Anteriormente denominada de Solairedirect Investment.

b) Valores reconhecidos em contas de resultado

b.1) Controladora

	Receita			Custo	Custos e Despesas	Despesas Financeiras
	Venda de energia	Serviços de O&M	Serviços de administração	Compra de energia	Serviços de terceiros	
2025						
EBC	2.099.796	-	571	-	-	-
ECV	178.217	-	192	1.570.221	-	-
ECP e controladas	64.514	-	11.113	108.380	-	78.844
CEE[1]	32.490	6.254	409	-	-	-
Jaguara	44.049	-	-	189.779	-	-
Miranda	23.002	-	-	109.638	-	-
Cachoeira Caldeirão[2]	21.905	-	-	-	-	-
Santo Antônio do Jari[2]	25.176	-	-	-	-	-
ENGIE Trading	2.889	-	571	1.862	-	-
Itasa	-	31.524	-	145.017	-	-
Outras	15.211	1.465	3.870	27.888	30.530	3
Total	**2.507.249**	**39.243**	**16.726**	**2.152.785**	**30.530**	**78.847**
2024						
EBC	1.235.933	-	545	86.978	-	-
ECV	82.642	-	183	576.984	-	-
CEE	36.668	11.310	521	-	-	-
Jaguara	24.336	-	263	163.460	-	-
Miranda	13.599	-	263	94.392	-	-
ECP e controladas	8.067	-	8.229	-	-	27.686
Lages	4.377	-	57	-	-	-
ENGIE Trading	3.305	-	545	14.626	-	-
Itasa	-	29.638	-	186.725	-	-
Outras	848	16.917	4.025	19.218	48.397	-
Total	**1.409.775**	**57.865**	**14.631**	**1.142.383**	**48.397**	**27.686**

(1) Valores relativos ao período de 01.01.2025 a 30.09.2025, no qual CEE era controlada da Companhia. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.
(2) Considerando as transações a partir de 13.08.2025. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

As transações com partes relacionadas compreendem, principalmente: (i) compra e venda de energia para gestão de portfólio; (ii) serviços de operação e de manutenção de usinas; (iii) prestação de serviços administrativos e (iv) garantias concedidas a terceiros.

b.2) Consolidado

	Custo	Custos e Despesas
	Compra de energia	Serviços de terceiros
2025		
Jirau Energia	54.889	-
Geramamoré Participações	157.841	-
ENGIE S.A	-	11.408
ENGIE Renouvelables SAS	-	14.070
Engie Brasil Participações	-	15.000
Tractebel Engineering	-	2.782
ENGIE IT	-	3.287
Total	**212.730**	**46.547**
2024		
Jirau Energia	19.221	-
Geramamoré Participações	12.637	-
ENGIE S.A.	-	26.666
ENGIE Renouvelables SAS	-	20.032
Engie Brasil Participações	-	7.316
Tractebel Engineering	-	2.416
Engie (China) Energy Technology	-	177
Total	**31.858**	**56.607**

c) Compromissos futuros

c.1) Compra e venda de energia

Vendedor	Comprador	Vencimento	Índice de atualização anual	Data base de reajuste	Compromisso futuro Base 31.12.2025
Assuruá	ECV	2046	IPCA	Março	17.383.483
CECL	ECV	2036 e 2039	IPCA	Setembro	10.005.275
ECV	EBC	2036 e 2039	IPCA	Janeiro, Março e Setembro	8.981.303
CESA	ECV	2045	IPCA	Outubro	8.414.859
Assú Sol	ECV	2044	IPCA	Setembro	7.322.919
CEUR	ECV	2036	IPCA	Janeiro	2.164.763
ECV	ENGIE	2026	-[1]	-[1]	2.125.150
ENGIE	EBC	2026	-[1]	-[1]	1.872.736
ENGIE	ECV	2026	-[1]	-[1]	1.494.544
CETR	EBC	2032 e 2037	IPCA	Janeiro e Dezembro	1.073.806
Itasa	ENGIE	2030	IGPM, Δ Dólar + Inflação EUA	Janeiro	765.432
Jaguara	ENGIE	2028	IPCA	Janeiro	724.584
EBC	Jirau Energia	2032 e 2038	IPCA	Setembro	658.043
Miranda	ENGIE	2028	IPCA	Janeiro	417.030
Jirau Energia	ENGIE	2042	IPCA	Setembro	376.675
CEUR	EBC	2038	IPCA	Janeiro e Dezembro	227.868
Geramamoré	ENGIE	2026	-[1]	-[1]	224.112
ENGIE Trading	EBC	2026 a 2028	IPCA	Janeiro a Dezembro	164.047
EBC	ENGIE	2041	IPCA	Outubro	149.653
CECL	EBC	2038	IPCA	Janeiro e Dezembro	128.115
EBC	CETR	2037	IPCA	Janeiro e Fevereiro	102.100
EBC	ENGIE Trading	2026 e 2028	IPCA	Janeiro a Outubro	77.553
EBC	CECL	2038	IPCA	Janeiro	62.414
Geramamoré	ENGIE Trading	2026 e 2027	IPCA	evereiro, Maio, Junho, Julho e Agosto	58.333
EBC	ENGIE Soluções	2031	IPCA	Setembro	41.646
Geramamoré	EBC	2026 e 2027	IPCA	Janeiro, Setembro e Outubro	36.110
EBC	CEUR	2038	IPCA	Janeiro	19.771

(1) Contratos com fornecimentos de 12 meses ou vinculados ao PLD.

De acordo com a política comercial da Companhia, as vendas para consumidores livres são realizadas, preferencialmente, pelas controladas diretas EBC e ECV.

c.2) Operação e manutenção

A Companhia executa as atividades de operação e manutenção das usinas de suas controladas, quando estas controladas não possuem serviços contratados de terceiros. Os preços praticados têm como base os custos de pessoal da Companhia envolvido diretamente no desempenho dessas atividades.

Parte relacionada	Vigência	Índice de atualização anual	Compromisso futuro Base 31.12.2025
Itasa	16.10.2030	IGP-M	379.927
Ceste	31.12.2029	INPC (80%) e IPCA (20%)	123.252

c.3) Serviços administrativos e financeiros

Os serviços necessários às atividades administrativas e financeiras das controladas diretas e indiretas são prestados pela ENGIE Brasil Energia. Os valores contratados são definidos com base no faturamento das controladas e reajustados anualmente pelo INPC. Em 31.12.2025, o valor anual contratado com suas controladas é de R$ 12.580 (R$ 11.811 em 31.12.2024).

d) Garantias

A Companhia é interveniente de contratos de financiamentos e debêntures firmados por suas controladas diretas e indiretas. As principais garantias são estas:

Banco	Tipo de garantia	Valor da dívida em 31.12.2025
BNDES e BASA	Penhor da totalidade das ações de titularidade direta e indireta da subsidiária da Companhia (ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda.) de emissão das seguintes empresas: CLWP Brasil Participações (Holding das empresas CLWP I, CLWP II, CLWP III, CLWP IV, CLWP V, CLWP VI, CLWP VII, CLWP XV, CLWP XVI, CLWP XVIII e CLWP XXI), CLWP Brasil II Participações (Holding das empresas CLWP VIII, CLWP IX, CLWP X, CLWP XI, CLWP XII, CLWP XIII, CLWP XIV, CLWP XVII, CLWP XIX, CLWP XX e CLWP XXII), Umburanas Participações (Holding das empresas Umburanas 1, Umburanas 2, Umburanas 3, Umburanas 5, Umburanas 6, Umburanas 8, Umburanas 9, Umburanas 10, Umburanas 11, Umburanas 13, Umburanas 15, Umburanas 16, Umburanas 18, Umburanas 17, Umburanas 19, Umburanas 21, Umburanas 23 e Umburanas 25), Santo Agostinho Participações (Holding das empresas Santo Agostinho 1, Santo Agostinho 2, Santo Agostinho 3, Santo Agostinho 4, Santo Agostinho 5, Santo Agostinho 6, Santo Agostinho 13, Santo Agostinho 14, Santo Agostinho 17, Santo Agostinho 18, Santo Agostinho 21, Santo Agostinho 25, Santo Agostinho 26 e Santo Agostinho 27), Solairedirect Holding Brasil (Holding da Engie Solar Floresta Geração Centralizada Holding (Holding das empresas Floresta I, Floresta II e Floresta III) e da Engie Solar Paracatu Geração Centralizada Holding (Holding das empresas Paracatu I, Paracatu II, Paracatu III e Paracatu IV)), e Gavião Real.	5.367.638
BNDES e BASA	Penhor da totalidade das ações de titularidade da subsidiária da Companhia (Novo Estado Participações S.A.) de emissão da Novo Estado Transmissora.	2.913.486
BNDES	Penhor da totalidade das ações de titularidade da subsidiária da Companhia (Gralha Azul Participações S.A.) de emissão da Gralha Azul.	1.952.792
Debêntures	Penhor da totalidade das ações de titularidade da Companhia de emissão da Jaguara, Miranda, e Cachoeira Caldeirão. E, penhor da totalidade das ações de titularidade indireta da subsidiária da Companhia (ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda.) de emissão de São Pedro II e IV.	840.934
BNDES	Penhor da totalidade das ações de titularidade da Companhia de emissão das empresas Cachoeira Caldeirão e Companhia Energética do Jari.	829.167
BNB	Penhor da totalidade das ações de titularidade indireta da subsidiária da Companhia (ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda.) de emissão das empresas Juazeiro I, Juazeiro II, Juazeiro III e Juazeiro IV.	220.554

Além do penhor das ações, a Companhia figura como fiadora das obrigações assumidas nos contratos de financiamento e debêntures das operações contratadas pelas empresas, Gralha Azul, Jaguara, Miranda, Ferrari, Cachoeira Caldeirão, do Conjunto Eólico Campo Largo - Fase 1 e do Conjunto Eólico Santo Agostinho.

