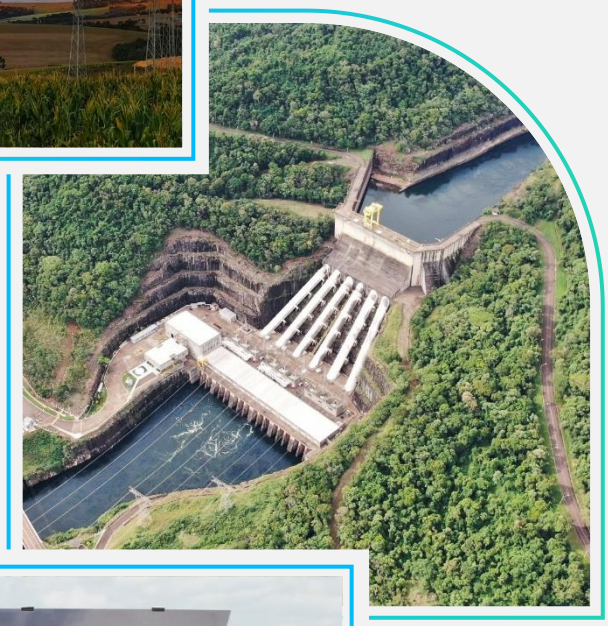


EGIE
B3 LISTED NM



Release de Resultados 3T24



ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

Para Divulgação Imediata

Mais informações:

Eduardo Sattamini
Diretor-Presidente

Eduardo Takamori
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Rafael Bósio
Gerente de Relações com Investidores
rafael.bosio@engie.com
Tel.: (48) 3221-7246/7409

ri.BREnergia@engie.com

Videoconferência de resultados

Dia 06/11/2024 às 11:00h (horário de Brasília): em português com tradução simultânea para inglês

Clique aqui para acessar a transmissão.

Visite nosso Website
www.engie.com.br/investidores

IBOVESPA B3
IGC-NM B3
ITAG B3
ISE B3
IDIVERSA B3
IEE B3
ICO2 B3

Florianópolis (SC), 5 de novembro de 2024. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE", ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Terceiro Trimestre e período de nove meses, encerrado em 30 de setembro de 2024 (3T24/9M24). As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em base consolidada e estão de acordo com os princípios e as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os valores estão expressos em reais (R$), salvo quando indicado de modo diferente. Efeitos de arredondamentos podem causar diferenças nas variações percentuais, quando comparados os comentários de Desempenho Econômico-Financeiro, apresentados em R$ milhões, com a Demonstração do Resultado (Anexo III), apresentada em R$ mil.



ENGIE Brasil Energia vence Lote 1 no leilão de transmissão da Aneel.

Capacidade instalada em operação atinge 11 GW



28 de novembro

*A gravação do evento será disponibilizada no site da Companhia a partir do dia 29 de novembro.

Destaques

O **lucro líquido ajustado** do 3T24 foi de **R$ 666 milhões**, valor 28,2% (R$ 262 milhões) abaixo do alcançado no 3T23, basicamente em decorrência da alienação parcial da participação na TAG.

O **Ebitda ajustado**[2] no 3T24 alcançou **R$ 1.665 milhões**, redução de 5,8% (R$ 103 milhões) em comparação ao 3T23. A **margem Ebitda ajustada** foi de **65,6%** no 3T24, decréscimo de 4,7 p.p. em relação ao 3T23.

A **receita operacional líquida** da Companhia atingiu **R$ 2.537 milhões** no 3T24, 0,9% (R$ 23 milhões) acima do montante apurado no 3T23.

O **preço médio dos contratos de venda de energia**, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de **R$ 215,96/MWh** no 3T24, valor 3,6% inferior ao registrado no 3T23.

A quantidade de **energia vendida** no 3T24, sem considerar as operações de *trading*, foi de 8.942 GWh **(4.050 MW médios)**, volume 4,3% superior ao comercializado no 3T23.

A Companhia **arrematou o Lote 1 no Leilão de Transmissão Aneel 02/2024**, com cerca de 780 quilômetros de extensão, a ser implantado nos estados de Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo.

Durante o 3T24, **entraram antecipadamente em operação comercial** 50 aerogeradores do **Conjunto Eólico Serra do Assuruá**, na Bahia, o que corresponde a 225 MW de capacidade. Ainda no período, 53 do total de 188 aerogeradores do projeto estavam operando em teste.

Companhia recebeu, **pela 14ª vez, o Troféu Transparência, organizado pela Anefac**, que reconhece as empresas com as melhores práticas de governança e transparência nas demonstrações financeiras publicadas ao mercado.

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (em R$ milhões)	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.537	2.514	0,9%	7.948	8.037	-1,1%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.382	1.475	-6,3%	5.997	4.790	25,2%
Ebitda [1]	1.654	1.707	-3,1%	6.780	5.480	23,7%
Ebitda ajustado [2]	1.665	1.768	-5,8%	5.432	5.629	-3,5%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas [3]	1.596	1.719	-7,2%	5.141	5.439	-5,5%
Ebitda / ROL - (%) [1]	65,2	67,9	-2,7 p.p.	85,3	68,2	17,1 p.p.
Ebitda / ROL - (%) ajustada [2]	65,6	70,3	-4,7 p.p.	68,3	70,0	-1,7 p.p.
Lucro Líquido	658	867	-24,1%	3.213	2.482	29,5%
Lucro Líquido ajustado	666	928	-28,2%	2.314	2.615	-11,5%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [4]	26,5	37,3	-10,9 p.p.	26,5	37,3	-10,9 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [5]	16,7	21,1	-4,4 p.p.	16,7	21,1	-4,4 p.p.
Dívida Líquida [6]	19.095	15.335	24,5%	19.095	15.335	24,5%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [7]	6.338	5.597	13,2%	6.194	4.408	40,5%
Energia Vendida (MW médios) [8]	4.050	3.883	4,3%	3.990	4.138	-3,6%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	215,96	223,97	-3,6%	221,44	225,49	-1,8%
Número de Empregados - Total	1.234	1.137	8,5%	1.234	1.137	8,5%
Empregados EBE	1.211	1.116	8,5%	1.211	1.116	8,5%
Empregados em Projetos em Construção	23	21	9,5%	23	21	9,5%

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

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

3 Ebitda ajustado, deduzidos os efeitos do IFRS do segmento de transmissão e usinas cotistas.

4 ROE: lucro líquido ajustado dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.

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

6 Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de hedge.

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

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

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

Eventos Subsequentes

Mais 36 aerogeradores do Conjunto Eólico Serra do Assuruá foram autorizados para **operação comercial** e 40 estão em teste, até 5 de novembro de 2024.

Em 24 e 31 de outubro entraram em **operação em teste** as duas primeiras usinas do **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol**, somando 90,5 MW, de um total de 752 MW, ao parque gerador da Companhia.



Conjunto Eólico Santo Agostinho (RN)

Importante

Este material inclui informações e opiniões acerca de eventos futuros sujeitas a riscos e incertezas, as quais se baseiam nas atuais expectativas, projeções e tendências sobre os negócios da Companhia. Inúmeros fatores podem afetar as estimativas e suposições nas quais estas opiniões se baseiam, razões por que as estimativas e declarações futuras constantes deste material podem não vir a se concretizar. Considerando estas limitações, os(as) acionistas e investidores não devem tomar quaisquer decisões com base nas estimativas, projeções e declarações futuras contidas neste material.

Mensagem da Administração

Este ano tem nos proporcionado grandes oportunidades, mas também desafios imensos. Estamos com projetos importantes de geração e transmissão de energia em implantação simultânea, enfrentamos o crescente *curtailment* no País e, com a evolução da abertura do Mercado Livre de Energia, continuamos fortalecendo nossa presença junto à empresas de diferentes portes em todas as regiões do território nacional. Nossa solidez financeira, gestão equilibrada de risco, capacidade de entrega e confiança do mercado se traduzem em importantes diferenciais competitivos neste momento.

Ao todo, a ENGIE Brasil Energia investiu R$ 1,9 bilhão no 3T24, somando R$ 7,5 bilhões aplicados nos nove primeiros meses do ano. No terceiro trimestre, o investimento se destinou, majoritariamente, para a construção dos novos projetos. Em agosto, o **Conjunto Eólico Santo Agostinho** foi finalizado, entrando 100% em operação comercial no Rio Grande do Norte, com 70 aerogeradores e capacidade instalada de 434 MW. No mesmo mês, o início antecipado da operação comercial do **Conjunto Eólico Serra do Assuruá** foi um marco na implantação de um dos maiores projetos de energia eólica já construídos em fase única pelo Grupo ENGIE no Brasil e no mundo. Composto por 24 parques eólicos em Gentio do Ouro, na Bahia, o empreendimento alcançou 80,4% do progresso da obra e tem conclusão prevista para o primeiro semestre de 2025, quando adicionará mais 846 MW de capacidade ao parque gerador da Companhia.

Já a implantação do **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol**, no Rio Grande do Norte, atingiu 58% do avanço das obras. O empreendimento terá capacidade instalada de aproximadamente 752 MWac (895 MWp) e capacidade comercial estimada em 228,7 MW médios. Ainda em geração solar, destacamos, como fato subsequente, a conclusão da revitalização da **Usina Fotovoltaica Paracatu**. Atingida por uma forte tempestade em abril de 2023, a usina teve 65% das suas estruturas de geração danificadas, sendo 20% irrecuperáveis. Após, passar por etapas de descomissionamento, destinação de resíduos, reparo de danos, rearranjo e reconstrução, no dia 16 de outubro aconteceu a reenergização completa, reestabelecendo a capacidade total de Paracatu de 132 MW e garantindo o atendimento aos contratos do mercado regulado.

Ainda no 3T24, celebramos a conquista da concessão do principal lote do Leilão de Transmissão 02/2024 da Aneel, que contempla a implantação e operação de cerca de 780 quilômetros de linhas de transmissão de energia elétrica e de 2 subestações novas. O **Sistema de Transmissão Graúna**, como foi nomeado, inclui ainda a continuidade na prestação de serviços de 162,6 quilômetros de linhas de transmissão e duas subestações já existentes. O projeto está localizado nos estados de Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo, cruzando 47 municípios.

Este trimestre também foi marcado pelo início das obras do **Sistema de Transmissão Asa Branca**, que percorrerá os estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo, com um total aproximado de 1.000 quilômetros de linhas de transmissão, e que conta com a ampliação de cinco subestações associadas. Além de Asa Branca e Graúna, a Companhia possui mais de 2.700 km de linhas de transmissão energizadas no Paraná, Pará e Tocantins. Estes projetos fortalecem o Sistema Interligado Nacional (SIN), evitando sobrecarga e subtensão nas linhas de transmissão existentes, e reforçando a interligação entre Nordeste e Sudeste para escoamento da energia das fontes renováveis.



Conjunto Eólico Serra do Assuruá (BA)

Gerando e comercializando energia para o mercado livre há mais de 20 anos, **trabalhamos na oferta de produtos que simplificam o acesso ao Mercado Livre de Energia e de produtos sofisticados de energia e descarbonização** para clientes de todos os portes.

A segurança do SIN têm sido uma preocupação para o Operador Nacional do Sistema (ONS) e para as geradoras de energia, como a ENGIE Brasil Energia. A necessidade de redução ou interrupção da geração de energia, o chamado *curtailment*, vem sendo cada vez mais frequente para manter a estabilidade do sistema. Dentre as principais razões para esta realidade estão os subsídios excessivos para as renováveis centralizadas e à geração distribuída. Defendemos a colaboração entre empresas do setor, Governo, Congresso e ONS para os esforços de construção de soluções eficazes, que garantam que o aproveitamento da energia gerada seja otimizado e que a alocação de custos seja mais adequada, evitando o peso na conta dos consumidores.

Gerando e comercializando energia para o mercado livre há mais de 20 anos, quando o formato começou a ser implementado no Brasil, a ENGIE Brasil Energia sustenta um ***market share* de 7,5% no terceiro trimestre deste ano**, em relação ao total de energia livre. Trabalhamos na oferta de produtos que simplificam o acesso ao Mercado Livre de Energia e de produtos sofisticados de energia e descarbonização para clientes de todos os portes. Essas ações permitiram um **aumento de 55,1% na quantidade de consumidores livres no 3T24** em relação ao mesmo período do ano anterior. Nossa garantia de entrega traz confiança e segurança para contratos de longo prazo, o que tem nos proporcionado bons resultados diante de uma concorrência acirrada.

Com relação aos nossos resultados financeiros, no 3T24, a ENGIE Brasil Energia registrou **receita operacional líquida** de R$ 2,5 bilhões, crescimento de 0,9% frente ao 3T23, motivado, principalmente, pelo aumento do volume de vendas e das receitas de transmissão, atenuado pela receita com transações no mercado de curto prazo (CCEE) e pela redução das receitas de *trading*.

O **Ebitda ajustado** foi de R$ 1,7 bilhão, redução de 5,8% em comparação com o 3T23, essencialmente em razão da venda parcial da participação na TAG e aumento em custos de material e serviços de terceiros, fatores atenuados pela redução dos custos com compra de energia elétrica para portfólio e resultado positivo das transações na CCEE.

Já o **lucro líquido ajustado** do 3T24 foi de R$ 666 milhões, valor 28,2% abaixo do alcançado no mesmo período em 2023, em razão do mencionado acima em conjunto com o aumento nas despesas financeiras líquidas e depreciação e amortização.

Não podemos encerrar esta mensagem sem compartilhar a satisfação de, mais uma vez, a ENGIE Brasil Energia ter sido eleita o destaque do segmento de energia no *ranking* Melhores e Maiores da Exame, além de ser premiada, pela 14ª vez, com o Troféu Transparência, que reconhece as melhores práticas de transparência e qualidade nas informações financeiras das empresas. A Companhia também integra, pelo segundo ano consecutivo, o índice de diversidade da B3, o IDIVERSA, que reúne um seleto grupo de empresas que promovem não só uma sociedade mais justa, mas também a diversidade como tese de investimento, incentivando outras companhias a seguirem o mesmo caminho. Esses reconhecimentos à nossa atuação pautada por diretrizes ESG – de respeito a aspectos ambientais, sociais e de governança – mostram que temos sido capazes de navegar a volatilidade no ambiente de negócios, acelerar a transição energética e impactar positivamente a vida das pessoas, fortalecendo a confiança e credibilidade junto à comunidade empresarial e à sociedade.

Neste terceiro trimestre também recebemos a notícia de que, pelo segundo ano consecutivo, estamos no Top 10 do Prêmio Broadcast Empresas, que reconhece as companhias que mais trazem retorno aos investidores, o que nos motiva a seguir trabalhando para gerar e compartilhar valor de forma sustentável para nossas diversas partes interessadas.

Acreditando no potencial de crescimento do país, permaneceremos atentos às oportunidades de contribuir para que o Brasil alcance todo o seu potencial, promovendo o desenvolvimento econômico, assegurando nosso crescimento orgânico e ampliando a diversificação do nosso portfólio. Além disso, estaremos engajados nas mudanças regulatórias esperadas para a modernização do setor elétrico brasileiro, que trarão benefícios tanto para a economia quanto para a sociedade.

Boa leitura!



Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente



Eduardo Takamori Guiyotoku
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Detalhamento dos Ativos da Companhia

Ativos de Geração de Energia

No final do 3T24, a ENGIE Brasil Energia contava com **9.290,2 MW de capacidade instalada**, operando um parque gerador de 11.000,0 MW, composto de 109 usinas, sendo 11 hidrelétricas e 98 complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 105 pertencem integralmente à Companhia e quatro (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito e a usina de cogeração a biomassa Ibitiúva Bioenergética) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

Parque Gerador em 30 de setembro de 2024

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Vencimento da Concessão	Energia assegurada (MWm) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	dez/32	528,7
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçú (PR)	1.420,0	1.420,0	nov/30	702,2
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	414,8	out/35	143,7
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO e MA)	1.087,0	435,6	fev/47	244,1
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.090,8	1.090,8	abr/31	487,3
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	dez/35	247,8
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	jun/48	324,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	jun/48	188,3
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	jun/40	140,8
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	abr/31	107,5
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	mar/37	127,6
Total - Hidrelétricas			**8.115,1**	**6.415,4**		**3.242,0**

Usina	Tipo	Centrais geradoras[1]	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Vencimento da Autorização	Energia assegurada (MWm) Participação da Companhia
				Total	Participação da Companhia		
Conjunto Serra do Assuruá[2]	Eólica	5	Gentio do Ouro (BA)	225,0	225,0	nov/56	113,5
Conjunto Santo Agostinho - Fase I	Eólica	14	Lages e Pedro Avelino (RN)	434,0	434,0	mai/56	224,2
Conjunto Campo Largo II	Eólica	11	Umburanas (BA)	361,2	361,2	ago/54	192,5
Conjunto Umburanas - Fase I	Eólica	18	Umburanas (BA)	360,0	360,0	ago/49	213,3
Conjunto Campo Largo I	Eólica	11	Umburanas (BA)	326,7	326,7	mai/51	166,5
Conjunto Trairi	Eólica	8	Trairi (CE)	212,6	212,6	set/41	97,2
Conjunto Lar do Sol[3]	Solar	3	Pirapora (MG)	198,0	198,0	abr/54	53,0
Conjunto Paracatu	Solar	4	Paracatu (MG)	132,0	132,0	jun/51	34,0
Conjunto Juazeiro	Solar	4	Juazeiro (BA)	120,0	120,0	jun/51	34,8
Conjunto Sertão Solar	Solar	4	Barreiras (BA)	94,6	94,6	jul/53	26,1
Conjunto Floresta	Solar	3	Areia Branca (RN)	86,0	86,0	jun/51	25,1
Conjunto Sol do Futuro	Solar	3	Aquiraz (CE)	81,0	81,0	jun/51	16,2
Ferrari Termoelétrica	Biomassa		Pirassununga (SP)	72,5	72,5	jun/42	25,6
Conjunto São Pedro	Solar	2	Bom Jesus da Lapa (BA)	54,0	54,0	mar/51	16,0
Assú V	Solar		Assú (RN)	34,0	34,0	jun/51	9,2
Ibitiúva Bioenergética	Biomassa		Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	abr/30	9,7
Rondonópolis	PCH		Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	dez/37	14,0
José Gelazio da Rocha	PCH		Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24,4	24,4	dez/37	11,9
Nova Aurora	Solar		Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável[4]	0,2
Tubarão	Eólica		Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável[4]	0,3
Tubarão 2	Eólica		Tubarão (SC)	4,2	4,2	não aplicável[4]	0,0
Total - Complementares				**2.884,9**	**2.874,8**		**1.283,3**
Total				**11.000,0**	**9.290,2**		**4.525,3**

1 Para composição dos conjuntos eólicos e fotovoltaicos.
2 Conjunto composto por 24 centrais eólicas, das quais 14 em operação comercial integral em 30/09/2024.
3 A usina Lar do Sol não possui garantia física declarada, portanto sua capacidade comercial é baseada na geração prevista.
4 Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

Ativos de Transmissão de Energia

Ativos de transmissão em operação em 30 de setembro de 2024

Linhas de Transmissão	Localização	Extensão km	RAP anual (R$ milhões) *	Subestações	Propriedade	Vencimento concessão
Gralha Azul	Paraná	909,0	323,9	5	100%	mar/48
Novo Estado	Pará e Tocantins	1.800,0	439,6	1 nova e expansão de 3 existentes	100%	mar/48
Gavião Real	Pará	1,0	7,4	1	100%	set/52
Total		**2.710,0**	**770,9**			

** Valores na data-base de julho de 2024 (ciclo 2024-2025), líquidos de PIS e Cofins.*

Ativos de Transporte de Gás

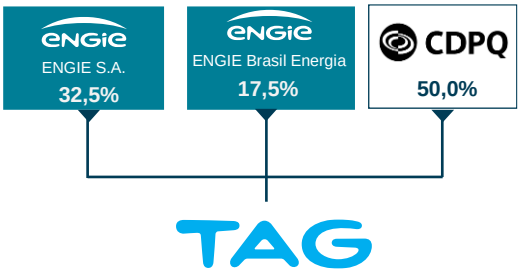
Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

Maior transportadora de gás natural do Brasil, a TAG possui uma infraestrutura de 4.500 km de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e cerca de 200 municípios.

A rede de gasodutos possui diversos pontos de interconexão, com 15 pontos de recebimento de gás ativos (incluindo três terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)) e 90 pontos de entrega de gás (há mais um em construção), conexão com 10 distribuidoras de gás, atendendo três refinarias, oito termelétricas e duas 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, possuindo contratos legados de longo-prazo com a Petrobras, com prazo médio ponderado de aproximadamente seis anos, regulados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Além destes, a TAG assinou **128 contratos firmes ao longo de 2024**, que totalizaram um volume de 10 milhões de m^3 de capacidade de transporte, em contratos de entrada e saída, com vencimento em 31 de dezembro de 2024, e representaram cerca de 11% da receita total da TAG no ano (15% considerando somente malha integrada).

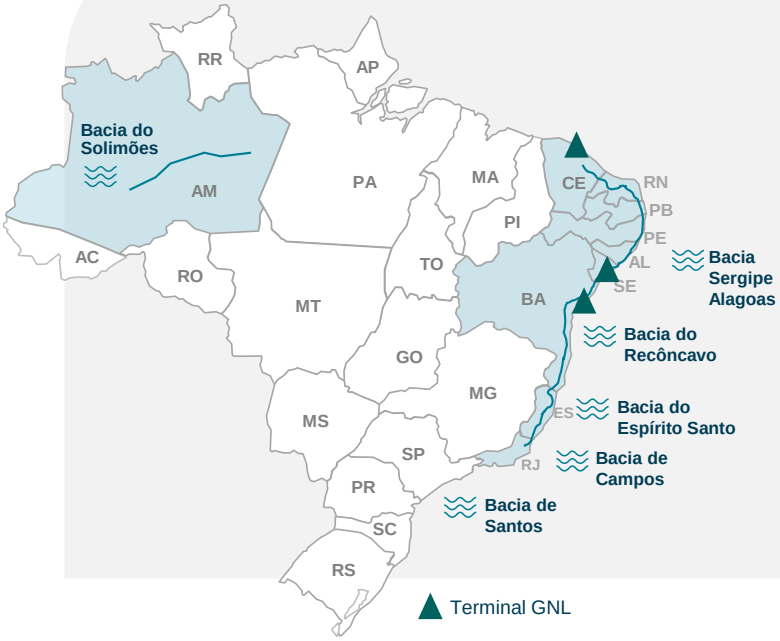
Estrutura Societária a partir de 10/01/2024



Em junho de 2024, a TAG fez uma emissão de debêntures institucionais, do tipo simples e quirografária, no valor de R$ 3,0 bilhões, com um prazo de vencimento de 5 anos, a um custo de CDI + 0,98%.

A TAG possui diversos projetos no *pipeline* a serem executados nos próximos cinco anos, que ultrapassam R$ 5,2 bilhões em investimentos. Aproximadamente 55% deste valor está em projetos de expansão da capacidade de transporte ou de extensão da sua malha, em linha com as perspectivas positivas do Grupo ENGIE para a indústria de gás natural no Brasil.

Localização dos Gasodutos da TAG



Projetos em construção:

- **Gasfor II**, no Ceará, um gasoduto para otimização da rede, com 84 km de extensão e investimento de R$ 430 milhões. Em agosto de 2022, o projeto foi classificado como prioritário pelo Ministério de Minas e Energia. A obra foi concluída e aguarda a emissão da Autorização de Operação.
- **Interconexão entre o Gasoduto Catu-Pilar ao Terminal de Sergipe**, conectando o terminal de armazenamento e regaseificação de GNL à rede de transporte da TAG, com 25 km de extensão. O contrato de conexão de acesso com a Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (Celse), atual membro do grupo Eneva, foi assinado em 13 de junho de 2022, com investimento de R$ 380 milhões. Em maio de 2023, o projeto foi classificado como prioritário pelo Ministério de Minas e Energia. A obra foi concluída em setembro de 2024 e a operação iniciada em outubro.
- **Ponto de entrega Itagibá**, na Bahia, um novo ponto de entrega para atender a companhia de distribuição local, localizada no trecho norte do Gasene. Esse projeto demandou investimento de R$ 23 milhões. A obra foi finalizada e está no aguardo da emissão da Autorização de Operação, prevista para o quarto trimestre de 2024.

Projetos em desenvolvimento:

- **Estação de compressão Itajuípe**, localizada no trecho Norte do Gasene, para incrementar a capacidade de transporte atual em 3 milhões de m³/dia. O projeto está listado no programa Novo Programa de Aceleração do Crescimento (PAC).
- **Ponto de entrega de Buriti**, localizado no gasoduto Urucu-Manaus, será um novo ponto de saída na cidade de Manaus, projetado para atendimento à demanda termelétrica local.
- **Conexão do Terminal de Regaseificação do Porto do Açú ao Gasoduto Cabiúnas-Vitória**, com 45 km de extensão e 18 milhões de m³/dia de capacidade de transporte. O termo de compromisso para projeto conceitual foi aprovado no final de 2022.
- **Estocagem:** a TAG e a Origem Energia assinaram acordo não vinculante para desenvolvimento do primeiro projeto de estocagem de gás natural no Brasil. O investimento total, estimado para o projeto, quando viabilizado, será de aproximadamente US$ 200 milhões, divididos em diferentes etapas. Na fase inicial, a capacidade de armazenamento será de 51 milhões de m³/ano. No longo prazo, a capacidade pode chegar a 500 milhões de m³/ano.

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

Detalhamento dos contratos com a Petrobras

Contrato/Trecho	Extensão (km)	Vencimento do Contrato [1]	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida [2]	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov-33	30,3	39,5%	46% Cesta IGP[3]; 54% US PPI
Malha Nordeste	2.000	dez-25	21,6	24,2%	IGP-M
Pilar-Ipojuca	200	nov-31	15,0	6,5%	IGP-M
Urucu-Manaus	800	nov-30	6,7	29,5%	50% IGP-M; 50% IPCA
Lagoa Parda-Vitória [4]	100	dez-24	0,3	0,3%	IGP-M
Total	**4.500,0**		**73,9**	**100,0%**	

[1] Após o vencimento dos contratos, será iniciado um ciclo de revisão tarifária, estimado em 5 anos, que determinará a receita máxima permitida (RAP).
[2] Variações na representatividade da receita entre os contratos podem ocorrer.
[3] 1/3 IGP-M, 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.
[4] O contrato de Lagoa-Parda foi renovado para 2024, porém como contrato extraordinário, com vencimento em 31/12/2024.

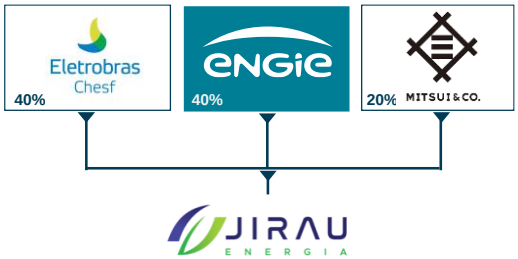

Transportadora Associada de Gás - TAG

Expansão

Jirau Energia - Rondônia.

A Energia Sustentável do Brasil S.A. ("ESBR" ou "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. Desde novembro de 2016, a Usina Hidrelétrica Jirau conta com todas as suas 50 unidades geradoras em operação, totalizando **3.750 MW de capacidade instalada**.

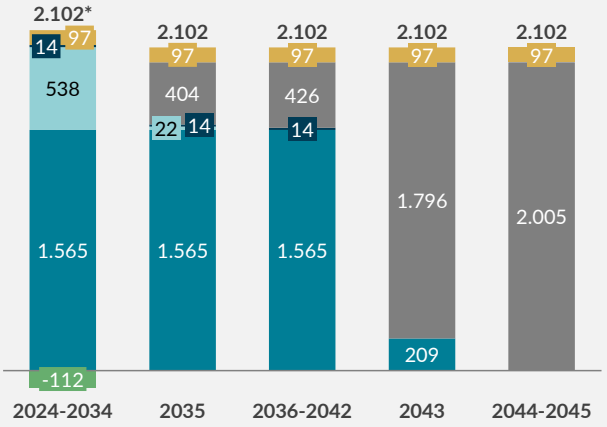
Em 17 de junho de 2024, a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Eletrobras Chesf firmou contrato para a aquisição de até 100% da participação da Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil – Eletrobras CGT Eletrosul na Jirau Energia (20% do seu capital social), pelo valor de até R$ 1,9 bilhão, que está condicionada ao cumprimento de condições precedentes de mercado.



A ENGIE Brasil Participações Ltda., controladora da Companhia, está aguardando condições mais favoráveis para retomar o estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia de sua participação de 40% na Energia Sustentável do Brasil S.A., e sua participação de 100% na Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda.

Portfólio de Contratos da Jirau Energia

MW médios



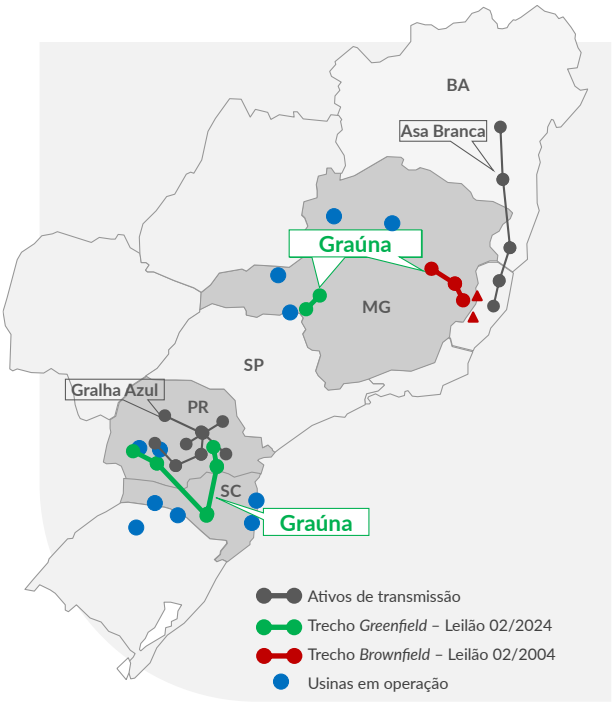
* Contempla a revisão da Garantia Física, conforme Portaria 709 do Ministério de Minas e Energia, de 30/11/2022.

No 3T24, a Jirau Energia gerou 387 MW médios, 35,9% abaixo dos 605 MW médios gerados no 3T23, **atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 100%** no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)).

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

A Companhia arrematou o **Lote 1** no Leilão de Transmissão 02/2024, promovido pela Aneel, oferecendo um deságio de 48,14% sobre a Receita Anual Permitida (RAP) máxima. Nomeado como Graúna, contará com cerca de **780 quilômetros de extensão**, contemplando a implantação de **seis linhas de transmissão, duas subestações e um seccionamento novos, e continuidade na prestação de serviços de quatro linhas (totalizando 162,6 quilômetros) e duas subestações existentes**, nos estados de Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo, cruzando 47 municípios.

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. O prazo máximo para construção é de 60 meses, com possibilidade de antecipação.



Lote	Localização	RAP Contratada (R$ milhões)[1]	Capex estimado Aneel (R$ milhões)
1	Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo	252,2	2.933,6
Total		**252,2**	**2.933,6**

1 Valor na data-base de setembro de 2024.

Projeto de Transmissão em Implantação

Asa Branca Transmissora de Energia - Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo.

Arrematado no Leilão de Transmissão 01/2023, promovido pela Aneel, o **Lote 5** foi nomeado como Asa Branca e contará com cerca de **1.000 quilômetros de extensão**. Localizado nos estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo, o empreendimento prevê a implantação de quatro linhas de transmissão de 500 kV 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.

No 3T24, foi publicada pelo Inema a **Licença de Instalação** do trecho Morro do Chapéu II – Poções III, permitindo o início das obras. Estão em andamento atividades de **mobilização de canteiros de obra, supressão de vegetação e terraplenagem** nas subestações, bem como **topografia, sondagem e supressão de vegetação** na linha de transmissão. No mês de setembro, também foi iniciada a **entrega de estruturas metálicas das torres** em campo.

O prazo máximo para início de operação é março de 2029, com previsão de antecipação de pelo menos 24 meses.



Lote	Localização	RAP Contratada (RS milhões)[1]	Capex estimado Aneel (R$ milhões)
5	Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo	268,4	2.667,0
Total		**268,4**	**2.667,0**

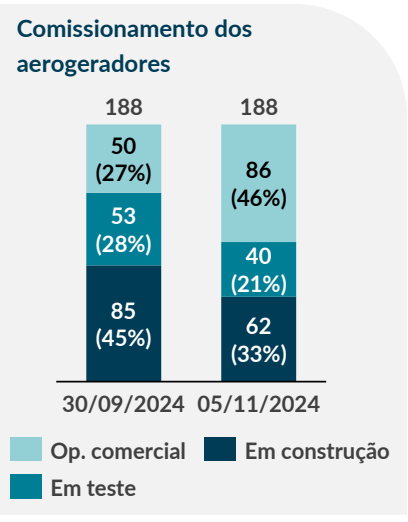
1 Valor na data-base de julho de 2024.

Projetos Eólicos em Implantação

Conjunto Eólico Serra do Assuruá – Bahia.

Composto por 24 parques eólicos em implantação em fase única no município de Gentio do Ouro, na Bahia, o projeto possui outorga emitida pela Aneel, **capacidade instalada prevista de 846 MW** e capacidade comercial estimada em **410,2 MW médios**. A energia produzida será totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre, podendo inclusive atender clientes no mercado de autoprodução de energia. Com geração de cerca de 3.000 empregos diretos e indiretos na região, o **investimento estimado é da ordem de R$ 6 bilhões** (base mai/2022).


Montagem dos aerogeradores



No final do 3T24, **o progresso da obra atingiu 80,4%.** As atividades de montagem e comissionamento de aerogeradores estão sendo executadas com antecipação ao cronograma previsto, contando com mais de 60% dos aerogeradores montados e 45% comissionados. A subestação, linha de transmissão e *bay* de conexão estão completamente energizadas. As atividades de obras civis e redes de média tensão estão em fase final de execução, sendo prevista sua conclusão até o fim de 2024.

Em 30 de setembro de 2024, 50 aerogeradores estavam em operação comercial e outros 53 em testes. Até 5 de novembro, mais 36 unidades geradoras entraram em operação comercial e 40 estavam em testes.

A previsão de conclusão da implantação do projeto foi antecipada para o primeiro semestre de 2025.

Projeto Fotovoltaico em Implantação

Conjunto Fotovoltaico Assú Sol – Rio Grande do Norte.

O projeto está localizado no município de Assú, no Rio Grande do Norte e terá **capacidade instalada de aproximadamente 752 MWac (895 MWp)** e capacidade comercial estimada em **228,7 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 atingiram 58% de avanço até o final do 3T24. Estão sendo executadas atividades de engenharia, supressão vegetal, terraplenagem, drenagem, fundações e montagens dos *trackers*, instalação dos painéis solares e comissionamento. As atividades de conexão ao sistema atingiram 99% de avanço físico, com as atividades de construção e comissionamento da linha de transmissão e do *bay* de conexão já finalizadas, enquanto na subestação coletora estão sendo realizadas as atividades de comissionamento.


Montagem dos *trackers* e instalação dos painéis

Atividades de implantação atingiram 58%. Em andamento, atividades de engenharia, fundações, montagem dos *trackers*, instalação dos painéis solares e comissionamento.

A entrada em operação comercial da primeira unidade fotovoltaica está prevista para ocorrer no quarto trimestre de 2024 e a operação comercial integral é esperada para o quarto trimestre de 2025.

Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia
Conjunto Fotovoltaico Santo Agostinho	Solar	Lajes e Pedro Avelino (RN)	509,0	509,0
Conjunto Fotovoltaico Campo Largo	Solar	Umburanas e Sento Sé (BA)	308,0	308,0
Conjunto Eólico Santo Agostinho - Fase II	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	279,0	279,0
Conjunto Eólico Umburanas - Fase II	Eólica	Umburanas (BA)	250,0	250,0
Conjunto Eólico Campo Largo III	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	250,0	250,0
Conjunto Fotovoltaico Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	90,0	90,0
Total			**1.686,0**	**1.686,0**

Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase II – Rio Grande do Norte.

Localizada junto à primeira fase, contará com sinergias que auxiliarão no desenvolvimento e viabilidade, tais como: alojamento, acesso externo, subestação, linha de transmissão e outros. Em dezembro de 2021, foi concedida pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente, órgão ambiental do estado do Rio Grande do Norte, a Licença Ambiental de Instalação para o projeto totalizando **279 MW de capacidade instalada**, otimizando os recursos eólicos e as novas tecnologias disponíveis no mercado.

Conjunto Eólico Umburanas – Fase II – Bahia.

A Segunda Fase conta com licenciamento ambiental regularizado, o qual deverá ser atualizado durante o desenvolvimento avançado (pré-construção) para refletir as novas tecnologias disponíveis no mercado e assegurar o melhor aproveitamento dos recursos eólicos da região. O projeto será futuramente desenvolvido pela Companhia ao lado dos Conjuntos Eólicos Campo Largo e Umburanas – Fase I, capturando sinergias durante a implantação e operação, como subestação de energia, alojamento, acessos, equipes e outros. Também conta com toda documentação necessária para participar de leilões de energia, o que não afasta a potencial viabilização do empreendimento por meio de venda de energia para clientes corporativos no mercado livre. A **capacidade instalada** prevista atualmente para o projeto é de aproximadamente **250 MW**, aproveitando os melhores recursos eólicos da região.

Conjunto Eólico Campo Largo – Fase III – Bahia.

A Companhia pretende acrescentar aproximadamente **250 MW de capacidade instalada** ao Conjunto Eólico Campo Largo com o desenvolvimento da sua terceira fase. Também conta com toda documentação necessária para participar de leilões de energia, o que não afasta a potencial viabilização do empreendimento por meio de venda de energia para clientes corporativos no mercado livre. Em março de 2021, foi concedida, pelo Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Inema), órgão ambiental do estado da Bahia, a licença Ambiental Prévia para o projeto, que está localizado ao lado das Fases I e II do Conjunto Eólico Campo Largo e contará com sinergias importantes para a sua viabilização.

Conjunto Fotovoltaico Santo Agostinho – Rio Grande do Norte.

Localizado na área do Conjunto Eólico Santo Agostinho (RN), o conjunto conta com 12 centrais fotovoltaicas, totalizando um **potencial de instalação de até 509 MW**. Os projetos estão em fase de desenvolvimento para participar de oportunidades nos mercados livre e regulado.

Conjunto Fotovoltaico Campo Largo – Bahia.

Localizado na área do Conjunto Eólico Campo Largo (BA), o conjunto conta com 9 centrais fotovoltaicas, totalizando um **potencial de instalação de até 308 MW**. Os projetos estão em fase de desenvolvimento para participar de oportunidades nos mercados livre e regulado.

Conjunto Fotovoltaico Alvorada – Bahia.

Adquiriu-se área no estado da Bahia, em região com potencial de geração de energia solar, onde serão desenvolvidos três projetos que irão compor o Conjunto Fotovoltaico Alvorada, com **capacidade instalada total estimada de até 90 MW**. Os projetos estão em fase de desenvolvimento para participar de oportunidades nos mercados livre e regulado.

Além dos projetos acima, a Companhia continua analisando oportunidades em regiões de alto potencial fotovoltaico, bem como parcerias que venham acelerar o desenvolvimento dessa fonte de energia, em linha com a transição energética que se configura em esfera mundial.

Desempenho Operacional

Disponibilidade do Parque Gerador de Energia

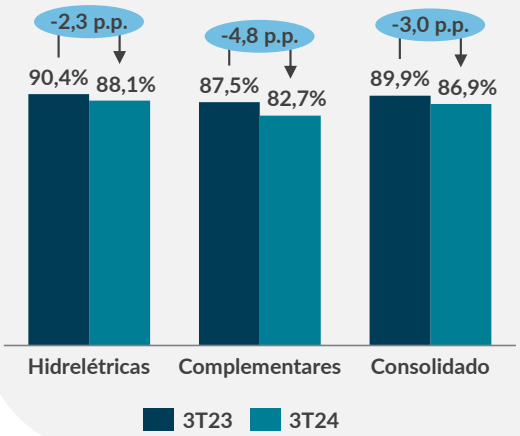
No 3T24, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade interna global de **86,9%, (considerando-se as paradas programadas e forçadas)**, sendo 88,1% nas usinas hidrelétricas e 82,7% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

A disponibilidade das **usinas hidrelétricas** no 3T24, foi 2,3 p.p. inferior ao mesmo período do ano anterior, principalmente em razão da execução de manutenção corretiva na unidade geradora 2 da Usina Hidrelétrica Salto Santiago e execução do plano de inspeções preventivas nas unidades geradoras da Usina Hidrelétrica Cana Brava.

As **usinas complementares** apresentaram redução de 4,8 p.p. na disponibilidade do 3T24, comparando com o 3T23, principalmente em razão de sinistro ocorrido no gerador da unidade geradora 4 da Usina Termelétrica Ferrari (biomassa) e substituição de peças em dois aerogeradores na Usina Eólica Estrela (parte do Conjunto Eólico Trairi).

Disponibilidade

Considerando as paradas programadas



Disponibilidade das Linhas de Transmissão de Energia

A Engie Brasil Energia apresentou alto desempenho operacional dos seus ativos de transmissão Gralha Azul e Novo Estado, **com um índice de disponibilidade total de 99,97% no 3T24 e 99,99% no acumulado de 9M24.** Os ativos de transmissão tiveram sua implantação concluída em fevereiro de 2023, quando o restante das linhas de transmissão e subestações entraram em operação.

Produção de Energia

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia, foi de 13.994 GWh (6.338 MW médios), no 3T24, resultado **13,2% superior** à produção do 3T23.

Do total gerado no 3T24, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 11.329 GWh (5.131 MW médios) e as complementares por 2.665 GWh (1.207 MW médios). Esses resultados representam aumentos de 7,9% na geração das usinas hidrelétricas e de 43,1% na geração das complementares, respectivamente, em comparação ao 3T23.

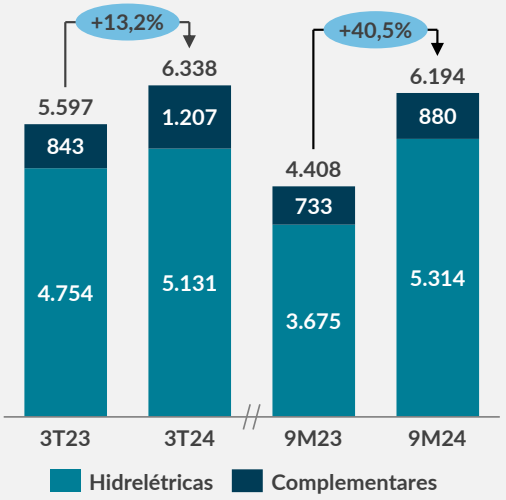
A elevação na geração total das **usinas hidrelétricas** no 3T24, em comparação ao mesmo período de 2023, é reflexo, principalmente da maior disponibilidade de geração nas Usinas Hidrelétricas Miranda e Jaguara, além da política de operação do ONS adotada para as usinas da bacia do rio Tocantins durante o período de veraneio nas praias. Essa política permitiu aumentar a geração das Usinas Hidrelétricas Cana Brava, São Salvador e Estreito.

Entre junho e agosto de 2023, a Usina Hidrelétrica Miranda passou pela modernização da Unidade Geradora 3, o que reduziu sua disponibilidade de geração em um terço nesse período. Já no 3T24, não houve parada de unidade geradora de longa duração, maximizando assim sua geração.

O mesmo ocorreu com a Usina Hidrelétrica Jaguara, que modernizou a Unidade Geradora 1 entre maio e novembro de 2023, resultando em menor geração nesse período. No 3T24, a disponibilidade foi maximizada na maior parte do tempo, permitindo ao ONS realizar maior despacho de geração dessa usina.

Geração

MW médios



Nota:
A diferença entre os percentuais calculados em GWh e MW médios no acumulado do ano ocorre em razão de 2024 ser ano bissexto.

Para a bacia do Tocantins, apesar do período úmido ter sido abaixo da média, houve um aumento na geração das usinas hidrelétricas devido à política de operação definida pelo ONS durante a Temporada de Praias no rio Tocantins, de maio a agosto, conforme a Resolução ANA nº 70/2021. A vazão defluente estabelecida para a Usina Hidrelétrica Serra da Mesa para a Temporada de 2024 foi o dobro do praticado nos últimos anos. Como Serra da Mesa é a usina de cabeceira, isso proporcionou um aumento da vazão para toda a cascata, consequentemente aumentando a geração.

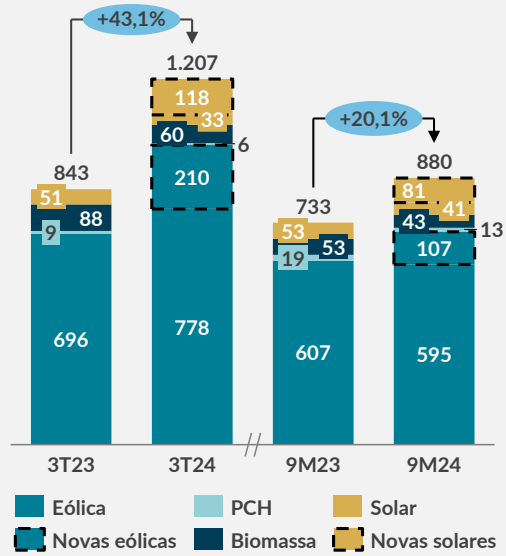
Cumpre destacar que o aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria do seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, uma redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente em deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação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

A maior geração das **usinas complementares** no 3T24, ocorreu principalmente pelo aumento da geração eólica e solar. A primeira, motivada pela maior incidência de ventos, quando comparada ao 3T23, em especial nos parques localizados na Bahia - Campo Largo I e II e Umburanas -, que juntos produziram 11,5% a mais do que no mesmo período de 2023. Outro fator que contribuiu com o crescimento da geração eólica foi a entrada em operação comercial integral do Conjunto Eólico Santo Agostinho e parcial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, que juntos geraram 517 GWh (234 MW médios) no 3T24. A geração eólica total atingiu 2.183 GWh (988 MW médios) no 3T24, 41,9% acima do gerado no 3T23.

A geração das usinas fotovoltaicas atingiu 334 GWh (151 MW médios), impulsionada pela contribuição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, Sertão Solar, Sol do Futuro, São Pedro e Lar do Sol, adquiridos em março de 2024, os quais geraram 261 GWh (118 MW médios), equivalente a 78,1% do total da geração fotovoltaica do 3T24.

Geração por Fonte Complementar

MW médios

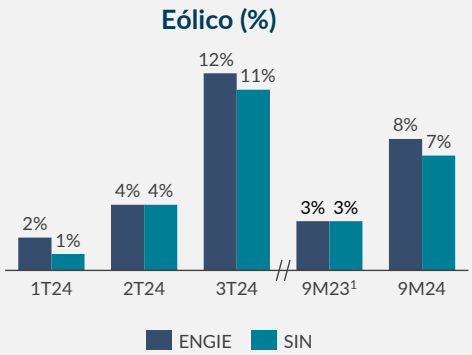


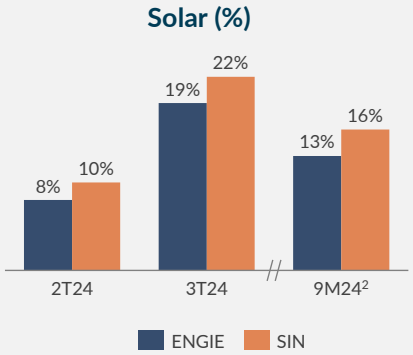
Nota:
A diferença entre os percentuais calculados em GWh e MW médios ocorre em razão de 2024 ser ano bissexto.

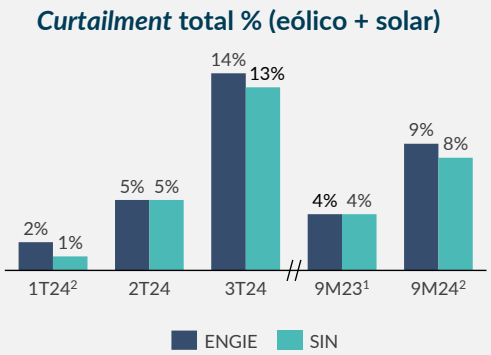
Constrained-off 3T24 (*Curtailment*)

Constrained-Off, também conhecida como *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). Destas, apenas a razão de Indisponibilidade Externa permite que o agente seja potencialmente ressarcido pelas limitações de geração, desde que as condições estejam em conformidade com as regras estabelecidas pela Aneel e pelo ONS.

Segundo análise dos dados divulgados pelo ONS, no **3T24**, as usinas eólicas e solares operadas pela ENGIE Brasil Energia registraram 14% de frustração de geração, frente 13% do registrado nas demais usinas integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN). Desse total, as eólicas da Companhia atingiram 12% de redução de produção frente a 11% do SIN, e 19% em solar versus 22% no SIN, conforme pode ser observado nos gráficos a seguir:







Notas:
1 Dados eólicos disponíveis a partir de janeiro/23.
2 Dados solares disponíveis a partir de abril/24.
Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia com base em premissas divulgadas pelo ONS.