Adicionalmente, a Companhia cedeu os direitos creditórios dos CCEARs celebrados no Leilão de Geração nº 002/2006, vinculados ao financiamento do Conjunto Eólico Campo Largo junto ao BNDES.

e) Avais e fianças

e.1) Construção de projetos

A Companhia é fiadora da construção dos projetos Asa Branca, Assú Sol, Serra do Assuruá, Gralha Azul, Graúna e Santo Agostinho. Em 31.12.2025, o montante total dessas garantias é R$ 711.769. Os vencimentos das garantias estão programados desta forma: R$ 100.850 em 2026, R$ 464.238 em 2029 e R$ 146.681 em 2030.

e.2) Compra de energia

A Companhia é avalista e fiadora de operações de compra de energia de determinadas controladas, cujo valor total, em 31.12.2025 é R$ 135.742. Os vencimentos das garantias estão programados desta forma: R$ 62.918 em 2025, R$ 23.655 em 2026, R$ 1.389 em 2028, R$ 25.869 em 2029, R$ 4.510 em 2032 e R$ 17.401 em 2038.

e.3) Encargos de uso de rede elétrica e de conexão e O&M

A Companhia é avalista na emissão de garantias referente a contratos de encargos de rede elétrica e de conexão (CUST, CCT e CUSD) e O&M, no valor total de R$ 150.300. O valor de R$ 114.038 irá vencer em 2026 e o vencimento do montante de R$ 36.262 está condicionado ao término do contrato, o qual é indefinido.

e.4) Empréstimos

A Companhia possui contratada fianças bancárias para garantir as obrigações dos contratos de financiamento referente a construção de Assú V, Assú Sol 1, Assú Sol 2, Assú Sol 3, Assú Sol 5, Assú Sol 8, Sol do Futuro I, Sol do Futuro II, Sol do Futuro III, Gavião Real, Novo Estado, Barreiras I, Barreiras II, Barreiras III, Barreiras IV, Lar do Sol I, Lar do Sol II e Lar do Sol III. Em 31.12.2025, o montante das garantias é R$ 1.468.675, sendo que o valor de R$ 1.086.268 vencerá em 2026 e R$ 382.407 vencerá em 2027.

f) Remuneração das pessoas chaves da Administração e do Conselho Fiscal

As remunerações relacionadas às pessoas chave da Administração, composta por Diretoria Executiva, Conselho de Administração e Comitê de Auditoria Estatutário, e do Conselho Fiscal, foi aprovada em AGO, realizadas nos dias 25.04.2025 e 25.04.2024, respectivamente. Os montantes reconhecidos nos exercícios foram:

	2025	2024
Remuneração fixa	18.122	18.504
Remuneração variável	9.549	7.163
Encargos sociais	6.985	5.138
Outros	2.249	2.452
	36.905	**33.257**

Os administradores não possuem remuneração baseada em ações da ENGIE Brasil Energia. Ademais, o pessoal-chave da Administração da Companhia não detém controle sobre partes relacionadas da entidade, bem como não realiza transações relevantes neste âmbito.

NOTA 26. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

A Companhia apresenta suas informações por segmento de modo consistente com o relatório interno fornecido para o principal tomador de decisões operacionais, a Diretoria Executiva. Com base no relatório interno, a Diretoria Executiva é responsável por avaliar o desempenho dos vários segmentos e decidir sobre as alocações de recursos a efetuar a cada um dos segmentos de negócio identificados. Os valores reportados para cada segmento de negócio resultam da agregação das controladas, alocação das transações por segmento e das unidades de negócio definidas no perímetro de cada segmento, bem como a anulação das transações entre os segmentos. O resultado financeiro e os tributos sobre o lucro da Companhia não são alocados por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma corporativa.

Os segmentos operacionais da Companhia refletem sua gestão e a sua estrutura organizacional e de acompanhamento de resultados, e estão abaixo sumarizados:

- Geração e comercialização: é o principal negócio da Companhia e compreende as atividades de geração e venda de energia elétrica do portfólio.
- Transmissão: a Companhia é a responsável primária pela construção, operação e manutenção da infraestrutura relacionada à concessão de transmissão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real, Asa Branca e Graúna e está exposta aos riscos e benefícios dessa construção. As atividades deste segmento são realizadas pela controlada ENGIE Transmissão de Energia Participações.
- *Trading*: este segmento visa auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro dos limites de risco pré-estabelecidos. As atividades deste segmento são realizadas pela controlada ENGIE Trading.
- Transporte de gás: a Companhia também atua nos mercados de gás através de sua controlada em conjunto TAG. A Companhia revisa regularmente as informações do segmento relacionadas à controlada em conjunto TAG, com base em sua parcela proporcional de receita, lucros, ativos e passivos para tomar decisões sobre os recursos a ser alocados ao segmento e avaliar seu desempenho. Contudo, a participação da Companhia na controlada em conjunto é contabilizada nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas pelo método de equivalência patrimonial.

a) Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e dos tributos por segmento

As informações por segmento referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 estão apresentadas de forma consolidada nas tabelas a seguir:

	2025				
	Energia elétrica			Transporte de gás	Consolidado
	Geração e comercialização	Transmissão	*Trading*		
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**9.778.955**	**2.650.904**	**430.216**	**-**	**12.860.075**
Custos operacionais	(4.833.990)	(1.591.221)	(428.303)	-	(6.853.514)
LUCRO BRUTO	**4.944.965**	**1.059.683**	**1.913**	**-**	**6.006.561**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(489.969)	(22.079)	(7.333)	-	(519.381)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(15.234)	88.666	-	-	73.432
Alienação de subsidiária	20.309	-	-	-	20.309
	(484.894)	**66.587**	**(7.333)**	**-**	**(425.640)**
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	687.404	**687.404**
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**4.460.071**	**1.126.270**	**(5.420)**	**687.404**	**6.268.325**

	2024				
	Energia elétrica			Transporte de gás	Consolidado
	Geração e comercialização	Transmissão	*Trading*		
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**9.410.243**	**1.520.444**	**287.948**	**-**	**11.218.635**
Custos operacionais	(4.271.170)	(545.536)	(295.347)	-	(5.112.053)
LUCRO (PREJUÍZO) BRUTO	**5.139.073**	**974.908**	**(7.399)**	**-**	**6.106.582**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(466.224)	(36.799)	(5.047)	-	(508.070)
Reversão de *impairment*	45.061	-	-	-	45.061
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(54.920)	27.244	(9)	-	(27.685)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1.336.133	1.336.133
Alienação de subsidiária	15.915	-	-	-	15.915
	(460.168)	**(9.555)**	**(5.056)**	**1.336.133**	**861.354**
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	**714.115**	**714.115**
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**4.678.905**	**965.353**	**(12.455)**	**2.050.248**	**7.682.051**

b) Ativos, passivos e patrimônio líquido por segmento

As informações dos ativos, passivos e patrimônio líquido por segmento em 31.12.2025 e 31.12.2024, são:

	31.12.2025			31.12.2024		
Segmentos	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido
Geração e comercialização[1]	44.885.794	34.713.118	10.172.676	41.705.879	31.768.644	9.937.235
Transmissão	10.233.194	6.518.174	3.715.020	8.303.633	5.990.864	2.312.769
Trading	193.921	167.124	26.797	102.789	72.395	30.394
Consolidado	**55.312.909**	**41.398.416**	**13.914.493**	**50.112.301**	**37.831.903**	**12.280.398**
Transporte de gás[2]	30.800.545	24.733.033	6.067.512	33.398.311	26.786.199	6.612.112

(1) Os efeitos de consolidação são apresentados nesse segmento.
(2) Os ativos, passivos e patrimônio líquidos representam 100% da participação na empresa do segmento de transporte de gás. A participação da ENGIE Brasil Energia é 17,5% e esse segmento não é adicionado ao portfólio da Companhia por se tratar de investimento controlado em conjunto.

c) Informações sobre os principais clientes

Nenhum cliente individualmente contribuiu com 10% ou mais para as receitas consolidadas da Companhia em 2025 ou 2024.

NOTA 27. SEGUROS

a) Riscos operacionais e lucros cessantes

A Companhia é participante da apólice de seguro Danos Materiais e Lucros Cessantes – PDBI – do programa de seguros corporativos de sua controladora ENGIE. A vigência da apólice do PDBI vai até 31.05.2026, os valores em risco cobertos são de R$ 26.591.409 na controladora e de R$ 63.343.682 no consolidado, a saber:

	Controladora		Consolidado	
Tipo de usina	Danos materiais	Lucros cessantes	Danos materiais	Lucros cessantes
Usinas hidrelétricas[1]	22.375.572	4.091.928	30.609.653	5.043.611
Usinas Complementares (eólica, biomassa, solar e PCH)[2]	121.872	2.037	21.611.923	5.327.096
Sistemas de Transmissão[2]	-	-	751.399	-
	22.497.444	**4.093.965**	**52.972.975**	**10.370.707**

(1) Variação referente a incorporação da subsidiária UHE Estreito, na controladora ENGIE. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.
(2) A variação é decorrente da inclusão do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, Gavião Real no programa de seguros corporativos da Companhia.

Em 13.08.2025, foi concluída a aquisição, pela Companhia, das UHEs Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão. Nesta data, as usinas passaram a integrar a apólice de Danos Materiais e Lucros Cessantes da Companhia.

O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de R$ 3.814.860, por evento.

b) Riscos de engenharia

A Companhia mantém contratada apólice de seguro para o Conjunto Fotovoltaico Assu Sol e Sistema de Transmissão Asa Branca, cujos limites para danos materiais são de, respectivamente, R$ 3.033.960 e R$ 500.000.

c) Outras coberturas

A Companhia possui seguros para cobertura de riscos em transportes nacionais e internacionais, responsabilidade civil de conselheiros, de diretores e de administradores, violência política e terrorismo, *cyber*, extensivos às suas controladas, bem como seguro de vida em grupo para os seus empregados e diretores.

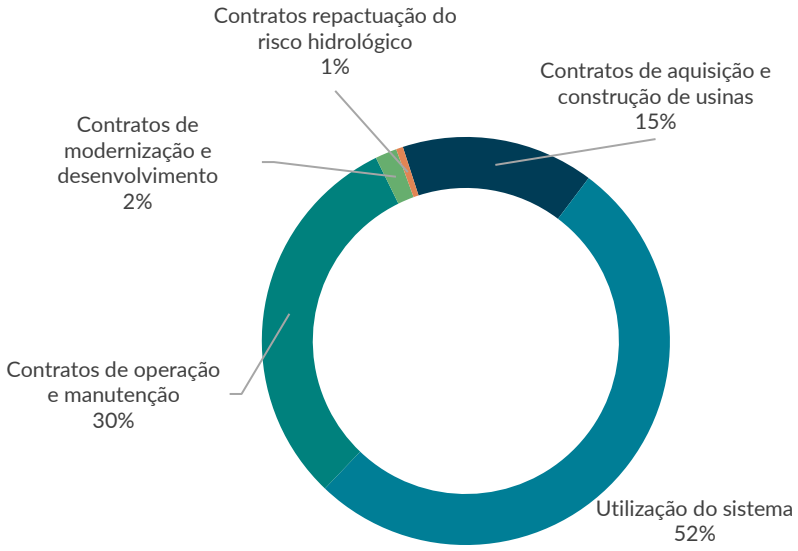
NOTA 28. COMPROMISSOS DE LONGO PRAZO

A Companhia considera os compromissos de longo prazo apresentados abaixo, como suas obrigações mais relevantes, segregados por tipos de compromissos:

	Controladora						
	2026	2027	2028	2029	2030	2031 em diante	Total
Utilização do sistema							
CUST	420.623	420.623	360.425	179.830	179.830	823.813	2.385.144
Contratos de conexão	14.561	14.561	13.470	10.198	10.198	29.311	92.299
	435.184	**435.184**	**373.895**	**190.028**	**190.028**	**853.124**	**2.477.443**
Contratos repactuação do risco hidrológico							
Repactuação do risco hidrológico	-	-	-	76.322	-	55.208	131.530
Contratos de modernização e desenvolvimento							
Modernização da UHE Ponte de Pedra	16.458	5.049	205	-	-	-	21.712
Modernização da UHE Salto Osório	2.079	-	-	-	-	-	2.079
Contratos de operação e manutenção							
Contratos de O&M	45.868	32.971	34.534	29.633	17.924	6.161	167.091
Saldos em 31.12.2025	**499.589**	**473.204**	**408.634**	**295.983**	**207.952**	**914.493**	**2.799.855**

	Consolidado						
	2026	2027	2028	2029	2030	2031 em diante	Total
Utilização do sistema							
CUST	840.026	840.026	779.828	599.233	590.703	8.473.834	12.123.650
CUSD	61.858	61.858	61.858	61.858	61.858	986.496	1.295.786
Contratos de conexão	20.009	20.009	18.918	15.647	15.647	121.255	211.485
	921.893	**921.893**	**860.604**	**676.738**	**668.208**	**9.581.585**	**13.630.921**
Contratos de operação e manutenção							
Contratos de O&M	390.655	362.954	365.700	368.807	395.098	6.020.707	7.903.921
Contratos de construção de novos ativos							
Sistema de Transmissão – Graúna	810.724	1.446.669	141.644	1.088	-	-	2.400.125
Sistema de Transmissão – Asa Branca	1.177.810	467.406	-	-	-	-	1.645.216
Conjunto Fotovoltaico Assú Sol	51.250	826	217	-	-	-	52.293
Conjunto Eólico Serra do Assuruá	24.854	-	-	-	-	-	24.854
	2.064.638	**1.914.901**	**141.861**	**1.088**	**-**	**-**	**4.122.488**
Contratos de modernização e desenvolvimento							
Modernização da UHE Jaguara	180.503	108.207	101.527	7.998	1.837	7.123	407.195
Modernização da Subestação Gralha Azul	30.974	-	-	-	-	-	30.974
Modernização da UHE Ponte de Pedra	16.458	5.049	205	-	-	-	21.712
Modernização da UHE Salto Osório	2.079	-	-	-	-	-	2.079
Modernização da UHE Miranda	1.279	-	-	-	-	-	1.279
	231.293	**113.256**	**101.732**	**7.998**	**1.837**	**7.123**	**463.239**
Contratos repactuação do risco hidrológico							
Repactuação do risco hidrológico	1.727	1.727	1.727	78.049	1.727	200.497	285.454
Saldos em 31.12.2025	**3.610.206**	**3.314.731**	**1.471.624**	**1.132.680**	**1.066.870**	**15.809.912**	**26.406.023**

Abaixo, apresentamos os tipos de compromissos de longo prazo, consolidado, por representatividade:



a) Utilização do sistema

a.1) CUST

Para o uso do sistema de transmissão e da rede básica, a Companhia e suas controladas Itasa, Jaguara, Conjunto Eólico Trairí, Conjunto Eólico Campo Largo, Conjunto Eólico Campo Largo II, Umburanas – Fase I, Conjunto Eólico Santo Agostinho, Conjunto Fotovoltaico Floresta, Conjunto Fotovoltaico Juazeiro, Conjunto Fotovoltaico Assu Sol, Conjunto Fotovoltaico Lar do Sol, Conjunto Eólico Serra do Assuruá, Jari e Cachoeira mantêm contratos com o ONS. Os contratos têm vigência até o término das concessões ou das autorizações das usinas.

a.2) CUSD

Para as usinas que não estão conectadas diretamente à rede básica, são mantidos contratos de uso do sistema de distribuição com as distribuidoras de energia das regiões onde essas usinas estão instaladas. Os contratos normalmente têm vigência até a data da extinção das concessões ou das autorizações das usinas da Companhia.

a.3) Contratos de conexão

A Companhia e suas controladas Conjunto Eólico Trairí, Conjunto Fotovoltaico Paracatu, Conjunto Fotovoltaico São Pedro, Conjunto Fotovoltaico Sol do Futuro, Assú V, Juazeiro, Barreiras, Jaguara, Jari e Cachoeira mantêm contratos de conexão com empresas de transmissão. As vigências dos contratos irão até a data de extinção das concessões e das autorizações das unidades geradoras vinculadas aos contratos.

b) Contratos de construção de novos ativos

b.1) Sistema de Transmissão – Graúna

Em 27.09.2024, a Companhia arrematou no Leilão de Transmissão nº 02/2024, promovido pela Aneel, o Lote 1, localizado nos estados de Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo, que prevê a instalação de cerca de 780 km de linha transmissão. A assinatura da concessão ocorreu em dezembro de 2024 e foi firmado um contrato de engenharia executiva, fornecimento de cabos de alumínios para linhas de transmissão, estruturas metálicas, reatores, disjuntores, transformadores, construção de subestações, *bays* de conexões e adequações para subestações.

b.2) Sistema de Transmissão – Asa Branca

A Companhia, por meio de sua controlada indireta Asa Branca, assinou contrato com fornecedores para fornecimento de cabos de alumínio para linhas de transmissão, estruturas metálicas, reatores, disjuntores, *bays* de conexão e execução das obras das linhas de transmissão para a construção do Sistema de Transmissão Asa Branca, localizado nos estados da Bahia, Minas gerais e Espírito Santo, com aproximadamente 1.006 km de extensão.

b.3) Conjunto Fotovoltaico Assú Sol

A Companhia, por meio de suas controladas indiretas pertencentes ao Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, assinou contrato com fornecedores de módulos fotovoltaicos para construção do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, localizado no estado de Rio Grande do Norte, o qual terá como capacidade instalada prevista de 752 MW. Em 08.01.2025 a Companhia recebeu autorização na Aneel para inicial a operação comercial primeira unidade fotovoltaica. Em 31.12.2025 a Companhia tem o total de 171,6 MW de capacidade instalada em operação.

b.4) Conjunto Eólico Serra do Assuruá

A Companhia, por meio de suas controladas indiretas pertencentes ao Conjunto Eólico Serra do Assuruá, assinou em 30.09.2022 contratos de fornecimentos de aerogeradores para a construção do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, localizado no estado da Bahia, e que terá como capacidade instalada prevista de 846 MW. Em 06.08.2024 a Companhia recebeu autorização na Aneel para iniciar a operação comercial de 15 unidades do Conjunto. Em 31 de dezembro de 2025, todo o Conjunto Eólico estava em operação comercial.

c) Contratos de operação e manutenção

A Companhia e suas controladas mantêm contratos de O&M com prestadores de serviços terceiros para a prestação de serviços como manutenção dos aerogeradores, limpeza de plataformas e painéis solares, limpeza das áreas externas e internas das usinas, manutenção predial, manutenção de sistemas sonoros e de comunicação, ajardinamento e reflorestamento, atividades de monitoramento e resgate da fauna e flora local, asseios de vegetação dos parques e subestações, vigilância e segurança patrimonial dos ativos e apoio nas atividades operacionais dos ativos.

d) Contratos de modernização e desenvolvimento

d.1) Modernização da UHE Jaguara

A Companhia, por meio de sua controlada direta Usina Hidroelétrica Jaguara, possui contratos de modernização do gerador da unidade geradora 01 a 04 e sistemas comuns. Esta modernização, aliada a modernização da turbina, aumenta a eficiência operacional, bem com garante a fidedignidade da capacidade da Usina.

d.2) Modernização da Subestação Gralha Azul

A Companhia, por meio da controlada indireta Gralha Azul, mantém contratos de desenvolvimento da Subestação Ponta Grossa-PR, localizado no estado do Paraná, com, aproximadamente, 1.000 km de extensão de linhas de transmissão.

d.3) Modernização da UHE Ponte de Pedra

Em 23.02.2024, a Companhia firmou contratos com fornecedores especializados visando à modernização da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra. O escopo do projeto contempla a atualização de ativos estratégicos para a operação da Usina, incluindo regulador de velocidade digital, regulador de velocidade hidráulico, sistema digital de supervisão e controle e sistema de proteção.

d.4) Modernização da Salto Osório

A Companhia mantém contratos com fornecedores para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório. O contrato foi assinado em 20.11.2017 e irá resultar em um aumento na garantia física da Usina de 13,9 MW médios.

d.5) Modernização da UHE Miranda

Em 29.04.2021, a Companhia, por meio de sua controlada direta Usina Hidroelétrica Miranda, assinou o contrato de modernização do sistema digital de supervisão e controle, sistemas comuns e do sistema de proteção e oscilografia para as três unidades geradoras e sistemas comuns da Usina.

e) Contratos Repactuação do risco hidrológico

Em dezembro de 2015, a Companhia aderiu à repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no mercado regulado. Esta repactuação se deu por meio da transferência do risco hidrológico ao consumidor, mediante pagamento de prêmio de risco pela Companhia.