Constrained-off por ativo

Ativos eólicos	Capacidade comercial (MWm)	3T24 (%)	9M24 (%)
Trairi (CE)	97,2	17%	12%
Santo Agostinho (RN)	224,2	30%	23%
Serra do Assuruá (BA)	113,5 [1]	1%	1%
Campo Largo II (BA)	192,5	9%	5%
Umburanas (BA)	213,3	7%	4%
Campo Largo I (BA)	166,5	8%	5%

Ativos solares [2]	Capacidade comercial (MWm)	3T24 (%)	9M24 (%)
Sol do Futuro (CE)	16,2	17%	13%
Floresta (RN)	25,1	50%	35%
Assú V (RN)	9,2	27%	21%
Juazeiro (BA)	34,8	21%	15%
Sertão Solar (BA)	26,1	31%	21%
São Pedro (BA)	16,0	25%	20%
Lar do Sol (MG)	53,0	11%	8%
Paracatu (MG)	34,0	8%	7%

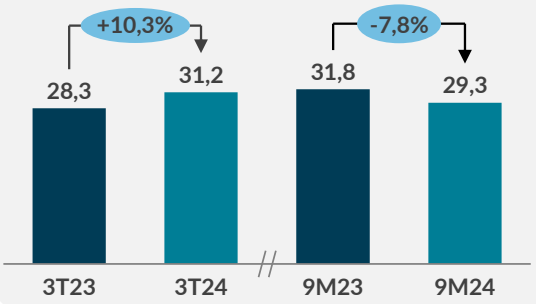
Nota:
1 Capacidade operacional em 30/09/2024.
2 Dados solares disponíveis a partir de abril/2024.
Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia com base em premissas divulgadas pelo ONS.

Transporte de Gás

No 3T24, a TAG transportou um volume médio de gás de 31,2 milhões de m³/dia (28,3 milhões de m³/dia no 3T23). O volume dos contratos extraordinários foi de 9,9 milhões de m³/dia, representando aproximadamente 11% do volume total contratado pela TAG, e 15% considerando somente a malha integrada (excluindo Gasoduto de Transporte de Gás (GTA) Urucu-Manaus, onde a Petrobras se mantém como único carregador). Em 2024, a TAG assinou 128 contratos firmes (41 ativos) com 23 carregadores.

Volume médio de gás movimentado

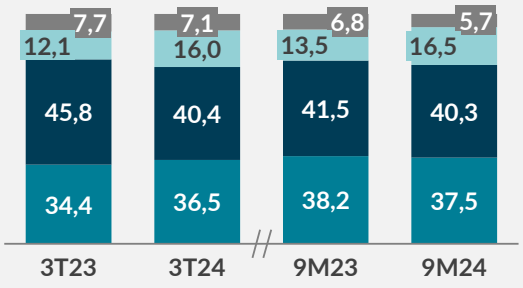
MM m³/dia



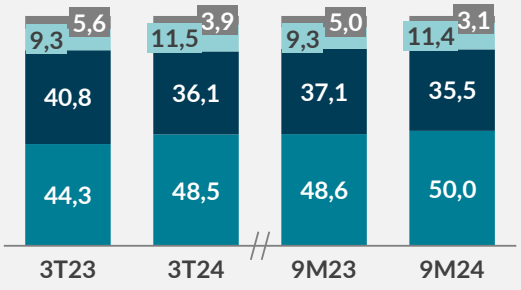
Portfólio de Venda de Energia Elétrica

No 3T24, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia (com exceção de CCEE e outras receitas) alcançou 40,4% do total das vendas físicas e 36,1% do total da Receita Operacional Líquida (ROL) do segmento de geração, reduções de 5,4 p.p. e 4,7 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior. A variação se deve, principalmente, pela mudança de classe de comercialização de clientes já existentes no portfólio da Companhia de Consumidores Livres para Comercializadoras, em virtude das vantagens existentes para o seu grupo econômico.

Participação dos Clientes nas Vendas Físicas (%)



Participação dos Clientes nas Vendas Contratadas que Compõem a ROL do segmento de geração (%)



Distribuidoras | Clientes Livres | Comercializadoras | *Trading*

Estratégia de Comercialização de Energia Elétrica

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a mitigar o risco de ficar exposta ao preço *spot* (Preço de Liquidação das Diferenças — PLD) daquele ano. As vendas são feitas dentro das "janelas" de oportunidade que se apresentam quando o mercado revela maior propensão de compra. De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em **30 de setembro de 2024**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia

	(em MW médios)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)	Preço **Líquido** de PIS/COFINS/P&D (R$/MWh)
	Recursos Próprios	4.302	4.778	4.877	4.877	4.877	4.877				
+	Compras para Revenda	1.077	560	437	334	329	234				
=	**Recursos Totais (A)**	**5.379**	**5.338**	**5.314**	**5.211**	**5.206**	**5.111**				
	Vendas Leilões do Governo[1]	1.830	1.832	1.822	1.813	1.803	1.803				
	2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	312,9	281,1
	2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	343,8	308,8
	2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	358,5	322,1
	2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	322,3	289,6
	Proinfa	19	19	19	10	-	-	147,8	jun-04	441,0	424,9
	1º Leilão de Reserva	14	2	-	-	-	-	158,1	ago-08	379,9	366,1
	Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	9	8	-	-	-	-	-	-	376,9	363,2
	2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	357,2	344,2
	2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	234,2	212,6
	2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	293,7	266,5
	8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu/Juazeiro/Sol do Futuro)	111	119	119	119	119	119	298,2	nov-15	450,0	408,4
	7º Leilão de Reserva (São Pedro)	13	15	15	15	15	15	301,8	nov-15	489,8	444,5
	2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	234,7	213,0
	2017-EN-2021-20 (Sertão Solar)	23	27	27	27	27	27	189,5	nov-14	199,6	181,1
	Vendas Reguladas - Cotas										
	2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	227	227	227	227	227	227	-	jul-17	206,3	196,8
	2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	132	-	jul-17	239,6	228,6
+	Vendas Bilaterais	3.004	2.667	2.508	1.995	1.470	597				
=	**Vendas Totais (B)**	**4.834**	**4.499**	**4.330**	**3.808**	**3.273**	**2.400**				
-	**Hedge GSF Estrutural (0,80)**	**521**	**521**	**521**	**521**	**521**	**521**				
	Saldo (A - B)	**24**	**318**	**463**	**882**	**1.412**	**2.190**				
	Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)** [2, 3]:	218,2	220,9	211,6							
	Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)** [4]:	159,5	140,6	145,3							

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

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

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

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

Notas:

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

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



Conjunto Fotovoltaico Lar do Sol (MG)

Desempenho Econômico-Financeiro

Resultado por segmento – 3T24 X 3T23 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração[1]	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
3T24					
Receita operacional líquida	2.168	291	78	-	2.537
Custos operacionais	(1.063)	(92)	(79)	-	(1.234)
Lucro (prejuízo) bruto	**1.105**	**199**	**(1)**	**-**	**1.303**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(122)	(7)	(1)	-	(130)
Outras receitas operacionais, líquidas	3	25	-	-	28
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(1)	(1)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	182	182
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**986**	**217**	**(2)**	**181**	**1.382**
3T23					
Receita operacional líquida	2.161	239	114	-	2.514
Custos operacionais	(1.048)	(34)	(113)	-	(1.195)
Lucro bruto	**1.113**	**205**	**1**	**-**	**1.319**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(97)	(4)	(1)	-	(102)
Outras despesas operacionais, líquidas	(1)	-	-	-	(1)
Impairment	(61)	-	-	-	(61)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	320	320
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**954**	**201**	**-**	**320**	**1.475**
Variação					
Receita operacional líquida	7	52	(36)	-	23
Custos operacionais	(15)	(58)	34	-	(39)
Lucro (prejuízo) bruto	**(8)**	**(6)**	**(2)**	**-**	**(16)**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(25)	(3)	-	-	(28)
Outras receitas operacionais, líquidas	4	25	-	-	29
Impairment	61	-	-	-	61
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(1)	(1)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	(138)	(138)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**32**	**16**	**(2)**	**(139)**	**(93)**

[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

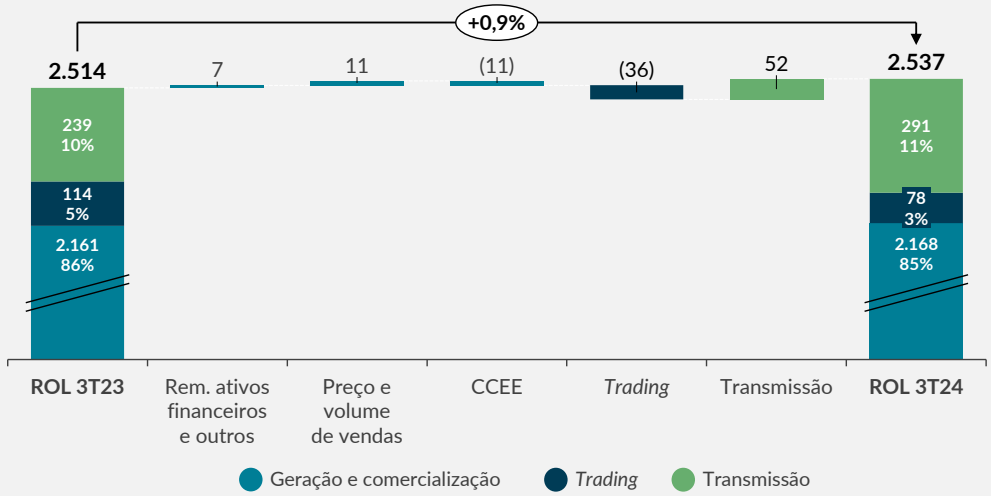
Receita por segmento – 3T24 X 3T23 (em R$ milhões)

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
3T24				
Distribuidoras de energia elétrica	974	-	-	974
Consumidores livres	726	-	-	726
Remuneração dos ativos de concessão	109	204	-	313
Comercializadoras de energia elétrica	232	-	-	232
Operações de *trading* de energia	-	-	77	77
Transações no mercado de curto prazo	75	-	1	76
Receita de construção	-	66	-	66
Receita de serviços prestados	39	21	-	60
Outras receitas	13	-	-	13
Receita operacional líquida	**2.168**	**291**	**78**	**2.537**
3T23				
Distribuidoras de energia elétrica	901	-	-	901
Consumidores livres	831	-	-	831
Remuneração dos ativos de concessão	105	213	-	318
Comercializadoras de energia elétrica	189	-	-	189
Operações de *trading* de energia	-	-	114	114
Transações no mercado de curto prazo	86	-	-	86
Receita de construção	-	6	-	6
Receita de serviços prestados	37	20	-	57
Outras receitas	12	-	-	12
Receita operacional líquida	**2.161**	**239**	**114**	**2.514**
Variação				
Distribuidoras de energia elétrica	73	-	-	73
Consumidores livres	(105)	-	-	(105)
Remuneração dos ativos de concessão	4	(9)	-	(5)
Comercializadoras de energia elétrica	43	-	-	43
Operações de *trading* de energia	-	-	(37)	(37)
Transações no mercado de curto prazo	(11)	-	1	(10)
Receita de construção	-	60	-	60
Receita de serviços prestados	2	1	-	3
Outras receitas	1	-	-	1
Receita operacional líquida	**7**	**52**	**(36)**	**23**

No 3T24, a receita operacional líquida aumentou 0,9% (R$ 23 milhões) quando comparada ao 3T23, passando de R$ 2.514 milhões para **R$ 2.537 milhões**.

Receita Operacional Líquida por Segmento

R$ milhões



Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

Geração e Venda de Energia do Portfólio

- **Preço Médio Líquido de Venda e Volume de Vendas**

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita e operações de *trading*, foi de **R$ 215,96/MWh no 3T24. Esse valor foi 3,6% inferior** ao do 3T23, que foi de R$ 223,97/MWh. Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos nos trimestres, o preço médio líquido de venda de energia passou de R$ 228,84/MWh no 3T23 para **R$ 226,92/MWh no 3T24,** redução de 0,8%. O ressarcimento é causado pela entrega de energia eólica e solar em quantidades inferiores às firmadas nos contratos no ambiente regulado com as distribuidoras.

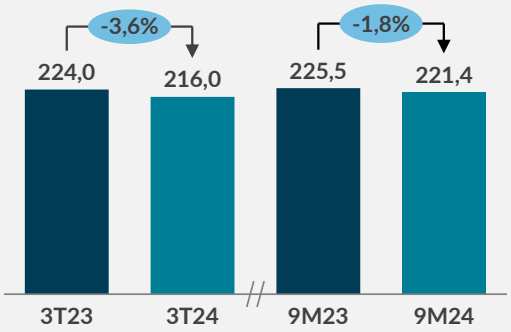
A redução do preço entre os períodos em análise foi motivada, substancialmente, (i) pela melhora no cenário hidrológico ocorrida nos últimos anos, combinada com o aumento de oferta de energias renováveis, a qual impacta no decréscimo dos preços de energia do mercado livre, composto pelos Consumidores Livres e Comercializadoras. Adicionalmente, não foram realizadas operações significativas após a piora do cenário hidrológico ocorrido desde o início de 2024, com reflexo no 3T24, dada a alta contratação do portfólio; e (ii) pelo acréscimo dos ressarcimentos anteriormente citados; parcialmente atenuada pela (iii) aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol ("Conjuntos Fotovoltaicos"), ativos com energia contratada a preços superiores à média do restante do portfólio da Companhia; e (iv) atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes.

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 8.574 GWh (3.883 MW médios) no 3T23 para **8.942 GWh (4.050 MW médios) no 3T24**, um acréscimo de 368 GWh (167 MW médios), ou 4,3%, entre os períodos comparados. O aumento na quantidade de energia vendida, foi motivado, substancialmente, pelo acréscimo do volume de venda às distribuidoras, em decorrência da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos, e pelo aumento de venda no ambiente livre, ocasionado pelo acréscimo da capacidade instalada própria entre os períodos analisados.

O aumento no volume de vendas e a redução nos preços médios de venda, ocasionaram, em conjunto, acréscimo de R$ 11 milhões, entre os trimestres, na receita operacional líquida da Companhia.

Preço Médio Líquido de Vendas[1]

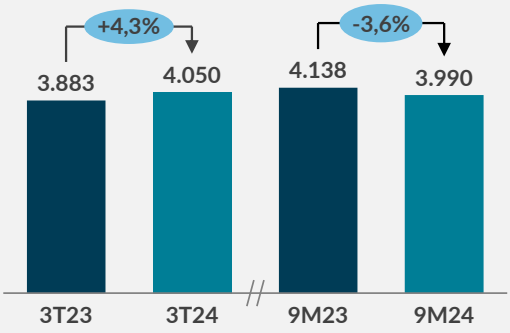
R$/MWh



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

Volume de Vendas[2]

MW médios



[2] Líquido de operações de *trading*.

- **Receita de Venda de Energia Elétrica**

  - Distribuidoras:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 974 milhões no 3T24, R$ 73 milhões (8,1%) superior aos R$ 901 milhões auferidos no 3T23. A variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) acréscimo de R$ 87 milhões em razão do aumento de 312 GWh (142 MW médios) na quantidade vendida; e atenuado pela (ii) redução de R$ 14 milhões com o decréscimo de 1,6% no preço médio líquido de vendas.

O aumento no volume de vendas entre os trimestres comparados decorre, principalmente, da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos somada à sazonalização das vendas.

A redução do preço médio líquido de vendas, entre os trimestres em análise, foi motivada, principalmente, (i) pelo acréscimo dos ressarcimentos anteriormente citados; atenuada pela (ii) aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos, ativos com energia contratada a preços superiores às demais receitas no Ambiente Regulado; e (iii) atualização monetária dos preços de venda nos períodos em comparação.

Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos anteriormente citados, o preço médio líquido de vendas das distribuidoras aumentou 3,5% entre os trimestres.

  - Consumidores Livres:

A receita de venda a consumidores livres reduziu R$ 105 milhões (12,6%) entre os trimestres em análise, passando de R$ 831 milhões no 3T23 para **R$ 726 milhões no 3T24**. A variação resulta da redução de 361 GWh (164 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 70 milhões) e pelo decréscimo de 4,5% no preço médio líquido de vendas para essa classe de clientes (R$ 35 milhões). A variação na quantidade de energia vendida é consequência, substancialmente, dos seguintes fatores: (i) do encerramento de contratos; (ii) do direcionamento de volumes para comercializadoras; e (iii) da mudança de classe de comercialização de clientes já existentes no portfólio da Companhia de Consumidores Livres para Comercializadoras, em virtude das vantagens existentes para o seu grupo econômico. Já a redução no preço médio líquido de vendas, foi motivada principalmente, pelo decréscimo dos preços de energia do mercado livre, ocasionado pela melhora no cenário hidrológico, conforme explicado anteriormente, combinada com o aumento de oferta de energias renováveis ocorrido nos últimos anos, fatores atenuados pela atualização monetária dos contratos vigentes.

  - Comercializadoras:

No 3T24, a receita de venda a comercializadoras foi de R$ 232 milhões, R$ 43 milhões (22,8%) superior à receita auferida no 3T23, que foi de R$ 189 milhões. A variação é justificada pela combinação do aumento de 417 GWh (189 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 62 milhões) atenuada pelo decréscimo de 10,3% no preço médio líquido de vendas (R$ 19 milhões).