Com base no patamar de risco definido, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um montante pago a maior que vem sendo compensado com os prêmios de risco devidos pela Companhia, calculados a valor presente. Após a referida compensação, a Companhia passará a efetuar o pagamento mencionado.

f) Contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica

De acordo com os dados acerca da garantia física e dos contratos de compra e venda em vigor, o balanço energético da Companhia mostra que a atual capacidade está com estes níveis de contratação nos próximos 6 anos:

	MW médios					
	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Recursos próprios	5.139	5.207	5.206	5.207	5.166	4.278
Compras	639	401	361	226	204	156
Disponibilidade total	**5.778**	**5.608**	**5.567**	**5.433**	**5.370**	**4.434**
Disponibilidade contratada	5.044	4.713	4.294	3.331	3.063	2.791
Ambiente de contratação regulado	43,2%	49,6%	56,2%	66,9%	70,0%	76,8%
Ambiente de contratação livre	56,8%	50,4%	43,8%	33,1%	30,0%	23,2%
% Contratados	**87,3%**	**84,0%**	**77,1%**	**61,3%**	**57,0%**	**62,9%**

NOTA 29. INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES AO FLUXO DE CAIXA

As principais transações complementares ao fluxo de caixa foram as seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto[1]	2.629.238	2.753.506	704.363	612.500
Dividendos intercalares, intermediários, mínimos e JCP	1.199.101	2.271.581	1.327.146	2.283.246
Dividendos e JCP prescritos[2]	14.380	16.934	14.380	16.934
Dividendos e JCP não reclamados	33.247	-	33.247	-
Parcela contingente na aquisição de subsidiária[3]	30.086	-	30.086	-
ICMS sobre venda de energia elétrica	(114.326)	11.833	(114.326)	11.833
Remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	10.834	(123.726)	10.834	(123.726)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	20.889	211.209	(22.228)	153.306
Fornecedores de imobilizado e de intangível	(14.097)	10.300	(309.170)	166.884
Imposto de renda sob JCP	(45.432)	-	-	-
Renúncia de dividendos de subsidiárias adquiridas	-	-	(48.971)	-
Ativos líquidos de controladas adquiridas[3]	-	-	1.506.374	1.204.362
Baixa de investimento pela alienação de participação societária em controlada em conjunto[3]	-	(1.430.335)	-	(1.430.335)
Pagamento de parcela não efetiva do *hedge* de obrigações	-	-	-	(106.336)
Baixa de investimento pela alienação de subsidiária	-	(34.975)	-	(34.975)

(1) A Companhia classifica os dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos como fluxos de caixa das atividades de investimento.
(2) Dividendos prescritos que retornaram ao patrimônio líquido da Companhia.
(3) Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

NOTA 30. EVENTOS SUBSEQUENTES

a) Dividendos adicionais propostos

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 25.02.2026, encaminhou para aprovação em AGO, a proposta de distribuição de dividendos adicionais sobre o lucro ajustado do exercício findo em 31.12.2025, no montante de R$ 525.890, ou R$ 0,46037849391 por ação. Tal proposta deverá ser ratificada pela AGO, a quem caberá definir as condições de pagamento dos dividendos.

b) Entrada em operação de Assu Sol

Em 31.12.2025 a capacidade instalada em operação comercial do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol totalizava 171,6 MWac. Em fevereiro de 2026, o Conjunto Fotovoltaico Assú Sol alcançou sua operação comercial plena, incorporando 752MWac de capacidade instalada total ao portfólio da Companhia.

COMENTÁRIOS SOBRE O COMPORTAMENTO DAS PROJEÇÕES EMPRESARIAIS

Identificação das projeções

a) Objeto da projeção

Investimentos em participações societárias, na manutenção, construção de novos sistemas de transmissão e revitalização e ampliação do parque gerador.

A demonstração dos montantes de investimentos da Companhia segrega valores dispostos em dois grupos:

- Investimentos financiados com capital próprio, incluindo aquisições;
- Investimentos financiados com dívidas, incluindo dívidas assumidas nas aquisições.

Todos os modelos de projeção estão contemplados no item “d” abaixo.

As projeções realizadas são estimativas, as quais a Companhia entende serem razoáveis, que normalmente dependem de eventos futuros. Portanto, não podem ser consideradas como promessa de desempenho por parte da Companhia e de seus administradores.

b) Período projetado e o prazo de validade da projeção

A ENGIE Brasil Energia divulga trimestralmente ao mercado suas projeções de investimentos para o ano corrente e os dois anos subsequentes, com validade até sua concretização ou substituição por nova projeção.

c) Premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração da Companhia

As projeções de investimentos da Companhia se baseiam principalmente nestas premissas:

- Cronograma de manutenções das unidades geradoras;
- Diagnósticos de equipamentos;
- Obrigações regulatórias; e
- Iniciativas estratégicas.

Os valores informados, projeção e realizado, não consideram juros sobre a construção (Juros Sobre Capital de Terceiros).

A Administração pode influenciar todas as premissas, exceto as obrigações regulatórias que escapam ao seu controle.

Em caso de alteração relevante nas premissas acima, as projeções podem ser revisadas.

d) Valores dos indicadores que são objeto das projeções

Os montantes projetados e realizados referentes aos últimos dois exercícios sociais encontram-se nas tabelas apresentadas a seguir. Tais valores estão expressos em milhões de reais e não contemplam os juros sobre os financiamentos capitalizados durante o período de construção das usinas.

d.1. Ano de 2024

Investimentos realizados em 2024

Descrição \ Período de projeção	Realizado 2024
Financiado com dívida	5.747
Financiado com capital próprio	3.917
Total	**9.664**

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2024:

As variações em relação às projeções divulgadas para 2024 ao final de 2023 e os investimentos realizados neste ano, no montante de R$ 71 milhões, decorreram, principalmente: (i) à alteração no cronograma físico e/ou financeiro na implantação dos seguintes projetos: Conjunto Eólico Santo Agostinho, Conjunto Eólico Serra do Assuruá, Conjunto Fotovoltaico Assu Sol, Sistema de Transmissão Asa Branca e da modernização da Usina Hidrelétrica Jaguara; (ii) à finalização dos Sistemas de Transmissão e seus reforços; (iii) à indenização paga pelos ativos operacionais que fazem parte do Sistema de Transmissão Graúna, adquiridos no leilão de transmissão ocorrido em Setembro de 2024; e (iv) execução da recuperação do parque de Paracatu e conclusão da aquisição das usinas fotovoltaicas da Atlas.

Projeções para os anos de 2025, 2026 e 2027:

Descrição \ Período de projeção	2025	2026	2027
Financiado com dívida	2.775	1.434	-
Financiado com capital próprio	1.430	668	2.192
Total	**4.205**	**2.102**	**2.192**

Análise das variações relevantes:

As alterações em relação ao último período apresentado decorreram, substancialmente, da alteração no cronograma físico e/ou financeiro na implantação dos seguintes projetos: Conjunto Eólico Serra do Assuruá, Conjunto Fotovoltaico Assu Sol, Sistema de Transmissão Asa Branca, Sistema de Transmissão Graúna, da modernização da Usina Hidrelétrica de Salto Osório e da recuperação do parque da Usina Fotovoltaica de Paracatu.

As projeções atualizadas referem-se principalmente:

• 2025: à finalização dos empreendimentos do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assu Sol, à modernização das Usinas Hidrelétricas de Jaguara e Salto Osório, a expansão da capacidade instalada dos parques da Usina Fotovoltaica de Paracatu, à implantação dos Sistemas de transmissão de Asa Branca e Graúna e à manutenção do parque gerador;

• 2026: à modernização da Usina Hidrelétrica de Jaguara, à implantação dos Sistemas de transmissão de Asa Branca e Graúna e à manutenção do parque gerador; e

• 2027 à modernização das Usina Hidrelétrica de Jaguara, à implantação do Sistema de transmissão de Graúna e à manutenção do parque gerador.

Investimentos realizados no ano de 2024:

Os investimentos da ENGIE Brasil Energia no ano de 2024, foram de R$ 9.664 milhões, dos quais (i) R$ 9.350 milhões aplicados na aquisição de participações societárias e construção dos novos projetos, dos quais: R$ 4.100 milhões na implantação e aquisição do Conjunto Eólico Assuruá, R$ 2.364 milhões na aquisição das usinas fotovoltaicas da Atlas Energia Renovável do Brasil S.A., R$ 1.912 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, R$ 405 milhões no sistema de transmissão Asa Branca, R$ 276 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho, R$ 141 milhões na recuperação do Conjunto Fotovoltaico de Paracatu, R$ 53 milhões na conclusão do sistema de transmissão Gralha Azul, R$ 46 milhões no sistema de transmissão Graúna (implementação e indenização pelos ativos existentes), e R$ 53 milhões na implementação das ampliações e reforços dos sistemas existentes, bem como na conclusão dos demais sistemas de transmissão; (ii) R$ 314 milhões foram destinados à revitalização do parque gerador, principalmente das usinas hidrelétricas, e às modernizações das usinas de Jaguara, Miranda e Salto Osório.

d.2. Ano de 2025

Investimentos realizados em 2025

Descrição \ Período de projeção	Realizado 2025
Financiado com dívida	5.329
Financiado com capital próprio	711
Total	**6.040**

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2025:
As variações em relação às projeções divulgadas para 2025 ao final de 2024 e os investimentos realizados neste ano, no montante de R$ 1.835 milhões, decorreram, principalmente: (i) da alteração no cronograma físico e/ou financeiro na implantação dos seguintes projetos: Conjunto Eólico Serra do Assuruá, Conjunto Fotovoltaico Assu Sol, Sistema de Transmissão Asa Branca, Sistema de Transmissão Graúna e da modernização da Usina Hidrelétrica Jaguara; (ii) e da aquisição das Usinas Hidrelétricas de Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão.

Projeções para os anos de 2026, 2027 e 2028:

Descrição \ Período de projeção	2026	2027	2028
Financiado com dívida	1.810	-	-
Financiado com capital próprio	609	2.947	285
Total	**2.419**	**2.947**	**285**

Análise das variações relevantes:

As alterações em relação ao último período apresentado decorreram, substancialmente, da alteração no cronograma físico e/ou financeiro na implantação dos seguintes projetos: Sistema de Transmissão Asa Branca, Sistema de Transmissão Graúna, da modernização das Usinas Hidrelétricas de Jaguara e Ponte de Pedra e da conclusão dos projetos do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico de Assu Sol.

As projeções atualizadas referem-se principalmente:
• 2026: à modernização das Usinas Hidrelétricas de Jaguara e Ponte de Pedra, à implantação dos Sistemas de Transmissão Asa Branca e Graúna e à manutenção do parque gerador;
• 2027: à modernização da Usina Hidrelétrica de Jaguara, à implantação dos Sistemas de Transmissão de Asa Branca e Graúna e à manutenção do parque gerador; e
• 2028: à modernização da Usina Hidrelétrica de Jaguara, à implantação do Sistema de Transmissão Graúna e à manutenção do parque gerador.

Investimentos realizados no ano de 2025:

Os investimentos da ENGIE Brasil Energia no ano de 2025 foram de R$ 6.040 milhões, dos quais **(i) R$ 2.931 milhões** sendo: (i.i) R$ 2.944 milhões na conclusão da aquisição das Usinas Hidrelétricas de Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, sendo R$ 2.286 milhões pagos ao vendedor no fechamento da operação como preço de compra ajustado e assunção de R$ 658 milhões de dívida líquida (dívida total descontado caixa e depósitos vinculados); (i.ii) redução de R$ 16 milhões correspondentes ao ajuste do valor final na aquisição das usinas fotovoltaicas, após conclusão do laudo de incorporação; e (i.iii) R$ 3 milhões de complemento na aquisição de participação societária do Conjunto Eólico Serra do Assuruá; **(ii) R$ 2.773 milhões** aplicados na construção dos novos projetos e aquisição de participações societárias: R$ 1.204 milhões no Sistema de Transmissão Asa Branca, R$ 712 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, R$ 527 milhões na implantação do Conjunto Eólico Assuruá, R$ 161 milhões na expansão da Usina Fotovoltaica de Paracatu IV, R$ 144 milhões no Sistema de Transmissão Graúna, R$ 38 milhões na execução do reforço da Subestação de Ponta Grossa, parte do Sistema de Transmissão Gralha Azul, e diminuição de R$ 13 milhões no Sistema de Transmissão Novo Estado, resultado de baixas de depósitos judiciais devido a êxito em ação tributária, ocasionando redução do custo total de construção do projeto; **(iii) R$ 255 milhões** foram destinados revitalização do parque gerador, principalmente das usinas hidrelétricas e solares; e **(iv) R$ 82 milhões**, sendo R$ 68 milhões destinados à modernização das Usina Hidrelétrica Jaguara, R$ 10 milhões destinados à modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório e R$ 4 milhão destinados à modernização da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra.

OUTRAS INFORMAÇÕES QUE A COMPANHIA ENTENDA RELEVANTES

As demonstrações financeiras incluem ajustes decorrentes de efeitos regulatórios aplicáveis a determinados ativos sob regime de concessão. Neste tópico apresentamos o balanço patrimonial e a demonstração do resultado ajustados por esses efeitos.

Usinas cotistas

No caso das UHEs Jaguara e Miranda, foram reconhecidos ajustes relacionados ao modelo de concessão estabelecido pela Medida Provisória nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013. Esses ajustes refletem a aplicação das regras específicas do regime de cotas e impactam a mensuração do ativo financeiro de concessão. Informações detalhadas encontram-se na Nota 6 – Ativo financeiro de concessão.

Transmissoras

Para as transmissoras Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real, Asa Branca e Graúna, foram registrados ajustes vinculados aos respectivos contratos de concessão de serviço público de transmissão de energia. Esses ajustes afetam a mensuração do ativo de contrato e ativo financeiro de concessão, conforme apresentado na Nota 7 – Ativo de contrato e na Nota 6 – Ativo financeiro de concessão.

ATIVO

	Nota	31.12.2025 Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado	31.12.2024 Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado
ATIVO CIRCULANTE									
Caixa e equivalentes de caixa		3.358.552	-	-	3.358.552	3.958.758	-	-	3.958.758
Contas a receber de clientes	(ii)	1.322.661	36.403	-	1.359.064	1.174.405	34.554	-	1.208.959
Crédito de imposto de renda e contribuição social		517.755	-	-	517.755	490.704	-	-	490.704
Dividendos a receber		12	-	-	12	-	-	-	-
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*		-	-	-	-	54.670	-	-	54.670
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*		87.914	-	-	87.914	34.844	-	-	34.844
Depósitos vinculados		46.723	-	-	46.723	37.274	-	-	37.274
Ativo financeiro de concessão	(ii)	414.211	(414.211)	-	-	395.040	(395.040)	-	-
Ativo de contrato	(i)	783.178	-	(783.178)	-	646.028	-	(646.028)	-
Outros ativos circulantes		375.519	-	-	375.519	402.090	-	-	402.090
		6.906.525	**(377.808)**	**(783.178)**	**5.745.539**	**7.193.813**	**(360.486)**	**(646.028)**	**6.187.299**
Ativos não circulantes mantidos para venda		4.577	-	-	4.577	4.577	-	-	4.577
		6.911.102	**(377.808)**	**(783.178)**	**5.750.116**	**7.198.390**	**(360.486)**	**(646.028)**	**6.191.876**
ATIVO NÃO CIRCULANTE									
Realizável a Longo Prazo									
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*		44.323	-	-	44.323	55.305	-	-	55.305
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*		28.497	-	-	28.497	7.289	-	-	7.289
Depósitos vinculados		486.458	-	-	486.458	360.682	-	-	360.682
Depósitos judiciais		92.677	-	-	92.677	72.591	-	-	72.591
Ativo financeiro de concessão	(ii)	3.160.294	(3.157.650)	(2.644)	-	3.070.039	(3.070.039)	-	-
Ativo de contrato	(i)	8.710.991	-	(8.710.991)	-	7.028.394	-	(7.028.394)	-
Outros ativos não circulantes		785.804	-	-	785.804	793.486	-	(373)	793.113
		13.309.044	**(3.157.650)**	**(8.713.635)**	**1.437.759**	**11.387.786**	**(3.070.039)**	**(7.028.767)**	**1.288.980**
Investimentos		**1.155.320**	**-**	**-**	**1.155.320**	**1.250.625**	**-**	**-**	**1.250.625**
Imobilizado	(i)	**28.567.889**	**121.361**	**7.581.483**	**36.270.733**	**25.186.537**	**120.093**	**6.502.681**	**31.809.311**
Intangível	(ii)	**5.369.554**	**1.820.656**	**275.589**	**7.465.799**	**5.088.963**	**1.903.775**	**192.785**	**7.185.523**
		48.401.807	**(1.215.633)**	**(856.563)**	**46.329.611**	**42.913.911**	**(1.046.171)**	**(333.301)**	**41.534.439**
TOTAL DO ATIVO		**55.312.909**	**(1.593.441)**	**(1.639.741)**	**52.079.727**	**50.112.301**	**(1.406.657)**	**(979.329)**	**47.726.315**

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

	Nota	31.12.2025				31.12.2024			
		Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado	Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado
PASSIVO CIRCULANTE									
Fornecedores		965.883	-	-	965.883	1.099.881	-	-	1.099.881
Dividendos e juros sobre o capital próprio		121.521	-	-	121.521	1.595.587	-	-	1.595.587
Instrumentos de dívida		2.964.832	-	-	2.964.832	2.620.932	-	-	2.620.932
Concessões a pagar (UBP)		835.932	-	-	835.932	796.725	-	-	796.725
Obrigações fiscais e regulatórias		369.449	-	-	369.449	465.332	-	-	465.332
Obrigações trabalhistas		161.375	-	-	161.375	130.989	-	-	130.989
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*		87.336	-	-	87.336	29.139	-	-	29.139
Provisões		5.838	-	-	5.838	5.819	-	-	5.819
Obrigações com benefícios de aposentadoria		39.746	-	-	39.746	32.284	-	-	32.284
Outros passivos circulantes		606.226	-	-	606.226	496.338	-	-	496.338
		6.158.138	**-**	**-**	**6.158.138**	**7.273.026**	**-**	**-**	**7.273.026**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE									
Instrumentos de dívida		26.183.772	-	-	26.183.772	21.514.004	-	-	21.514.004
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*		26.674	-	-	26.674	6.986	-	-	6.986
Concessões a pagar (UBP)		4.356.835	-	-	4.356.835	4.572.379	-	-	4.572.379
Provisões		702.793	-	-	702.793	598.429	-	-	598.429
Obrigações com benefícios de aposentadoria		215.828	-	-	215.828	231.977	-	-	231.977
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(iii)	2.762.822	(541.770)	(565.509)	1.655.543	2.519.353	(478.266)	(371.850)	1.669.237
Outros passivos não circulantes		991.554	-	-	991.554	1.115.749	-	-	1.115.749
		35.240.278	**(541.770)**	**(565.509)**	**34.132.999**	**30.558.877**	**(478.266)**	**(371.850)**	**29.708.761**
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**13.914.493**	**(1.051.671)**	**(1.074.232)**	**11.788.590**	**12.280.398**	**(928.391)**	**(607.479)**	**10.744.528**
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**55.312.909**	**(1.593.441)**	**(1.639.741)**	**52.079.727**	**50.112.301**	**(1.406.657)**	**(979.329)**	**47.726.315**

		RESULTADO							
		2025				2024			
	Nota	Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado	Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado
Receita operacional líquida		12.860.075	(14.784)	(273.571)	12.571.720	11.218.635	(42.363)	(314.286)	10.861.986
Custos operacionais		(6.853.514)	(172.003)	(228.413)	(7.253.930)	(5.112.053)	(163.142)	(162.020)	(5.437.215)
LUCRO BRUTO	(i)/(ii)	**6.006.561**	**(186.787)**	**(501.984)**	**5.317.790**	**6.106.582**	**(205.505)**	**(476.306)**	**5.424.771**
Despesas operacionais, líquidas		(425.640)	-	-	(425.640)	861.354	-	-	861.354
Resultado de participações societárias		687.404	-	-	687.404	714.115	-	-	714.115
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		**6.268.325**	**(186.787)**	**(501.984)**	**5.579.554**	**7.682.051**	**(205.505)**	**(476.306)**	**7.000.240**
Resultado financeiro	(i)	(2.641.806)	-	-	(2.641.806)	(1.976.080)	-	118	(1.975.962)
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO		**3.626.519**	**(186.787)**	**(501.984)**	**2.937.748**	**5.705.971**	**(205.505)**	**(476.188)**	**5.024.278**
Imposto de renda e contribuição social	(iii)	(768.600)	63.507	139.003	(566.090)	(1.403.130)	69.874	192.391	(1.140.865)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**2.857.919**	**(123.280)**	**(362.981)**	**2.371.658**	**4.302.841**	**(135.631)**	**(283.797)**	**3.883.413**
LUCRO ATRIBUÍDO AO(S):									
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		2.582.841	(123.280)	(362.981)	2.096.580	4.279.349	(135.631)	(283.797)	3.859.921
Acionistas não controladores		275.078	-	-	275.078	23.492	-	-	23.492
		2.857.919	**(123.280)**	**(362.981)**	**2.371.658**	**4.302.841**	**(135.631)**	**(283.797)**	**3.883.413**

(i) Ativo de contrato, imobilizado, receita e custo de implementação de infraestrutura e remuneração do ativo de contrato

Na contabilidade societária, a parcela correspondente aos custos de construção, adicionadas de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos de gestão da construção, é reconhecida como ativo de contrato em contrapartida de uma receita de implementação de infraestrutura. Os gastos decorrentes da construção da linha de transmissão são reconhecidos diretamente no resultado no exercício, na rubrica de "Custo de implementação da infraestrutura". Em contrapartida, para fins regulatórios estes gastos são reconhecidos no imobilizado e não há reconhecimento de receita de implementação de infraestrutura.

Na contabilidade societária, a RAP construção corresponde à parcela de realização do ativo de contrato. No regulatório esse valor é reconhecido como receita de operações com transmissão de energia elétrica. Além disso, tanto na contabilidade regulatória quanto na societária a receita de O&M é reconhecida em contrapartida ao resultado, não gerando diferença entre as contabilidades.

Na contabilidade societária, os juros referentes ao financiamento não são capitalizados e são reconhecidos diretamente na despesa financeira. No regulatório, estes juros são capitalizados, quando da fase de construção do sistema de transmissão.