O aumento da quantidade entre os trimestres analisados decorre, principalmente, da entrada em vigor de novos contratos firmados, pela aquisição do Conjunto Fotovoltaico Lar do Sol e da já mencionada mudança de classe de classificação de Consumidores Livres para Comercializadoras. A redução no preço médio líquido de vendas observada no 3T24 se deve, basicamente, pelo decréscimo dos preços de energia do mercado livre, tal qual ocorrido nas transações com Consumidores Livres. Esta redução foi ligeiramente atenuada pela atualização monetária dos contratos vigentes.

- **Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo**

No 3T24, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de **R$ 75 milhões**, enquanto no 3T23 foi de R$ 86 milhões, o que representa um **decréscimo de R$ 11 milhões (12,8%)** entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

- **Remuneração dos Ativos Financeiros de Concessões**

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

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R$ 105 milhões, no 3T23, para **R$ 109 milhões no 3T24, acréscimo de R$ 4 milhões (3,8%)**. A variação foi motivada, substancialmente, pela elevação do saldo médio do ativo e pelo aumento do IPCA entre os períodos em comparação.


Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (MT)

Custos Operacionais

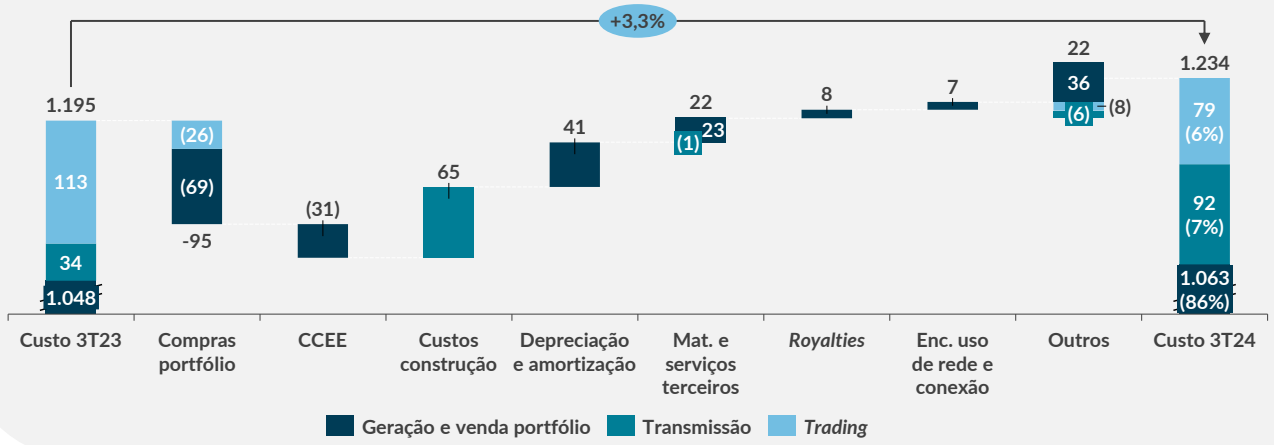
Custos por segmento – 3T24 x 3T23 (em R$ milhões)

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
3T24				
Compras de energia	315	-	83	398
Depreciação e amortização	260	3	-	263
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	176	-	-	176
Materiais e serviços de terceiros	109	12	-	121
Custos de construção	-	71	-	71
Pessoal	62	3	-	65
Royalties	58	-	-	58
Seguros	30	1	-	31
Transações no mercado de curto prazo	16	-	-	16
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(4)	(4)
Outros custos operacionais, líquidos	37	2	-	39
Custos operacionais	**1.063**	**92**	**79**	**1.234**
3T23				
Compras de energia	384	-	109	493
Depreciação e amortização	219	3	-	222
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	169	-	-	169
Materiais e serviços de terceiros	86	13	-	99
Custos de construção	-	6	-	6
Pessoal	54	3	-	57
Royalties	50	-	-	50
Seguros	23	-	-	23
Transações no mercado de curto prazo	47	-	-	47
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	4	4
Outros custos operacionais, líquidos	16	9	-	25
Custos operacionais	**1.048**	**34**	**113**	**1.195**
Variação				
Compras de energia	(69)	-	(26)	(95)
Depreciação e amortização	41	-	-	41
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	7	-	-	7
Materiais e serviços de terceiros	23	(1)	-	22
Custos de construção	-	65	-	65
Pessoal	8	-	-	8
Royalties	8	-	-	8
Seguros	7	1	-	8
Transações no mercado de curto prazo	(31)	-	-	(31)
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(8)	(8)
Outros custos operacionais, líquidos	21	(7)	-	14
Custos operacionais	**15**	**58**	**(34)**	**39**

Os custos operacionais aumentaram em R$ 39 milhões (3,3%) entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.195 milhões no 3T23 para **R$ 1.234 milhões no 3T24**. Esta variação foi reflexo da combinação dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R$ 58 milhões (170,6%) nos custos do segmento de transmissão, principalmente pelo aumento dos custos de construção dos Sistemas de Transmissão Gavião Real e Asa Branca; (ii) aumento de R$ 15 milhões (1,4%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; e (iii) queda de R$ 34 milhões (30,1%) nos custos de operações de *trading* de energia.

Evolução dos Custos Operacionais

R$ milhões



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

Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

Geração e Venda de Energia do Portfólio

- **Compras de energia:** entre o 3T23 e o 3T24 houve redução de R$ 69 milhões (18,0%) nas compras de energia, substancialmente motivada pela combinação das reduções de 11,2% no preço médio líquido de compras de energia (R$ 39 milhões) e 169 GWh (77 MW médios) na quantidade de energia comprada (R$ 30 milhões). Os decréscimos 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 reflete a melhoria no cenário hidrológico nos momentos de contratação, conforme anteriormente mencionado, combinado com o aumento de oferta de energias renováveis ocorrido nos últimos anos, fatores que pressionaram negativamente os preços de energia do mercado livre.

- **Depreciação e amortização:** aumento de R$ 41 milhões (18,7%) entre os trimestres em análise. A variação decorre, principalmente, da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos e pela entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Santo Agostinho a partir de março de 2023.

- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram inferiores em R$ 31 milhões (66,0%) entre os trimestres em análise. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".

- **Materiais e serviços de terceiros:** incremento de R$ 23 milhões (26,7%) no 3T24 quando comparado ao 3T23, em decorrência, principalmente, dos seguintes fatores: (i) reparos e manutenções nos parques eólicos da Companhia; (ii) aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos; e (iii) entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Santo Agostinho.

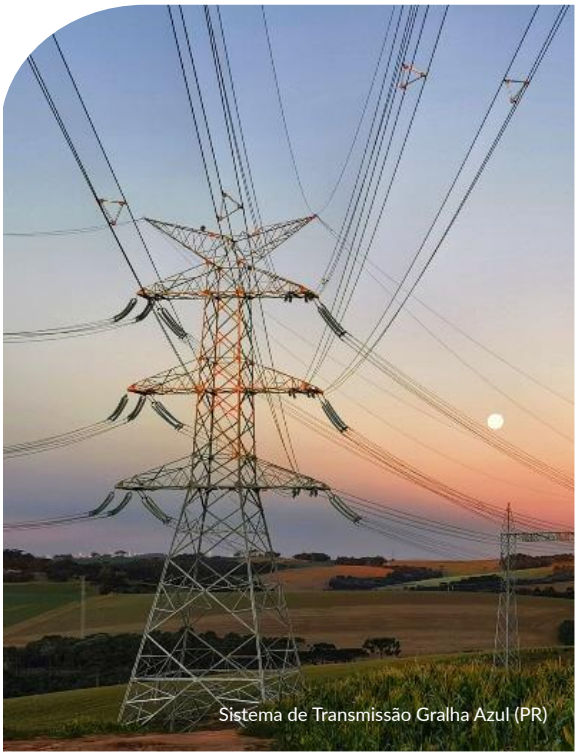
- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** elevação de R$ 8 milhões (16,0%) entre os trimestres comparados em decorrência, basicamente, da maior geração das usinas hidrelétricas durante o 3T24 quando comparado com o 3T23 e pelo reajuste anual.

- **Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** acréscimo de R$ 7 milhões (4,1%) entre os trimestres analisados, resultante, substancialmente, (i) da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos; (ii) pela entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Santo Agostinho; e (iii) do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição.

- **Outros custos operacionais, líquidos:** o aumento de R$ 21 milhões decorre principalmente do reconhecimento no 3T24 de perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa.

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

Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia


Sistema de Transmissão Gralha Azul (PR)

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação de infraestrutura relacionada à concessão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real e Asa Branca, 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. Adicionalmente, em 8 de julho de 2024, a Companhia finalizou a implantação do projeto Gavião Real Transmissora de Energia com a energização completa de sua subestação, conforme consta nos Termos de Liberação (TLD) emitidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) em 12 de julho de 2024.

O resultado bruto do segmento de transmissão de energia atingiu R$ 199 milhões no 3T24, redução de R$ 6 milhões (2,9%), em relação ao mesmo trimestre de 2023, cujo valor foi de R$ 205 milhões. As variações decorrem, substancialmente, (i) do decréscimo de R$ 9 milhões (4,2%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pela redução do saldo nominal devido à realização via RAP, atenuado pelo aumento dos índices inflacionários nos trimestres comparados; (ii) do efeito negativo de R$ 5 milhões (100,0%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção, decorrentes do registro de perdas por ineficiência no 3T24; atenuadas pela (iii) redução de R$ 7 milhões (77,8%) nos demais custos entre os trimestres.

Adicionalmente, no 3T24, houve o reconhecimento no grupo de outras despesas operacionais do montante de R$ 25 milhões com efeito positivo no resultado em contrapartida do ativo de contrato. Este resultado 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 o novo fluxo financeiro.

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida no 3T24 foi de R$ 189 milhões, (R$ 194 milhões no 3T23), sendo R$ 168 milhões (R$ 174 milhões no 3T23) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R$ 21 milhões (R$ 20 milhões no 3T23) relativos à receita de serviços prestados de O&M. Ressaltamos que a redução da RAP entre os trimestres decorre, principalmente, da redução na RAP ocasionada pela Revisão Tarifária Periódica (RTP) de 2023.

Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão:

(em R$ milhões)	3T24	3T23	Var. (R$)
RAP, líquida de PIS e Cofins	189	194	(5)
Custos operacionais	(18)	(25)	7
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(7)	(4)	(3)
Ebitda regulatório de transmissão	**164**	**165**	**(1)**

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 lucro bruto entre os trimestres em análise reduziu R$ 2 milhões, passando de R$ 1 milhão de lucro no 3T23 para R$ 1 milhão de prejuízo no 3T24, motivado pelos seguintes eventos: (i) redução de R$ 10 milhões no resultado das transações de compra e venda de energia; e (ii) variação com impacto positivo de R$ 8 milhões oriundo da marcação a mercado das transações de fornecimento futuro, na comparação entre os períodos — diferença entre os preços contratados e os de mercado.

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 – (em R$ milhões)

	Geração	*Trading*	Consolidado
3T24			
Receita operacional líquida	75	1	76
Custos operacionais	(16)	-	(16)
Resultado líquido	**59**	**1**	**60**
3T23			
Receita operacional líquida	86	-	86
Custos operacionais	(47)	-	(47)
Resultado líquido	**39**	**-**	**39**
Variação			
Receita operacional líquida	(11)	1	(10)
Custos operacionais	31	-	31
Resultado líquido	**20**	**1**	**21**

No 3T24 e no 3T23, **os resultados líquidos** (diferença entre receitas e custos — deduzidos dos tributos) decorrentes de transações de curto prazo — em especial as realizadas no âmbito da CCEE — **foram positivos em R$ 60 milhões** e R$ 39 milhões, respectivamente. O montante representa **aumento de R$ 21 milhões entre os períodos comparados**, sendo acréscimo de R$ 20 milhões no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e aumento de R$ 1 milhão no resultado das transações de *trading* de energia.

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, da combinação dos efeitos positivos: (i) apesar da redução da geração hidrelétrica das usinas participantes do MRE, a Companhia apresentou aumento de geração hidrelétrica das usinas de seu portfólio entre os períodos, ocasionando uma participação maior no MRE e consequente efeito positivo, por meio de incremento de recebimento de receita de TEO (Tarifas de Energia de Otimização); e (ii) impacto positivo no resultado da energia livre, principalmente, pelo aumento do PLD nos trimestres em questão. Os efeitos positivos foram atenuados pelo impacto negativo em virtude da redução do Fator de Ajuste do MRE (GSF), tendo em vista a alocação de garantia física e a geração das usinas participantes.

Em dezembro de 2023, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2024 em R$ 716,80/MWh e R$ 61,07/MWh, respectivamente. A tabela a seguir apresenta os valores médios do PLD para os submercados nos quais a Companhia atua, por MWh.

PLD médio em R$/MWh	3T24	3T23	Var. (%)
Sul	171,21	72,82	135,1%
Sudeste/Centro-Oeste	171,15	72,82	135,0%
Nordeste	143,80	72,82	97,5%

Despesas com vendas, gerais e administrativas

A Companhia apresentou acréscimo nas despesas com vendas, gerais e administrativas, no montante de R$ 28 milhões (27,5%) entre o 3T24 e o 3T23. As variações nos trimestres analisados, decorrem, principalmente, do acréscimo no segmento de geração, no montante de R$ 25 milhões, o qual foi impactado, substancialmente: (i) pelos custos de aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos, com a contratação de serviços de assessoria; (ii) pelo aumento nas despesas com pessoal, em decorrência do reajuste anual da remuneração e benefícios dos colaboradores e das contratações entre os trimestres; e (iii) pelo aumento dos serviços gerais de informática.

Alienação de participação societária em controlada em conjunto

Durante o 3T24, a Companhia reconheceu o montante de R$ 1 milhão referente aos custos de alienação de participação societária em controlada em conjunto - TAG.

Provisão para Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*)

Durante o 3T23, a Companhia reconheceu uma provisão adicional no montante de R$ 61 milhões, referente ao sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu em decorrência de vento forte na região do município de Paracatu (MG), no dia 02 de abril de 2023.

Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

Em 30 de setembro de 2024, a Companhia detinha 17,5% de participação societária direta na TAG, já em 30 de setembro de 2023 a Companhia detinha 32,5% das ações.

O resultado de equivalência patrimonial da TAG dos trimestres em análise é composto pelos seguintes itens:

	3T24		3T23	
Demonstração dos resultados (em R$ milhões)	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Receita operacional líquida	2.209	387	2.372	771
Custos dos serviços prestados	(425)	(74)	(637)	(207)
Lucro bruto	**1.784**	**313**	**1.735**	**564**
Despesas gerais e administrativas	(46)	(8)	(6)	(2)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.738**	**305**	**1.729**	**562**
Resultado financeiro	(475)	(83)	(219)	(71)
Lucro antes dos impostos	**1.263**	**222**	**1.510**	**491**
Imposto de renda e contribuição social	(225)	(40)	(525)	(171)
Lucro líquido da TAG	**1.038**	**182**	**985**	**320**

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 lucro líquido com o Ebitda da TAG, apresentamos a tabela abaixo:

	3T24		3T23	
Ebitda (em R$ milhões)	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.738**	**305**	**1.729**	**562**
Depreciação e amortização	167	29	170	55
Amortização da mais valia	(10)	(2)	148	48
Ebitda[1]	**1.895**	**332**	**2.047**	**665**
Margem Ebitda	**85,8%**		**86,3%**	

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

Entre o 3T23 e o 3T24, o resultado de equivalência patrimonial reduziu R$ 138 milhões (43,1%), passando de R$ 320 milhões para R$ 182 milhões, respectivamente.

A variação foi consequência, substancialmente, do (i) decréscimo de R$ 333 milhões no Ebitda, principalmente pela combinação dos seguintes efeitos: (i.i) redução do percentual de participação da Companhia na TAG; (i.ii) impacto negativo de provisões regulatórias, previamente acordadas com a Agência Nacional do Petróleo (ANP), as quais serão devolvidas ao mercado ao longo dos próximos anos; (i.iii) redução de penalidades cobradas dos clientes, em decorrência de utilização indevida da malha de transportes; e (i.iv) impacto da variação negativa do IGPM e US PPI (*United States Producer Price Index*), quando da atualização das tarifas de transporte; e (ii) aumento da despesa financeira líquida, de R$ 12 milhões, oriundo, substancialmente, (ii.i) de ganhos na renegociação das dívidas ocorridos no 3T23; (ii.ii) da emissão de debêntures ocorrida em junho de 2024; (ii.iii) da valorização do dólar, da alta da SOFR (*Secured Overnight Financing Rate*) e do aumento do saldo

da dívida em dólar; estes fatores foram atenuados pela redução de participação societária e do saldo principal das debêntures originárias da TAG.

Estes efeitos negativos foram parcialmente atenuados pelos seguintes efeitos positivos: (i) decréscimo de R$ 131 milhões, nas despesas de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL), em razão, basicamente, da redução de participação societária e da redução da alíquota efetiva no 3T24, oriunda dos benefícios fiscais para empreendimentos construídos em regiões incentivadas pela SUDAM (Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia) e SUDENE (Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste); e (ii) reduções de R$ 26 milhões e R$ 50 milhões, respectivamente, na depreciação e na amortização da mais valia decorrentes da redução de participação societária e da revisão da vida útil da mais valia.

Adicionalmente, a receita operacional líquida e os custos dos serviços prestados, foram impactados, ambos no montante de R$ 2 milhões no 3T24 (R$ 17 milhões no 3T23), decorrentes do repasse de custos aos clientes, referentes aos encargos que não devem gerar margem ao transportador, tais como encargos de congestionamento, balanceamento e gás para o uso no sistema. Cabe destacar, que os repasses são previstos em resoluções da ANP.

Balanço Patrimonial

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG em 30 de setembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023 eram estes:

Balanço Patrimonial	30/09/2024	31/12/2023
ATIVO		
Ativo circulante	**4.399**	**3.439**
Caixa e equivalentes de caixa	2.419	1.423
Contas a receber de clientes	1.605	1.541
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	27	50
Outros ativos circulantes	348	425
Ativo não circulante	**29.827**	**29.573**
Depósitos vinculados	1.210	633
Outros ativos não circulantes	146	119
Imobilizado	25.724	26.074
Intangível	2.747	2.747
Total	**34.226**	**33.012**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**4.182**	**4.693**
Instrumentos de dívida	3.521	3.107
Outros passivos circulantes	661	1.586
Passivo não circulante	**23.183**	**20.505**
Instrumentos de dívida	16.641	13.969
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	418	376
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.490	5.626
Outros passivos não circulantes	634	534
Patrimônio líquido	**6.861**	**7.814**
Total	**34.226**	**33.012**


Usina Hidrelétrica Passo Fundo (RS)

Ebitda e Margem Ebitda

Ebitda por segmento – 3T24 x 3T23 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
3T24					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	986	217	(2)	181	1.382
Depreciação e amortização	269	3	-	-	272
Ebitda[1]	**1.255**	**220**	**(2)**	**181**	**1.654**
Custos de aquisição de subsidiárias	10	-	-	-	10
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1	1
Ebitda ajustado	**1.265**	**220**	**(2)**	**182**	**1.665**
Margem Ebitda ajustada	**58,3%**	**75,6%**	**(2,6%)**	**-**	**65,6%**
3T23					
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	954	201	-	320	1.475
Depreciação e amortização	229	3	-	-	232
Ebitda[1]	**1.183**	**204**	**-**	**320**	**1.707**
Impairment	61	-	-	-	61
Ebitda ajustado	**1.244**	**204**	**-**	**320**	**1.768**
Margem Ebitda ajustada	**57,6%**	**85,4%**	**-**	**-**	**70,3%**
Variação					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	32	16	(2)	(139)	(93)
Depreciação e amortização	40	-	-	-	40
Ebitda	**72**	**16**	**(2)**	**(139)**	**(53)**
Custos de aquisição de subsidiárias	10	-	-	-	10
Impairment	(61)	-	-	-	(61)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1	1
Ebitda ajustado	**21**	**16**	**(2)**	**(138)**	**(103)**
Margem Ebitda ajustada	**(0,7 p.p.)**	**(9,8 p.p.)**	**(2,6 p.p.)**	**-**	**(4,7 p.p.)**

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

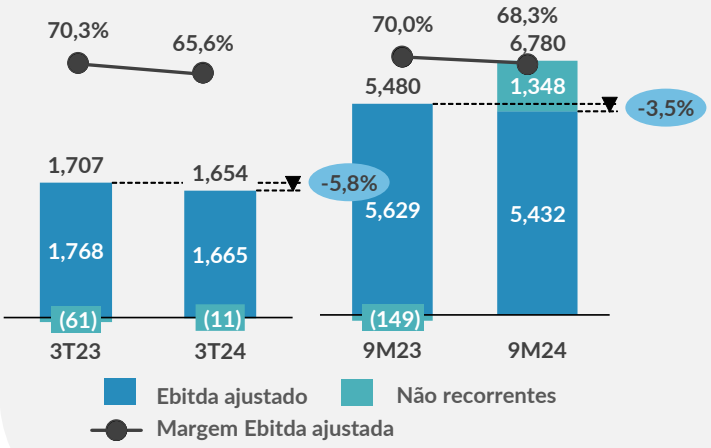
Entre o 3T24 e o 3T23, o **Ebitda reduziu** R$ 53 milhões (3,1%), passando de R$ 1.707 milhões no 3T23 **para R$ 1.654 milhões no 3T24**, considerando os custos na aquisição de subsidiárias, as alienações de participação societária em controlada em conjunto e o *impairment*. **Já o Ebitda ajustado teve redução** R$ 103 milhões (5,8%), passando de R$ 1.768 milhões no 3T23 para **R$ 1.665 milhões no 3T24.**

A principal variação no Ebitda ajustado ocorreu no **segmento de transporte de gás**, que foi impactado **negativamente** em R$ 138 milhões decorrentes, principalmente, da redução de participação societária, o que influenciou para um menor resultado de equivalência patrimonial de controlada em conjunto – TAG.

Adicionalmente, no 3T24, o Ebitda ajustado foi impactado **positivamente** pelo **segmento de geração e venda de energia elétrica**, cujos efeitos foram: (i) queda de R$ 69 milhões nas compras de energia; (ii) R$ 20 milhões de impacto positivo nas transações realizadas no mercado de curto prazo; e (iii) contribuição de R$ 11 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda. Esses efeitos foram atenuados pelas seguintes variações com **efeitos negativos**: (iv) aumento R$ 23 milhões de custos com materiais e serviços de terceiros; (v) acréscimo de R$ 21 milhões nos outros custos operacionais líquidos, oriundo, substancialmente, do reconhecimento de perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa; (vi) R$ 15 milhões de aumento nas despesas com vendas, gerais e administrativas, desconsiderando os custos de aquisição de subsidiárias; (vii) R$ 8 milhões referentes a elevação de pagamento de *royalties*; (viii) R$ 7 milhões de acréscimo nos encargos de uso da rede elétrica e conexão; e (ix) efeito negativo de R$ 5 milhões relativos às demais receitas, custos operacionais e despesas administrativas.

Ebitda[1] e Margem Ebitda Ajustados

R$ milhões



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

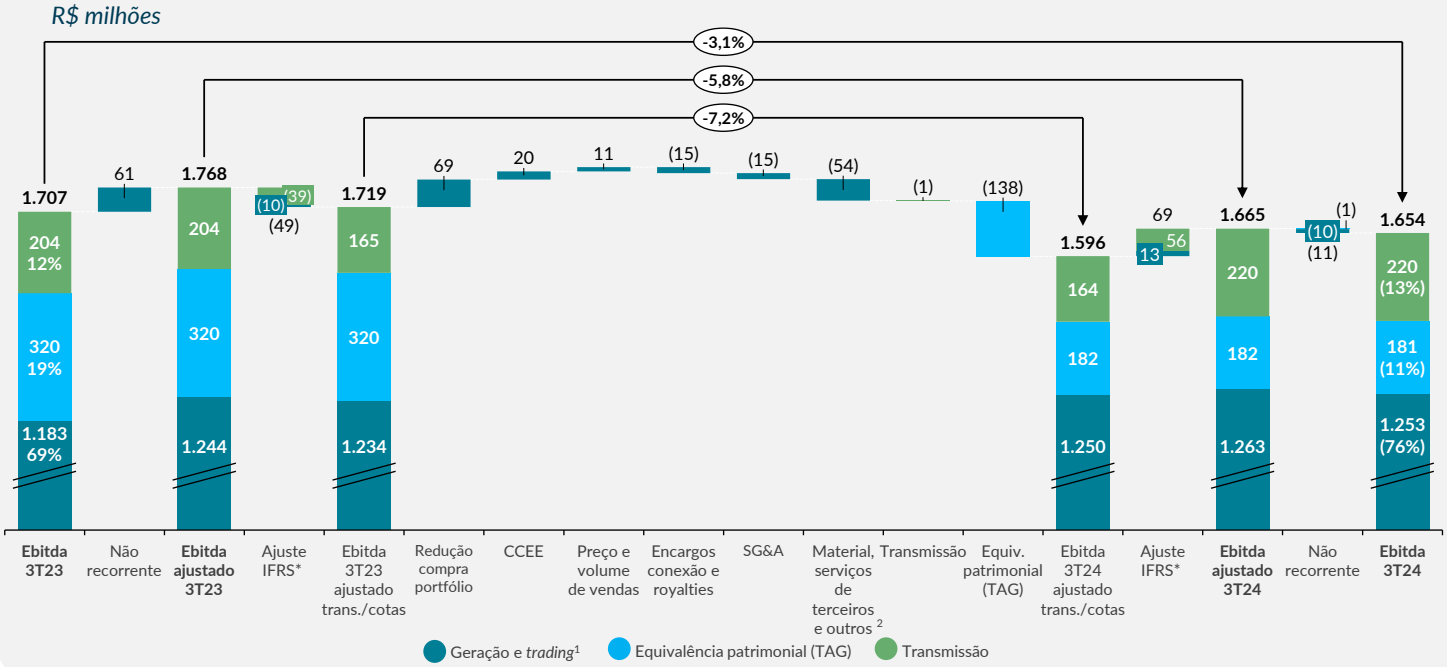
Já o **segmento de transmissão**, os principais **efeitos positivos**, foram: (i) reconhecimento de R$ 25 milhões com efeito positivo decorrente da revisão do ativo de contrato; (ii) elevação de R$ 8 milhões na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos), em decorrência, principalmente, da redução dos custos operacionais. Esses efeitos foram impactados **negativamente** pelas seguintes variações: (iii) R$ 9 milhões de redução na receita de remuneração dos ativos de contrato; (iv) R$ 5 milhões de decréscimo do resultado de construção; e (v) impacto negativo de R$ 3 milhões de despesas com vendas, gerais, administrativas e outras despesas operacionais, líquidas.

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

(em R$ milhões)	3T24	3T23	Var. (%)	9M24	9M23	Var. (%)
Lucro líquido recorrente	658	867	(24,1)	3.213	2.482	29,5
(+) Imposto de renda e contribuição social	237	282	(16,0)	1.255	770	63,0
(+) Resultado financeiro	487	326	49,4	1.529	1.538	(0,6)
(+) Depreciação e amortização	272	232	17,2	783	690	13,5
Ebitda	**1.654**	**1.707**	**(3,1)**	**6.780**	**5.480**	**23,7**
Efeitos não recorrentes						
(+) Custos de aquisição de subsidiárias	10	-	100,0	10	-	100,0
(+) Alienação de participação societária em controlada em conjunto	1	-	100,0	(1.336)	-	(100,0)
(+) Provisão (reversão) de *Impairment*, líquida	-	61	(100,0)	(31)	(1.140)	(97,3)
(+) Alienação de subsidiária	-	-	100,0	9	1.289	(99,3)
Ebitda ajustado	**1.665**	**1.768**	**(5,8)**	**5.432**	**5.629**	**(3,5)**
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(220)	(204)	7,8	(699)	(542)	29,0
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	164	165	(0,6)	491	442	11,1
Ebitda societário cotistas (IFRS)	(182)	(171)	6,4	(577)	(564)	2,3
Ebitda regulatório cotistas	169	161	5,0	494	474	4,2
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotas	**1.596**	**1.719**	**(7,2)**	**5.141**	**5.439**	**(5,5)**

Evolução do Ebitda

R$ milhões



* IFRS: *International Financial Reporting Standards* (Normas Internacionais de Contabilidade).
[1] Contempla o resultado dos segmentos de geração e *trading*.
[2] Outros: excluindo o efeito societário de cotistas.

Resultado Financeiro

(em R$ milhões)	3T24	3T23	Var. (R$)	9M24	9M23	Var. (R$)
Renda de aplicações financeiras	117	115	2	427	301	126
Outras receitas financeiras	16	9	7	62	52	10
Total receitas financeiras	**133**	**124**	**9**	**489**	**353**	**136**
Dívida:						
Juros	(260)	(217)	(43)	(1.276)	(812)	(464)
Atualização monetária	(137)	(66)	(71)	(562)	(536)	(26)
Outras despesas financeiras, líquidas	(48)	(29)	(19)	356	(117)	473
Total despesas financeiras	**(445)**	**(312)**	**(133)**	**(1.482)**	**(1.465)**	**(17)**
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):						
Atualização monetária	(51)	(14)	(37)	(166)	(60)	(106)
Atualização a valor presente	(124)	(124)	-	(370)	(366)	(4)
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**(175)**	**(138)**	**(37)**	**(536)**	**(426)**	**(110)**
Resultado financeiro	**(487)**	**(326)**	**(161)**	**(1.529)**	**(1.538)**	**9**

Receitas financeiras: no 3T24, as receitas financeiras atingiram R$ 133 milhões, R$ 9 milhões ou 7,3% acima dos R$ 124 milhões auferidos no 3T23, substancialmente, pelo aumento de R$ 7 milhões nos juros e variações monetárias sobre créditos e contas a receber.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 3T24 foram de R$ 445 milhões, isto é, R$ 133 milhões ou 42,6% acima das registradas no 3T23, que foram de R$ 312 milhões. As principais variações observadas foram decorrentes do aumento de R$ 114 milhões no resultado financeiro da dívida, devido aos acréscimos de (i) R$ 71 milhões relativos à atualização monetária, em virtude do aumento dos índices inflacionários e do aumento do saldo da dívida entre os períodos analisados, em decorrência, principalmente, das 11ª e 12ª emissões de debêntures da Companhia, ocorridas em dezembro de 2023 e julho de 2024, respectivamente; e (ii) R$ 43 milhões de juros sobre a dívida, em virtude das emissões anteriormente citadas, atenuado pela redução do CDI e da TJLP entre os períodos.

Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público): as despesas de concessões a pagar aumentaram em R$ 37 milhões (26,8%), atingindo R$ 175 milhões no 3T24 em contrapartida aos R$ 138 milhões no 3T23, em razão do acréscimo de R$ 37 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, do aumento do IGPM e do IPCA entre os trimestres.

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

O valor apurado de **IR e CSLL no 3T24 foi R$ 237 milhões**, representando um decréscimo de R$ 45 milhões (16,0%) quando comparado ao mesmo trimestre de 2023, o qual foi R$ 282 milhões. As variações foram motivadas, principalmente, pela redução do lucro antes do IR e CSLL entre os períodos observados. Desconsiderando os efeitos não recorrentes, as despesas com IR e CSLL, reduziram R$ 42 milhões, o que representa 14,9% de imposto de redução, entre os trimestres analisados.

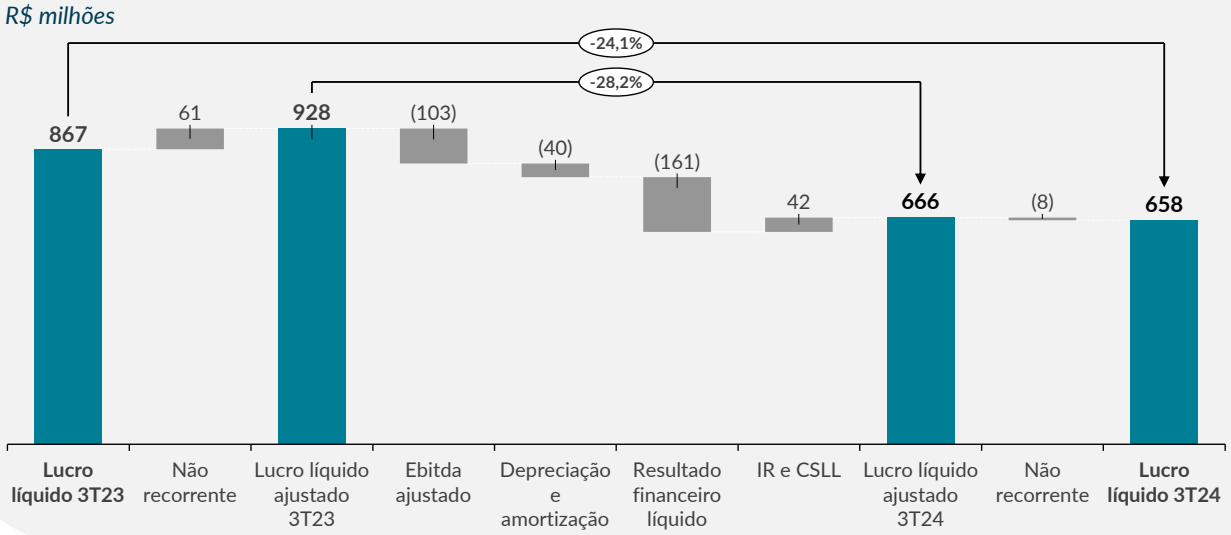
Lucro Líquido

O lucro líquido do 3T24 foi de R$ 658 milhões, R$ 209 milhões ou 24,1% menor do que os R$ 867 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse decréscimo é consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) efeito negativo de R$ 161 milhões do resultado financeiro líquido; (ii) redução de R$ 103 milhões no Ebitda ajustado; (iii) impacto líquido positivo no 3T24 dos efeitos não recorrentes no montante de R$ 53 milhões; (iv) redução de R$ 42 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes; e (v) aumento de R$ 40 milhões da depreciação e amortização. **Excluindo-se os efeitos não recorrentes, de custo de aquisição de subsidiárias, alienação de participação societária em controlada em conjunto e *impairment*, o lucro líquido reduziu em R$ 262 milhões (28,2%) entre os trimestres em comparação**.