Por fim, os efeitos acima destacados resultam em diferenças na apuração de PIS e Cofins.

(ii) Ativo financeiro de concessão e intangível

Na contabilidade societária, a parcela da bonificação pela outorga que dá direito incondicional ao recebimento de um fluxo de caixa sem riscos de mercado e hidrológicos foi reconhecida como ativo financeiro de concessão. A diferença entre o valor total da bonificação pela outorga e o montante alocado como ativo financeiro de concessão foi reconhecida no ativo intangível. A parcela reconhecida no ativo financeiro de concessão é remunerada pela taxa interna de retorno e atualizada pelo IPCA, estes efeitos são apresentados na rubrica "Remuneração do ativo financeiro de concessão".

A realização deste ativo financeiro de concessão ocorre por meio dos recebimentos do RBO. Os demais itens integrantes da RAG são reconhecidos em linhas específicas do resultado, conforme segue: (i) GAG – reconhecido na rubrica "Receita GAG – O&M"; (ii) encargos de conexão, encargos de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, da parcela de ajuste pela indisponibilidade e de outros encargos – reconhecidos como recuperação dos custos relacionados. O intangível é amortizado de forma linear pelo prazo de vigência do contrato de concessão.

Em contrapartida, para fins regulatórios o montante total da bonificação pela outorga foi reconhecido no ativo intangível, sendo também amortizado de forma linear pelo prazo de vigência do contrato de concessão. Adicionalmente, as receitas faturadas mensalmente às distribuidoras, relacionada a RAG, são reconhecidas na rubrica "Suprimento de energia elétrica".

Os efeitos acima destacados resultam em diferenças na apuração de PIS e Cofins.

(iii) Imposto de renda e contribuição social diferidos

Os efeitos das diferenças acima apresentadas geram imposto de renda e contribuição social diferidos nas demonstrações societárias. Para fins regulatórios, esses efeitos não são considerados, conforme mencionado no item anterior.

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES EXECUTIVOS DA COMPANHIA

Os Diretores Executivos da Companhia declaram que examinaram, discutiram e revisaram todas as informações contidas nas Demonstrações Financeiras da Companhia (individual e consolidada), bem como, concordam com a opinião dos auditores independentes da Companhia, Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda., referenciadas no Relatório dos Auditores Independentes apresentado.

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente

Pierre Auguste Gratien Leblanc
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Gabriel Mann dos Santos
Diretor de Regulação, Estratégia e Comunicação

Guilherme Slovinski Ferrari
Diretor de Energias Renováveis e Armazenamento

Felipe de Queiroz Batista
Diretor Jurídico e de Ética

Marcos Keller Amboni
Diretor de Gestão e Comercialização de Energia

Eduardo Vetere
Diretor de Recursos Humanos

Gustavo Henrique Labanca Novo
Diretor de Transmissão de Energia

Thais Ferraz Soares
Diretora de Sustentabilidade

Florianópolis, 25 de fevereiro de 2026.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Maurício Stolle Bähr
Presidente

Paulo Jorge Tavares Almirante
Vice-Presidente

Dirk Achiel Marc Beeuwsaert
Conselheiro

Karin Koogan Breitman
Conselheira

Pierre Jean Bernard Guiollot
Conselheiro

Sophie Brigitte Sylviane Angrand Quarré De Verneuil
Conselheira

Paulo de Resende Salgado
Conselheiro

Manoel Eduardo Lima Lopes
Conselheiro

Rubens José Nascimento
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente

Pierre Auguste Gratien Leblanc
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Gabriel Mann dos Santos
Diretor de Regulação, Estratégia e Comunicação

Guilherme Slovinski Ferrari
Diretor de Energias Renováveis e Armazenamento

Felipe de Queiroz Batista
Diretor Jurídico e de Ética

Marcos Keller Amboni
Diretor de Gestão e Comercialização de Energia

Eduardo Vetere
Diretor de Recursos Humanos

Gustavo Henrique Labanca Novo
Diretor de Transmissão de Energia

Thais Ferraz Soares
Diretora de Sustentabilidade

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

Romary dos Anjos Silva

Gerente do Departamento de Contabilidade

Contadora - CRC SC 036047/O-2

Shape the future
with confidence

Taruma Office
Rua 7 de Setembro, 1600
13º andar - Salas 1302 e 1303 – Centro
89010-204 - Blumenau – SC – Brasil
Tel: +55 47 2111-0700
ey.com.br

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Aos administradores e acionistas da
ENGIE Brasil Energia S.A.
Florianópolis/SC

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Engie Brasil Energia S.A. ("Companhia"), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2025 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

Opinião sobre as demonstrações contábeis individuais

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2025, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Opinião sobre as demonstrações contábeis consolidadas

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada da Companhia em 31 de dezembro de 2025, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, aplicáveis a auditorias de demonstrações contábeis no Brasil, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Shape the future
with confidence

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos. Para cada assunto abaixo, a descrição de como nossa auditoria tratou o assunto, incluindo quaisquer comentários sobre os resultados de nossos procedimentos, é apresentado no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Nós cumprimos as responsabilidades descritas na seção intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas", incluindo aquelas em relação a esses principais assuntos de auditoria. Dessa forma, nossa auditoria incluiu a condução de procedimentos planejados para responder a nossa avaliação de riscos de distorções significativas nas demonstrações financeiras. Os resultados de nossos procedimentos, incluindo aqueles executados para tratar os assuntos abaixo, fornecem a base para nossa opinião de auditoria sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

Reconhecimento de receita e custos com compra de energia

No exercício findo em 31 de dezembro de 2025, a Companhia reconheceu receitas operacionais no montante de R$ 5.814.654 mil na controladora e R$ 12.860.075 mil no consolidado, conforme divulgado na nota 22, das quais de R$ 5.735.161 mil na controladora e R$ 9.468.558 mil no consolidado se referem a receitas de fornecimento e suprimento de energia elétrica, transações no mercado de curto prazo e operações de *trading*. Adicionalmente, a Companhia reconheceu custos com compra de energia no montante de R$ 2.307.707 mil na controladora e R$ 1.832.150 mil no consolidado, conforme divulgado na nota 23 (a.1).

As receitas são oriundas principalmente do fornecimento e suprimento de energia elétrica a consumidores livres, distribuidoras, geradores e comercializadores. O reconhecimento da receita e dos custos com compra de energia é realizado quando o controle dos bens é transferido para o cliente por um valor que reflita a contraprestação à qual a Companhia espera ter direito em troca destes bens. A receita é um importante indicador de performance da Companhia e de sua administração, o que pode criar um incentivo de reconhecimento da receita antes do cumprimento da obrigação de desempenho, ou de postergação do reconhecimento dos custos, especialmente no período que antecede o fechamento do exercício. Adicionalmente, o processo de receita ainda inclui a mensuração da receita de fornecimento de energia elétrica não faturada ao cliente, calculada em base estimada, até 31 de dezembro de 2025 utilizando determinadas premissas oriundas dos contratos de compra e venda de energia.

O monitoramento desse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, tendo em vista os riscos de que receita ou custos sejam reconhecidos em período distinto daquele em que ocorreu a transferência dos riscos e benefícios e consequente cumprimento da obrigação de desempenho, além

Shape the future
with confidence

do volume e da especificidade na mensuração do corte de receita e custos ao final de cada período de reporte.

Como nossa auditoria conduziu este assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros:
(i) Avaliação da adequação das políticas contábeis adotadas pela Companhia, e entendimento dos controles internos relacionados ao reconhecimento das receitas e custos de fornecimento e suprimento de energia elétrica;
(ii) Avaliação da razoabilidade das estimativas contábeis da receita e custo de energia, reconhecidos ao final do exercício;
(iii) Análise de uma amostra de contratos, para conferência dos dados utilizados na mensuração da estimativa;
(iv) Avaliação do relatório de liquidação subsequente emitido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, com o propósito de corroborar a quantidade de energia transacionada pela Companhia;
(v) Teste de recebimento e pagamento subsequente de faturas, por amostragem; e
(vi) Avaliação da adequação das divulgações efetuadas pela Companhia sobres as receitas e custos, incluídas nas notas 22 e 23 (a.1) às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre o reconhecimento das receitas e custos, que está consistente com a avaliação da diretoria, consideramos aceitáveis os critérios e premissas preparados pela diretoria, assim como as respectivas divulgações, no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Provisão para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia possui registradas como provisão para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas no montante de R$ 120.044 mil na controladora e R$ 252.763 mil no consolidado. Adicionalmente, possui processos de natureza civil, fiscal e trabalhista considerados com prognóstico de perda possível e remoto nos montantes de R$ 2.145.535 mil e R$ 2.196.763 mil, respectivamente, na controladora e R$ 756.320 mil e R$ 1.859.676 mil, respectivamente, no consolidado, para os quais não foram constituídas provisões, conforme divulgado na nota 17.

Esse assunto foi considerado relevante para a nossa auditoria, uma vez que, para determinar o prognóstico de cada processo e os montantes a serem contabilizados e/ou divulgados nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia, assessorada por seus consultores jurídicos, aplica julgamento que requer a utilização de conhecimento técnico e histórico, a análise de jurisprudências e a análise individualizada dos processos.

Como nossa auditoria conduziu este assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros:

Shape the future
with confidence

(i) Entendimento dos controles internos relacionados aos processos de identificação, acompanhamento, mensuração e atribuição de prognóstico de perda para processos administrativos e judiciais nos quais a Companhia é ré;
(ii) Realização de teste da integridade e da exatidão da base de dados de processos judiciais utilizada pela Companhia para desenvolvimento das estimativas dos prognósticos de perda dos processos;
(iii) Confirmação independente com os assessores jurídicos externos e patronos dos processos quanto à classificação do risco de perda, à fase processual e ao valor envolvido;
(iv) Desafio às premissas e aos julgamentos utilizados pela Companhia no desenvolvimento dessas estimativas, considerando o envolvimento de especialistas em avaliação de demandas judiciais, quando aplicável; e
(v) Avaliação da adequação das divulgações efetuadas pela Companhia sobre as provisões de litígios e processos considerados com prognóstico possível e provável, conforme nota 17 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre a provisão para riscos cíveis fiscais e trabalhistas, sendo este consistente com a avaliação da diretoria, consideramos aceitáveis os critérios e premissas preparados pela diretoria, assim como as respectivas divulgações, no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Combinação de negócios

Conforme descrito na nota 9 f.2, em 13 de agosto de 2025 foi concluída a operação de aquisição pela Companhia, da Companhia Energética do Jari e da Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão, cujo preço de aquisição total foi R$ 2.316 milhões.