Conjunto Fotovoltaico Nova Aurora e Eólica Tubarão (SC)

Evolução do Lucro Líquido

R$ milhões



Endividamento

Em 30 de setembro de 2024, a **dívida bruta total consolidada**, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R$ 23.528 milhões — aumento de 7,2%** (R$ 1.587 milhões) comparativamente à posição de 30 de junho de 2024. O **prazo médio de vencimento da dívida** no fim do 3T24 era de **7,4 anos.**

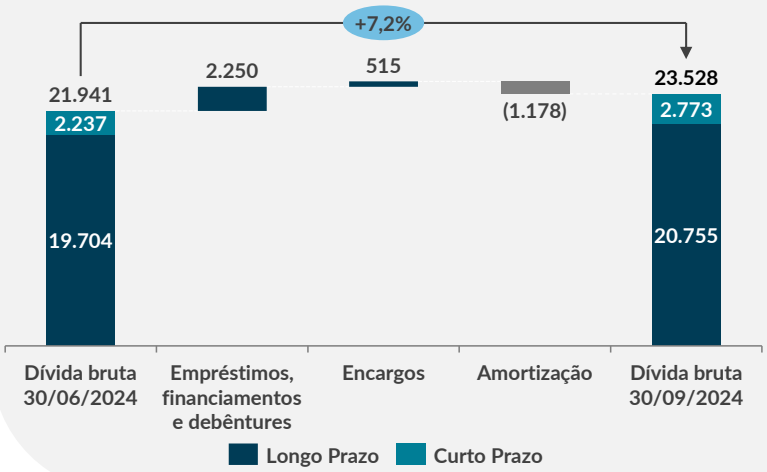
A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no 3T24: (i) R$ 1.460 milhões da 12ª emissão de debêntures da Companhia; (ii) R$ 790 milhões de saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e Banco do Nordeste do Brasil (BNB), para a construção de novos projetos; (ii) geração de R$ 515 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iii) R$ 1.178 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.

O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 3T24 **foi 10,3%** — equivalente a IPCA + 5,6% — **0,4 p.p. abaixo do registrado no fim do 3T23** (10,7% — equivalente a IPCA + 5,2%).

Em 30 de setembro de 2024, 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$ 19.095 milhões, aumento de 10,1%** em relação ao registrado ao fim do 2T24.

Evolução da Dívida Bruta

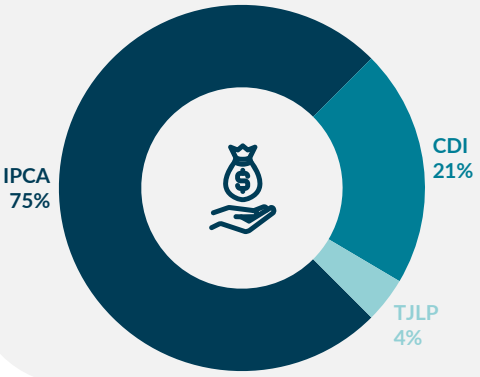
R$ milhões



Dívida Líquida

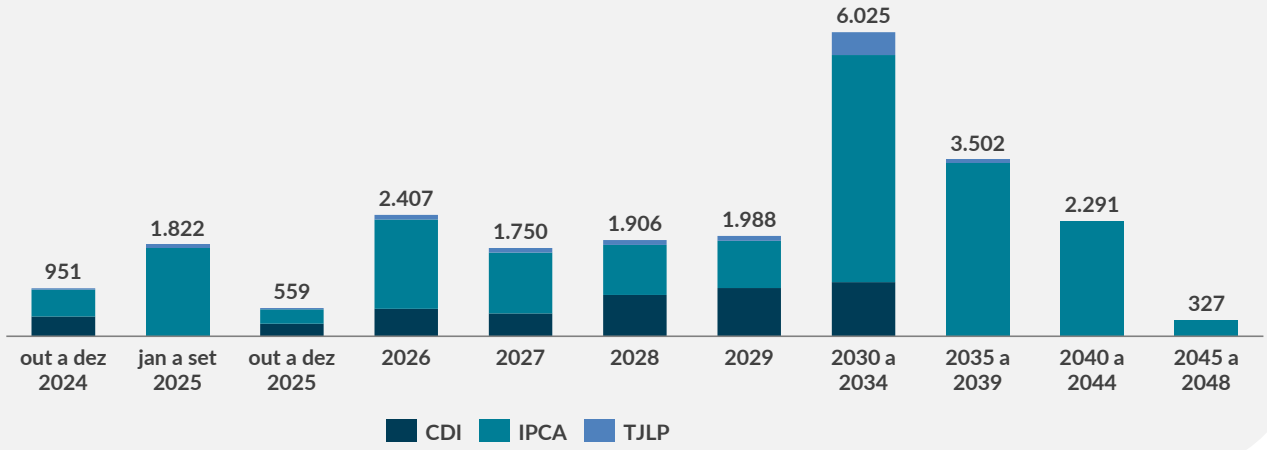
(em R$ milhões)	30/09/2024	30/06/2024	Var. %
Dívida bruta	23.445	21.857	7,3
Resultado de operações de *hedge*	83	84	(1,6)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(384)	(386)	(0,5)
Caixa e equivalentes de caixa	(4.049)	(4.211)	(3,8)
Dívida líquida total	**19.095**	**17.344**	**10,1**
Dívida líquida/Ebitda últimos 12 meses	**2,7X**	**2,4X**	

Composição da Dívida



Cronograma de Vencimento da Dívida

R$ milhões

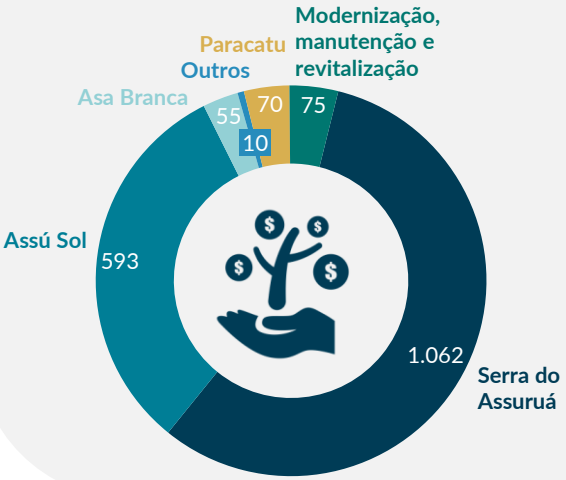


Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 3T24 foram de R$ 1.865 milhões, dos quais: (i) R$ 1.790 milhões destinados à construção dos novos projetos, sendo: (i.i) R$ 1.062 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (i.ii) R$ 593 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (i.iii) R$ 55 milhões concentrados na Asa Branca Transmissora de Energia; (i.iv) R$ 8 milhões na conclusão das demais linhas de transmissão; (i.v) R$ 2 milhões na conclusão do Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I; e (i.vi) R$ 70 milhões na recuperação do Conjunto Fotovoltaico Paracatu; (ii) R$ 47 milhões designados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iii) R$ 28 milhões para projetos de modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Osório, Jaguara e Miranda.

Investimentos

R$ milhões





Usina Hidrelétrica Salto Osório (PR)

Compromisso com o Desenvolvimento Sustentável

Gestão Sustentável

A ENGIE possui a ambição de liderar o processo de transição carbono neutro em todo o mundo, apoiando nossos clientes em suas trajetórias de redução de emissões e associando às ofertas diferenciais socioambientais, induzindo o desenvolvimento sustentável com impactos positivos locais e globais. Por meio de nossos Objetivos Estratégicos ESG de médio prazo, procuramos endereçar o trinômio "Pessoas, Planeta e Performance".

Todas as usinas sob responsabilidade da Companhia seguem a Política ENGIE Brasil Energia de Gestão Sustentável, que abrange as dimensões Governança, Qualidade, Meio Ambiente, Mudanças Climáticas, Saúde e Segurança no Trabalho, Responsabilidade Social e Engajamento de Partes Interessadas. Em 30 de setembro de 2024, das 109 usinas instaladas em 12 estados das cinco regiões do país, 11 são certificadas de acordo com as normas de gestão NBR ISO 9001 (da Qualidade), NBR ISO 14001 (do Meio Ambiente) e NBR ISO 45001 (da Saúde e Segurança no Trabalho), com potência somada que corresponde a 73,8% da capacidade total operada pela Companhia.

Além da já mencionada Política de Gestão Sustentável, outros compromissos com o desenvolvimento sustentável estão disponíveis em seu *website*, abordando temas como Direitos Humanos e Ética. Os Relatórios de Sustentabilidade são publicados anualmente de acordo com as recomendações da *Global Reporting Initiative* (GRI), *Sustainability Accounting Standard Board* (SASB) e o *framework* do *International Integrated Reporting Council* (IIRC).

Com vistas a ampliação do engajamento com o desenvolvimento sustentável, a Companhia é signatária do Pacto Global da ONU, do Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS) e do movimento Coalizão Brasil Clima, Florestas e Agricultura (Coalizão Brasil). Internacionalmente, fazemos parte do *Action Declaration on Climate Policy Engagement*, que visa apoiar a ação climática alinhada ao Acordo de Paris.

Jornada pelo Clima

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

Alinhados a esses compromissos, a ENGIE Brasil Energia estabeleceu um programa específico para contribuição com esses objetivos. Intitulado "Jornada pelo Clima", é baseado em metas científicas que visa a descarbonização de todas as atividades da Companhia, o que também envolve a cadeia de valor. Baseado em 3 pilares - Gestão, Mitigação e Adaptação -, dele derivam as **metas e compromissos da Companhia no Brasil**, com destaque para:

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

Comitê de Sustentabilidade

Criado em 2007, o Comitê de Sustentabilidade é um órgão subordinado ao Conselho de Administração, coordenado pela Diretora de Pessoas, Processos e Sustentabilidade, e composto por 14 membros de diferentes áreas, especialmente as que se relacionam mais proximamente com *stakeholders*, como acionistas, clientes, fornecedores, empregados, mídia e comunidades, e conta também com um representante do Conselho. Entre outros, o Comitê tem como objetivos:

- Contribuir para manter o equilíbrio dos interesses dos diferentes públicos em relação à Companhia;
- Desenvolver programas de sensibilização e conscientização para conceitos e práticas de sustentabilidade para públicos internos e externos;
- Propor alterações e melhorias sobre a Política de Gestão Sustentável e demais políticas e diretrizes da ENGIE Brasil Energia diretamente relacionadas à sustentabilidade;
- Propor à Diretoria Executiva objetivos, metas e ações de sustentabilidade empresarial, em alinhamento com os compromissos da Companhia com o desenvolvimento sustentável, e monitorar o seu cumprimento pelas áreas executivas;
- Articular junto às unidades organizacionais para atingir as metas do Comitê de Sustentabilidade; e
- Assessorar o Conselho de Administração e subsidiar sua tomada de decisão nos assuntos relacionados à sustentabilidade.

Destaques do Trimestre

- Criada com o objetivo de promover a conscientização no combate à violência doméstica contra a mulher, a campanha **Agosto Lilás**, conduzida anualmente pela Companhia, teve um alcance ainda maior em 2024. Com ações em três diferentes estados e sete municípios, os eventos foram organizados em parceria com o Instituto Maria da Penha e outros 23 parceiros via programa "Parcerias do Bem" – iniciativa que busca unir esforços de parceiros da ENGIE em ações sociais. **Cerca de 2 mil pessoas foram mobilizadas**, entre colaboradores da ENGIE, empresas parceiras e comunidades em eventos sobre o tema.
- O processo de atualização do **PACUERA (Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno de Reservatórios Artificiais) das Usinas Hidrelétricas Salto Osório e Salto Santiago** está em consulta pública. O novo plano, cuja revisão se iniciou em 2022 em consonância com os municípios lindeiros e órgão ambiental do estado do Paraná, tem a finalidade de orientar a gestão do uso do reservatório e seu entorno, disciplinando sua conservação, recuperação e usos múltiplos, respeitados os parâmetros estabelecidos nas normas aplicáveis. Os detalhes de cada encontro – serão quatro, entre 4 e 7 de novembro – estão disponíveis no **website: www.pacueras.com.br.**
- Com o objetivo de promover **estudos sobre impactos das mudanças do clima e do uso da terra no Setor Elétrico Brasileiro**, a ENGIE Brasil Energia investiu R$ 4 milhões ao longo dos últimos dois anos no financiamento de **oito projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I)**, executados no âmbito do Programa de PD&I da Aneel. Os resultados, que incluem o aprimoramento de previsões climáticas de longo prazo, foram apresentados oficialmente em evento na sede da Companhia. A chamada pública visou identificar oscilações climáticas no passado e presente na América do Sul, determinar a evolução do clima regional, quantificar fontes de umidade para macro bacias hidrográficas brasileiras e aplicar essas informações no planejamento do setor energético. Além disso, buscou implementar ferramentas operacionais para atualizar projeções climáticas até 2060.
- A **quarta edição do Edital de Educação** selecionou 36 iniciativas, contemplando escolas de 29 cidades de 12 estados brasileiros. O edital deste ano, que recebeu o recorde de 272 inscrições, priorizou projetos de saúde mental e de fomento mental às disciplinas instrumentais português e matemática. **Cada projeto selecionado receberá R$ 10 mil**. O objetivo do Edital de Educação é incentivar e financiar projetos que beneficiem crianças e adolescentes do ensino médio e fundamental das redes pública e privada.
- Foi realizado no dia 15 de agosto, em Natal (RN), o **"Workshop Sobre os Programas Ambientais do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol" para o Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (Idema/RN),** no âmbito da implantação do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. O evento representou uma importante iniciativa de integração entre as equipes responsáveis pela execução dos programas ambientais do projeto e o Idema. O workshop não apenas cumpriu seu objetivo de promover a troca de experiências e conhecimentos, mas também reforçou o compromisso da Companhia com a transparência e a sustentabilidade em todas as fases dos empreendimentos.


Painel de diálogo com *stakeholders* em Itá (SC)

- Neste trimestre concluímos o importante processo de escuta ativa e diálogo com *stakeholders*. Os **Painéis de Sustentabilidade**, iniciativa coordenada pelo Comitê de Sustentabilidade, **reuniram cerca de 800 pessoas do entorno de todos os ativos operacionais da Companhia**, com o objetivo de fortalecer o relacionamento, mapear o cenário das comunidades e levantar oportunidades de contribuição para o desenvolvimento sustentável das localidades das quais fazemos parte. Mais detalhes sobre o processo e desdobramentos serão descritos no Relatório de Sustentabilidade 2024.

Indicadores de Sustentabilidade

Desde 2012, a Companhia tem como prática divulgar, em suas apresentações de resultados trimestrais e anuais, os principais indicadores de sustentabilidade. A tabela a seguir apresenta os dados relativos ao 3T24 e 3T23.