O monitoramento desse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, tendo em vista o julgamento exercido pela Companhia no tratamento contábil dessa transação como uma combinação de negócios e na mensuração da alocação do preço de compra.

Como nossa auditoria conduziu este assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros:
(i) Leitura dos contratos e acordos de investimento que suportaram a transação, incluídas as respectivas aprovações pelos órgãos de governança da Companhia;
(ii) Identificação dos ativos adquiridos e passivos assumidos na transação;
(iii) Validação do cálculo da alocação do preço de compra aos ativos adquiridos e passivos assumidos, bem como a integridade e razoabilidade das informações financeiras prospectivas utilizadas nas projeções;
(iv) Para aqueles ativos e passivos cujo valor justo coincide o seu saldo histórico, validação dos saldos de abertura na data da aquisição;
(v) Envolvimento de especialistas para análise das projeções e premissas que suportam a mensuração da alocação do preço de compra; e
(vi) Avaliação da adequação das divulgações efetuadas pela Companhia sobre a transação e demais impactos nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Shape the future
with confidence

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre a combinação de negócios, sendo este consistente com a avaliação da diretoria, consideramos aceitáveis os critérios e premissas preparados pela diretoria, assim como as respectivas divulgações, no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, elaboradas sob a responsabilidade da diretoria da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado, individual e consolidada, foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório do auditor

A diretoria da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da diretoria e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A diretoria é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e das demonstrações financeiras consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e com as normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de

Shape the future
with confidence

demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a diretoria é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a diretoria pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detecta as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.

- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.

- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela diretoria.

- Concluímos sobre a adequação do uso, pela diretoria, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em

Shape the future
with confidence

relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.

- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

- Planejamos e executamos a auditoria do grupo para obter evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou unidades de negócio do grupo como base para formar uma opinião sobre as demonstrações financeiras do grupo. Somos responsáveis pela direção, supervisão e revisão do trabalho de auditoria executado para os propósitos da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com os requisitos éticos pertinentes, de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as ações tomadas para eliminar as ameaças ou as salvaguardas aplicadas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Blumenau (SC), 25 de fevereiro de 2026

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S/S Ltda.
CRC SC-000048/F

Adilvo França Junior
Contador CRC BA-021419/O

ORÇAMENTO DE CAPITAL (EM MILHARES DE R$)

	A realizar			
Fontes de recursos	**2026**	**2027**	**2028**	**Total**
Retenção de lucros do exercício de 2025 (Artigo 196 da Lei das S.A.)	1.126.602	-	-	1.126.602
Capital de terceiros e geração interna de caixa	1.292.713	2.946.445	285.311	4.524.469
Total das fontes	**2.419.315**	**2.946.445**	**285.311**	**5.651.071**
Aplicação dos recursos				
Sistema de Transmissão de Energia Graúna	1.183.468	1.876.900	37.098	3.097.466
Sistema de Transmissão Asa Branca	774.442	777.226	2.875	1.554.543
Manutenção do parque gerador	230.838	164.261	146.132	541.231
Modernização de Jaguara	139.397	125.899	98.412	363.708
Modernização de Ponte de Pedra	28.258	-	-	28.258
Conjunto Fotovoltaico Assu Sol	24.609	1.041	419	26.069
Conjunto Eólico Serra do Assuruá	18.720	1.118	375	20.213
Reforço SE Ponta Grossa - Gralha Azul	19.583	-	-	19.583
Total das aplicações	**2.419.315**	**2.946.445**	**285.311**	**5.651.071**

RELATÓRIO RESUMIDO DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

Relatório Anual Resumido do Comitê de Auditoria Estatutário
ENGIE Brasil Energia S.A. – Exercício Social 2025

1. Apresentação

O presente relatório tem o objetivo de apresentar as atividades desenvolvidas pelo Comitê de Auditoria Estatutário (CAE) da ENGIE Brasil Energia S.A. (Companhia) durante o exercício social de 2025.

2. Comitê de Auditoria Estatutário

O CAE é um órgão colegiado permanente de assessoramento vinculado diretamente ao Conselho de Administração, com autonomia operacional e orçamento próprio, instituído na forma do disposto nos Artigos 28 e 29 do Estatuto Social da Companhia, sendo regido pela legislação e regulamentação brasileira, especialmente a Lei ° 6.404/1976 e as Instruções da Comissão de Valores Mobiliários - CVM nº 23/2021 e CVM - nº 80/2022 e o Regulamento do Novo Mercado da B3 - Brasil, Bolsa, Balcão. As regras de funcionamento CAE estão disciplinadas pelas disposições do seu Regimento Interno, aprovado pelo Conselho de Administração.

O CAE tem como atribuição auxiliar o Conselho de Administração na qualidade das demonstrações financeiras, na gestão de riscos empresariais e controles internos, *Compliance* ético, conformidade da normatização interna e nas auditorias interna e independente. Sem a prerrogativa deliberativa, o CAE exerce as suas atividades relacionadas à supervisão, visando à confiabilidade e integridade das informações para resguardar e aprimorar a governança corporativa da Companhia.

O CAE é composto, no mínimo, por 3 (três) membros independentes, sem suplentes, designados pelo Conselho de Administração, para um mandato de 2 (dois) anos. A atual composição do CAE foi eleita em 7 de maio de 2024, na 57ª Reunião do Conselho de Administração, para um mandato de dois (2) anos. Os eleitos foram:

Comitê de Auditoria Estatutário – ENGIE Brasil Energia			
Integrante	Formação	Mandato	
		Início	Fim
Paulo de Resende Salgado (*) (**)	Economista	Maio de 2024	Abril de 2026
Manoel Eduardo Lima Lopes (**)	Contador e Advogado	Maio de 2024	Abril de 2026
Carla Carvalho de Carvalho	Advogada	Maio de 2024	Abril de 2026

Notas: (*) Coordenador do CAE (**) Conselheiro de Administração Independente.

Em 25 de abril de 2025, Carla Carvalho de Carvalho renunciou o seu mandato por ter sido eleita ao Conselho Fiscal da Companhia, conforme a 28ª Assembleia Geral Ordinária - AGO e 39ª Assembleia Geral Extraordinária - AGE. Para recompor o CAE, o Conselho de Administração elegeu Antônio Carlos Corrêa Benavides para completar o atual mandato do Comitê até abril de 2026, ficando a seguinte formação:

Comitê de Auditoria Estatutário – ENGIE Brasil Energia			
Integrante	Formação	Mandato	
		Início	Fim
Paulo de Resende Salgado (*) (**)	Economista	Maio de 2024	Abril de 2026
Manoel Eduardo Lima Lopes (**)	Contador e Advogado	Maio de 2024	Abril de 2026
Antônio Carlos Corrêa Benavides	Economista	Agosto de 2025	Abril de 2026

Notas: (*) Coordenador do CAE (**) Conselheiro de Administração Independente.

Este documento foi assinado eletronicamente por Paulo de Resende Salgado, Manoel Eduardo Lima Lopes e Antônio Carlos Corrêa Benavides.
Para verificar as assinaturas vá ao site http://engie.portaldeassinaturas.com.br e utilize o código D3F7-F62C-A1BB-4FF1.

Este documento foi assinado eletronicamente por Paulo de Resende Salgado, Manoel Eduardo Lima Lopes e Antônio Carlos Corrêa Benavides.
Para verificar as assinaturas vá ao site http://engie.portaldeassinaturas.com.br e utilize o código D3F7-F62C-A1BB-4FF1.

Todos os membros do CAE atendem às qualificações técnicas para o desempenho desta função e aos critérios de independência estabelecidos na Instrução CVM nº 23/2021, bem como os requisitos do Regulamento do Novo Mercado da B3 e as melhores práticas do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa – IBGC.

No tocante ao exercício de 2025, o CAE realizou 26 (vinte e seis) reuniões com temas vinculados às suas atribuições estatutárias. Salientamos que as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, bem como a manifestação da auditoria externa foram analisadas pelo CAE em fevereiro de 2026.

Nestas reuniões todos os seus membros estiveram presentes e os assuntos tratados foram registrados em atas que após assinadas são disponibilizadas para conhecimento dos Conselheiros de Administração e arquivadas na Sede da Companhia.

Ainda referente ao exercício de 2025, ressalta-se que o CAE compareceu presencialmente em 4 (quatro) reuniões do Conselho de Administração para reportar o desenvolvimento de suas atividades, sendo que o conteúdo abordado nestas reuniões está registrado nas atas do citado Conselho.

3. Resumo das atividades Referente ao Exercício de 2025

As principais atividades realizadas pelo CAE, agrupadas por sua natureza, estão descritas a seguir:

a) Demonstrações Financeiras

- Acompanhamento do processo de elaboração das Informações Trimestrais - ITRs, Demonstrações Financeiras e Notas Explicativas relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025 e apreciação do Relatório da Administração, Relatório dos Auditores Independentes e demais documentos destinados à publicação.

- Verificação que as práticas contábeis adotadas durante a elaboração dos citados documentos estão alinhadas às normas contábeis adotadas no Brasil, bem como a legislação aplicada pelos órgãos de controle.

b) Auditoria Independente

- Manifestação favorável sobre a prorrogação do contrato da prestação de serviços de auditoria externa independente pela Ernest Young Auditores Independentes – EY para o exercício social de 2025.

- Avaliação da estratégia e planejamento da execução dos exames e análises da EY para as demonstrações financeiras de 2025, incluindo a equipe de trabalho, escopo, cronograma de atividades, metodologia utilizada, áreas de ênfase, abordagem de riscos e comunicações requeridas.

- Exame das principais conclusões da EY ao término de cada revisão das ITRs ao longo de 2025 e do seu parecer sobre as demonstrações financeiras de 2025, com o conhecimento dos principais procedimentos de auditoria selecionados, os conceitos de materialidades adotados, as análises de riscos efetuadas.

Este documento foi assinado eletronicamente por Paulo de Resende Salgado, Manoel Eduardo Lima Lopes e Antônio Carlos Corrêa Benavides.
Para verificar as assinaturas vá ao site http://engie.portaldeassinaturas.com.br e utilize o código D3F7-F62C-A1BB-4FF1.

Este documento foi assinado eletronicamente por Paulo de Resende Salgado, Manoel Eduardo Lima Lopes e Antônio Carlos Corrêa Benavides.
Para verificar as assinaturas vá ao site http://engie.portaldeassinaturas.com.br e utilize o código D3F7-F62C-A1BB-4FF1.

- Obtenção de informações para assegurar a independência da EY e a inexistência de conflito de interesses em outros trabalhos que não os de auditorias das demonstrações financeiras.

c) Auditoria Interna

- Supervisão do Plano Anual da Auditoria Interna - PAAI de 2025, sua execução, relatórios emitidos (incluindo as auditorias contínuas), conhecimento das constatações apontadas, os riscos pertinentes e as recomendações elaboradas para a regularização, como também os planos de ação adotados pelas áreas auditadas.

- Acompanhamento periódico da implementação dos planos de ação para atender as recomendações da Auditoria Interna.

- Avaliação do processo de elaboração do PAAI para 2026 com a definição dos trabalhos e atividades da Auditoria Interna.

- Realização da avaliação de desempenho da Auditoria Interna e conhecimento dos seus indicadores de performance da área (*Key Performance Indicators - KPIs*).

- Análise dos procedimentos normativos de auditoria interna estabelecidos para o monitoramento dos planos de ação (*follow-up*), elaboração do PAAI, etapas de um Projeto de Auditoria Interna e para implantação de Projetos de Auditoria Interna Contínua.

- Conhecimento da avaliação preliminar externa visando a certificação no Programa de Avaliação e Garantia da Qualidade (*Quality Assessment™ - QA*) do Instituto Global de Auditoria Interna (*The IIA*).

Nota: A Gestora da Auditoria Interna participa, como convidada permanente, de todas as reuniões do CAE.

d) Gestão de Riscos Empresariais

- Acompanhamento sistemático da estrutura e a efetividade do processo de gestão da Matriz de Riscos Empresariais, para aferir sua aderência às políticas internas, às melhores práticas de governança corporativa e às exigências regulatórias aplicáveis.

- Análise da identificação, mensuração, tratamento e monitoramento dos principais riscos estratégicos, bem como os controles e os planos de ação para a sua mitigação adotados pela Companhia.

e) Controles Internos

- Exame da estruturação, metodologia, processo de autoavaliação das atividades de controles e o resultado dos testes independentes da efetividade do Programa de Controles Internos da Companhia.

- Conhecimento da Carta de Controles Internos emitida pela EY com o relato das deficiências identificadas como de menor impacto às Demonstrações

Este documento foi assinado eletronicamente por Paulo de Resende Salgado, Manoel Eduardo Lima Lopes e Antônio Carlos Corrêa Benavides.
Para verificar as assinaturas vá ao site http://engie.portaldeassinaturas.com.br e utilize o código D3F7-F62C-A1BB-4FF1.

Este documento foi assinado eletronicamente por Paulo de Resende Salgado, Manoel Eduardo Lima Lopes e Antônio Carlos Corrêa Benavides.
Para verificar as assinaturas vá ao site http://engie.portaldeassinaturas.com.br e utilize o código D3F7-F62C-A1BB-4FF1.

Financeiras e a elaboração dos respectivos planos de ação visando a regularização das situações apontadas.

f) *Compliance* Ético

- Monitoramento periódico dos registros efetuados no Canal de Ética e dos procedimentos utilizados para os relatos que exigem uma averiguação para elucidar os fatos descritos, visando a aplicação das medidas disciplinares necessárias resultante da conclusão da investigação.
- Conhecimento das ações de conscientização do Programa Conformidade Ética.
- Ciência do processo de renovação do Selo Empresa Pró-Ética, promovida pela Controladoria Geral da União (CGU) em parceria com o Instituto Ethos.

g) Políticas e Normatização Interna

- Apreciação das Políticas Corporativas de Risco de Exposição e Crédito em Operações de Compra e Venda de Energia Trading e Portfólio, Combate à Corrupção e ao Suborno, Prevenção de Conflito de Interesses.

h) Outras Atividades

- Conhecimento prévio do Relatório de Sustentabilidade 2024, bem como do processo de asseguração independente das informações e dados contidos neste documento.
- Conhecimento do Projeto ENGIE Brasil 2030, que adaptou a Companhia para os futuros desafios empresariais, promovendo integração, eficiência operacional e produtividade entre as unidades organizacionais.
- Avaliação do acompanhamento do contencioso jurídico, trabalhista e tributário.
- Compreensão dos Riscos Regulatório.
- Conhecimento do resultado da auditoria de certificação executado por um organismo independente externo no Sistema Integrado de Gestão (SIG) da Companhia, composto pelas normas internacionais ISO 9.001 (Qualidade), ISO 14.001 (Meio Ambiente) e ISO 45.001 (Saúde e Segurança no Trabalho).
- Conhecimento dos principais projetos executados pelo Escritório de Processos que propicia uma visão orientada para um sistema corporativo integrado para garantir a padronização, eficiência e melhoria contínua da gestão.
- Análise favorável para a contratação da EY Assessoria Empresarial para prestar o serviço de assessoria tributária.
- Realização da autoavaliação anual de desempenho da CAE.

4. Conclusão

Este documento foi assinado eletronicamente por Paulo de Resende Salgado, Manoel Eduardo Lima Lopes e Antônio Carlos Corrêa Benavides.
Para verificar as assinaturas vá ao site http://engie.portaldeassinaturas.com.br e utilize o código D3F7-F62C-A1BB-4FF1.

Este documento foi assinado eletronicamente por Paulo de Resende Salgado, Manoel Eduardo Lima Lopes e Antônio Carlos Corrêa Benavides.
Para verificar as assinaturas vá ao site http://engie.portaldeassinaturas.com.br e utilize o código D3F7-F62C-A1BB-4FF1.

O CAE, no exercício de suas atribuições legais, conforme previsto legislação societária, nas regulamentações da CVM e do Novo Mercado B3 e no seu Regimento Interno, procedeu à análise das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, acompanhadas do relatório dos auditores independentes e do relatório da administração referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025 e considerando as informações prestadas pela Administração da Companhia e pela EY, opinou, por unanimidade, recomendar a sua aprovação pelo Conselho de Administração e o seu encaminhamento à Assembleia Geral Ordinária para deliberação pelos acionistas.

Por fim, o CAE registra o seu reconhecimento à Administração da Companhia, seus gestores e empregados, pela colaboração e atendimento das demandas de trabalho do Comitê, necessários ao desenvolvimento de suas atividades, assegurando o equilíbrio, a transparência e a integridade das informações publicadas para os investidores e a sociedade em geral.

Florianópolis, 25 de fevereiro de 2026.

Paulo de Resende Salgado
Coordenador do Comitê de Auditoria Estatutário

Manoel Eduardo Lima Lopes
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

Antônio Carlos Corrêa Benavides
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

Este documento foi assinado eletronicamente por Paulo de Resende Salgado, Manoel Eduardo Lima Lopes e Antônio Carlos Corrêa Benavides.
Para verificar as assinaturas vá ao site http://engie.portaldeassinaturas.com.br e utilize o código D3F7-F62C-A1BB-4FF1.

Este documento foi assinado eletronicamente por Paulo de Resende Salgado, Manoel Eduardo Lima Lopes e Antônio Carlos Corrêa Benavides.
Para verificar as assinaturas vá ao site http://engie.portaldeassinaturas.com.br e utilize o código D3F7-F62C-A1BB-4FF1.

PARECER DO CONSELHO FISCAL

ENGIE Brasil Energia S.A.

CNPJ 02.474.103/0001-19 – NIRE 4230002438-4
Companhia Aberta - Registro CVM nº 1732-9

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da ENGIE Brasil Energia S.A, infra-assinados, em cumprimento das disposições legais e estatutárias, examinaram o Relatório Anual da Administração e as Demonstrações Financeiras compostas pelo balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2025 e pelas demonstrações do resultado do exercício; do resultado abrangente; das mutações do patrimônio líquido; do fluxo de caixa e do valor adicionado para o exercício findo naquela data, as respectivas notas explicativas, bem como a seguinte proposta de destinação do lucro líquido do exercício: a) Reserva de Incentivos Fiscais – R$ 1.460 mil; b) Reserva Legal – R$ 129.142 mil; c) Distribuição de Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio no valor total de R$ 1.376.958 mil, correspondente a R$ 1,20542677239 por ação, assim composto: (i) Dividendos Intercalares, relativos ao primeiro semestre, declarados na 278ª RCA, de 07.08.2025, no valor de R$ 719.185 mil (R$ 0,62959424927 por ação); (ii) Dividendos mínimos obrigatórios – R$ 31.883 mil (R$ 0,02791126295 por ação); (iii) Juros sobre o Capital Próprio aprovados na 287ª RCA, de 12.12.2025, no valor bruto de R$ 100.000 mil (R$ 0,08754276626 por ação); e (iv) Dividendos adicionais – R$ 525.890 mil (R$ 0,46037849391 por ação); d) Reserva de retenção de lucros – R$ 1.126.602 mil. Referida retenção de lucros tem por objetivo subsidiar, nos termos do artigo 196 da Lei nº 6.404/76, o Orçamento de Capital para os exercícios de 2026, 2027 e 2028, que considera o Programa de Investimento nos montantes de R$ 2.419.315 mil, R$ 2.946.445 mil e R$ 285.311 mil, respectivamente, destinados à aplicação direta na manutenção do parque produtivo e investimento em novos empreendimentos. Com base nos exames efetuados e considerando, ainda, o relatório dos auditores independentes, ERNST & YOUNG Auditores Independentes S.S. Ltda., emitido sem ressalvas em 25 de fevereiro de 2026, bem como as informações e esclarecimentos recebidos dos representantes da administração ao longo do exercício, os membros do Conselho Fiscal expressam a opinião que os documentos em apreço, incluindo o orçamento de capital, bem como a proposta de destinação do lucro líquido do exercício deliberados pelo Conselho de Administração em 25 de fevereiro de 2026 estão em condições de serem apreciados pelos acionistas na próxima Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Florianópolis/SC, 25 de fevereiro de 2026.

Carla Carvalho de Carvalho
Conselheira Presidente

Marcelo Cardoso Malta
Conselheiro

Anderson Paiva Martins
Conselheiro

Este documento foi assinado eletronicamente por Anderson Paiva Martins, Carla Carvalho de Carvalho e Marcelo Cardoso Malta.
Para verificar as assinaturas vá ao site http://engie.portaldeassinaturas.com.br e utilize o código C0EE-40F1-74F1-5826.

ENGIE Brasil Energia S.A. - Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5064 – Agronômica - CEP 88025-255 - Florianópolis - SC - Brasil
Fone/Phone: +55 (48) 3221-7000 - Fax: +55 (48) 3221-7001 - www.engieenergia.com.br - webmaster@engieenergia.com.br

Este documento foi assinado eletronicamente por Anderson Paiva Martins, Carla Carvalho de Carvalho e Marcelo Cardoso Malta.
Para verificar as assinaturas vá ao site http://engie.portaldeassinaturas.com.br e utilize o código C0EE-40F1-74F1-5826.