Indicadores de Sustentabilidade

Aspecto	Tema	Unid. de medida	Desempenho 3T24	Desempenho 3T23	Variação	Desempenho 9M24	Desempenho 9M23	Variação
E	Intensidade de emissões por geração de energia	$tonCO_2e$/MWh	0,0012	0,0051	-76,3%	0,0036	0,0136	-73,4%
	Intensidade de emissões por Receita Líquida	tCO2e/milhões R$	6,2	24,7	-74,9%	18,0	47,9	-62,4%
	Emissões totais (Escopo 1, 2 e 3)	Toneladas	15.661,8	62.115,7	-74,8%	142.684,1	384.696,1	-62,9%
	Intensidade de consumo de água	m^3/MWh	0,0519	0,0456	13,8%	0,045	0,051	-10,0%
	Pessoas engajadas - Programa de Relacionamento com a Comunidade "Conexão" [1]	Pessoas	41.086	48.887	-16,0%	113.482	97.327	16,6%
S	Taxa de Frequência - Empregados próprios + prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,210	0,660	-0,45 p.p.	0,217	1,060	-0,84 p.p.
	Taxa de Frequência - Empregados próprios	nº acid/milhão horas	0,000	0,000	0,00 p.p.	0,000	0,000	0,00 p.p.
	Taxa de Frequência - Prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,238	0,800	-0,56 p.p.	0,246	1,370	-1,12 p.p.
	% de colaboradores treinados formalmente	%	15,2%	13,7%	1,5 p.p.	85,7%	95,3%	-9,6 p.p.
	Taxa de rotatividade de colaboradores (turnover)	%	2,0%	1,6%	0,4 p.p.	5,4%	10,0%	-4,6 p.p.
	Taxa de desligamento voluntário (turnover voluntário)	%	1,4%	0,7%	0,7 p.p.	2,7%	3,0%	-0,3 p.p.
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Incentivados	R$	11.476.423	3.154.843	263,8%	17.573.131	5.131.377	242,5%
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Próprios	R$	1.444.772	1.334.595	8,3%	4.581.531	3.078.768	48,8%
G	Investimento em Inovação [2]	R$	11.739.632	13.342.948	-12,0%	33.498.962	45.332.798	-26,1%
	Total de colaboradores	Colaboradores	1.199	1.095	9,5%	1.199	1.095	9,5%
	% de colaboradores em operações certificadas (ISO 9.001, 14.001, 45.001)	%	84,5%	87,7%	-3,2 p.p.	84,5%	87,7%	-3,2 p.p.
	% de mulheres na Companhia	%	31,4%	28,8%	2,6 p.p.	31,4%	28,8%	2,6 p.p.
	% de mulheres em posições de liderança	%	30,5%	26,6%	3,9 p.p.	30,5%	26,6%	3,9 p.p.
	% colaboradores com deficiência	%	5,0%	4,8%	0,2 p.p.	5,0%	4,8%	0,2 p.p.

Notas:
1 - O Programa Conexão engloba visita às operações da Companhia em todo o país, diálogos com a comunidade e educação ambiental.
2 - Contém ajustes de períodos de competência.

Governança Corporativa



Sede Administrativa Florianópolis (SC)

A Companhia procura regularmente aprimorar seus mecanismos de gestão, com otimização de procedimentos de controle, *compliance* e transparência, com papéis e responsabilidades definidos e processos avaliados e auditados anualmente, por estruturas internas e independentes. É componente do Novo Mercado, segmento de listagem das empresas com mais alto nível de governança corporativa da B3. Conta com um Comitê de Auditoria, composto por três membros, sendo dois deles membros Independentes do Conselho de Administração, cujo objetivo é assessorar o Conselho na avaliação das demonstrações financeiras, em temas éticos, controles internos, auditoria interna e externa e gestão de riscos. Em outra frente relacionada, foi aprimorada a gestão dos procedimentos de *compliance* corporativo e houve implementação de três políticas que visam dar maior transparência às atividades e procedimentos da alta gestão: Política de Indicação, de Remuneração e de Avaliação.

O sistema de controles internos é baseado nas melhores práticas de mercado e fundamenta-se na técnica de autoavaliação (*self-assessment*), onde todas as áreas da Companhia possuem profissionais capacitados para avaliar, anualmente, os processos e controles relevantes nas suas áreas de atuação. Atualmente, o **Programa de Controles Internos é composto por 12 processos e 41 subprocessos com sua eficiência regularmente testados por auditoria independente e certificada pela Administração**. Qualquer desvio identificado em algum dos controles estabelecidos é prontamente tratado por meio de planos de ação gerenciados pelas áreas da organização envolvidas e pela equipe de controles internos.

Adicionalmente, a Companhia é integrante do Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE). O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia é composto por nove membros titulares, sendo um representante dos empregados e quatro conselheiros independentes. Nenhum dos membros do Conselho ocupa cargo executivo na Companhia e, consequentemente, o posto de Presidente do Conselho não é ocupado pelo Diretor-Presidente. Com exceção do membro escolhido pelos empregados, todos são eleitos por acionistas, em Assembleia Geral de Acionistas.

Um Código de Ética pauta a conduta da Companhia: documento público, disponível em seu website. A Companhia também dispõe de Comitê de Ética, subordinado ao Conselho de Administração, responsável pela constante atualização do Código e pela avaliação de questões éticas. **Em 2021, a ENGIE Brasil Energia ratificou sua adesão ao Pacto Empresarial pela Integridade contra a Corrupção**: iniciativa do Instituto Ethos, em desdobramento ao Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU), do qual a ENGIE Brasil Energia é signatária desde seu lançamento. A Companhia também é certificada pela ISO 37001, que avalia os requisitos e fornece orientação para estabelecer, implementar, manter, revisar e melhorar o sistema de gestão antissuborno corporativo.

O Estatuto Social da ENGIE Brasil Energia estabelece um dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei 6.404/76. Suplementarmente, o Conselho de Administração aprovou, em 14/11/2005 uma Política indicativa de dividendos, em que determina intenção de pagar, em cada ano calendário, dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em valor não inferior a 55% do lucro líquido ajustado, em distribuições semestrais.

Em relação ao modelo de transferência de ativos e demais transações com partes relacionadas, a Companhia e sua controladora entenderam ser necessário elevar os padrões de governança corporativa por elas adotados. Entre as iniciativas aplicadas, destaca-se a criação, por meio da adaptação do Estatuto Social da Companhia, de um **Comitê Independente para Transações com Partes Relacionadas**, de caráter não permanente e que, quando convocado, será composto, em sua maioria, por membros independentes do Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia.

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.

Desempenho das Ações – EGIE3

O terceiro trimestre de 2024 foi finalmente marcado por uma recuperação do mercado financeiro interno, depois de dois períodos seguidos de perdas. Entre os principais fatores que contribuíram com essa inversão estão a flexibilização da taxa de juros nos Estados Unidos e o consequente retorno de recursos estrangeiros, a redução do dólar e o anúncio de novos pacotes de estímulo à economia chinesa. As notícias não são ainda melhores porque a incerteza fiscal causada pelo déficit das contas públicas gera alerta, e os ruídos em torno da política fiscal fazem com que o ambiente brasileiro seja mais arriscado e afasta investidores. O Ibovespa (principal índice da bolsa de valores brasileira) chegou a reverter prejuízos acumulados no ano em alguns momentos do trimestre, mas encerrou o período próximo de 132 mil pontos.

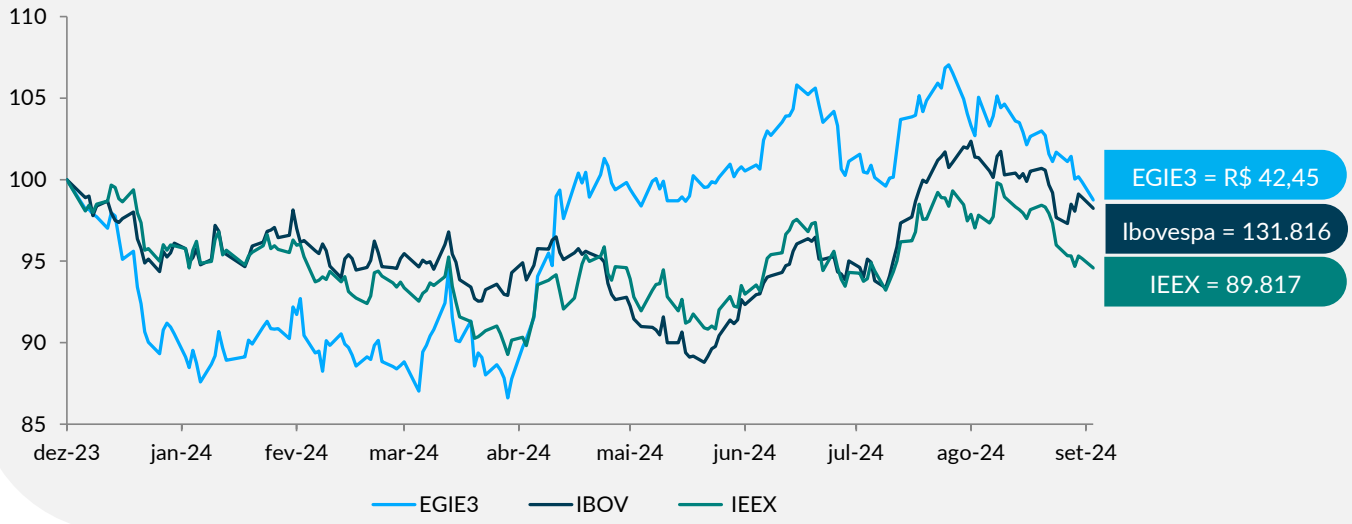
As ações da ENGIE Brasil Energia registraram desvalorização de 1,8% no 3T24, período no qual o Ibovespa e o Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) apresentaram desempenho positivo de 6,4% e 1,7%, respectivamente. No acumulado do ano, as ações da Companhia desempenharam negativamente em 1,2%, enquanto IEEX e Ibovespa desvalorizaram 5,4% e 1,8%, respectivamente.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 44,5 milhões no 3T24, 23,6% abaixo do registrado no 3T23, quando atingiu R$ 58,3 milhões.

No último pregão de setembro de 2024, as ações da Companhia encerraram cotadas a R$ 42,45/ação, **o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 34,6 bilhões.**

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX

(Base 100 – 31/12/2023)





Assú V (foto do colaborador Valter Colombo)

As ações da Companhia desvalorizaram 1,2% nos 9M24, frente a desvalorização de 1,8% e 5,4% do Ibovespa e IEEX, respectivamente.

ANEXO 1

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – ATIVO

(Valores em R$ mil)	30/09/2024	31/12/2023
Ativo Circulante	**7.286.130**	**8.913.451**
Caixa e equivalentes de caixa	4.049.171	5.255.767
Contas a receber de clientes	1.068.737	1.132.836
Crédito de imposto de renda e contribuição social	314.749	249.839
Dividendos a receber	-	325.000
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	19.011	-
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	282.849	74.532
Depósitos vinculados	31.903	36.177
Ativo financeiro de concessão	391.723	377.543
Ativo de contrato	621.288	615.096
Outros ativos circulantes	502.122	842.084
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	4.577
Ativo Não Circulante	**40.952.284**	**33.311.022**
Realizável a Longo Prazo	**10.887.492**	**9.942.777**
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	94	12.921
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	25.066	30.110
Depósitos vinculados	392.229	322.021
Depósitos judiciais	65.685	59.005
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	46.257	55.328
Ativo financeiro de concessão	3.033.584	2.955.998
Ativo de contrato	6.553.658	6.214.341
Outros ativos não circulantes	770.919	293.053
Investimentos	**1.294.167**	**2.713.065**
Imobilizado	**23.267.614**	**16.317.245**
Intangível	**5.253.264**	**4.091.783**
Direito de uso de arrendamentos	**249.747**	**246.152**
Total	**48.238.414**	**42.224.473**

ANEXO 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO

(Valores em R$ mil)	30/09/2024	31/12/2023
Passivo Circulante	**7.156.227**	**6.113.665**
Fornecedores	1.184.974	798.963
Dividendos e juros sobre o capital próprio	1.005.406	411.578
Empréstimos e financiamentos	884.119	1.411.534
Debêntures	1.842.113	1.043.498
Ações preferênciais resgatáveis	20.223	94.831
Arrendamentos a pagar	28.633	29.902
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	794.587	762.588
Imposto de renda e contribuição social a pagar	233.772	171.180
Outras obrigações fiscais e regulatórias	128.446	148.736
Obrigações trabalhistas	138.224	136.387
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	276.241	64.008
Provisões	5.823	951
Obrigações com benefícios de aposentadoria	37.242	34.127
Outros passivos circulantes	576.424	1.005.382
Passivo Não Circulante	**29.300.081**	**26.294.598**
Empréstimos e financiamentos	13.067.618	11.008.698
Debêntures	7.152.024	6.642.526
Ações preferênciais resgatáveis	479.209	476.157
Arrendamentos a pagar	227.394	209.918
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	4.561.948	4.657.314
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	23.287	23.004
Provisões	589.954	507.607
Obrigações com benefícios de aposentadoria	354.042	366.076
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.325.563	2.087.298
Outros passivos não circulantes	519.042	316.000
Patrimônio Líquido	**11.782.106**	**9.816.210**
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reserva de capital	(176.543)	(176.543)
Reservas de lucros	3.953.237	3.950.408
Dividendos adicionais propostos	-	721.661
Ajustes de avaliação patrimonial	(197.022)	(535.403)
Lucros acumulados	2.293.488	-
Participação de acionista não controlador	1.006.298	953.439
Total	**48.238.414**	**42.224.473**

ANEXO 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	3T24	3T23	Var. %	9M24	9M23	Var. %
Receita Operacional Líquida	**2.536.849**	**2.513.512**	**0,9**	**7.947.729**	**8.036.793**	**-1,1**
Custos Operacionais	**(1.233.285)**	**(1.194.657)**	**3,2**	**(3.437.101)**	**(3.506.038)**	**-2,0**
Compras de energia	(393.916)	(497.181)	-20,8	(1.117.158)	(1.474.290)	-24,2
Transações no mercado de energia de curto prazo	(16.096)	(46.821)	-65,6	(53.808)	(161.036)	-66,6
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(175.811)	(168.839)	4,1	(524.575)	(500.696)	4,8
Combustíveis para geração	-	(1)	-100,0	-	(66.032)	-100,0
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(57.916)	(49.815)	16,3	(171.256)	(103.726)	65,1
Pessoal	(64.712)	(57.298)	12,9	(189.912)	(186.300)	1,9
Materiais e serviços de terceiros	(121.129)	(98.298)	23,2	(319.074)	(298.669)	6,8
Depreciação e amortização	(262.700)	(221.731)	18,5	(752.552)	(659.953)	14,0
Seguros	(30.737)	(23.692)	29,7	(85.813)	(62.336)	37,7
Reversão de provisões operacionais líquidas	(16.641)	(1.656)	905,0	4.817	2.920	65,0
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(71.480)	(6.221)	1.049,0	(145.906)	(196.062)	-25,6
Extensão do prazo de concessão	-	-	0,0	-	239.297	-100,0
Outros	(22.147)	(23.104)	-4,1	(81.864)	(39.155)	109,1
Lucro Bruto	**1.303.564**	**1.318.855**	**-1,2**	**4.510.628**	**4.530.755**	**-0,4**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(103.023)**	**(164.080)**	**-37,2**	**990.570**	**(516.351)**	**-291,8**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(130.363)	(102.058)	27,7	(360.740)	(302.566)	19,2
Reversão de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	-	(61.223)	-100,0	30.957	1.139.892	-97,3
Alienação de subsidiária e de participação societária em controlada em conjunto	(597)	-	100,0	1.326.953	(1.289.063)	-202,9
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	27.937	(799)	-3.596,5	(6.600)	(64.614)	-89,8
Resultado de Participações Societárias	**181.620**	**320.353**	**-43,3**	**495.583**	**775.707**	**-36,1**
Equivalência patrimonial	181.620	320.353	-43,3	495.583	775.707	-36,1
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**1.382.161**	**1.475.128**	**-6,3**	**5.996.781**	**4.790.111**	**25,2**
Resultado Financeiro	**(487.207)**	**(326.408)**	**49,3**	**(1.528.877)**	**(1.538.682)**	**-0,6**
Receitas financeiras	132.605	123.561	7,3	488.797	352.712	38,6
Despesas financeiras	(445.236)	(311.853)	42,8	(1.481.407)	(1.465.641)	1,1
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(174.576)	(138.116)	26,4	(536.267)	(425.753)	26,0
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**894.954**	**1.148.720**	**-22,1**	**4.467.904**	**3.251.429**	**37,4**
Imposto de renda	(167.896)	(200.628)	-16,3	(900.584)	(544.845)	65,3
Contribuição social	(69.260)	(81.452)	-15,0	(354.223)	(225.077)	57,4
Lucro Líquido do Exercício	**657.798**	**866.640**	**-24,1**	**3.213.097**	**2.481.507**	**29,5**
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	655.047	867.279	-24,5	3.210.436	2.481.689	29,4
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética e Maracanã	2.751	(639)	-530,5	2.661	(182)	-1.562,1
Número de Ações Ordinárias	**815.927.740**	**815.927.740**		**815.927.740**	**815.927.740**	
Lucro Líquido por Ação	**0,8028**	**1,0629**	**-24,5**	**3,9347**	**3,0416**	**29,4**

ANEXO 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

(Valores em R$ mil)	9M24	9M23
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	4.467.904	3.251.429
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(495.583)	(775.707)
Depreciação e amortização	783.324	690.923
Reversão de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	(30.957)	(1.139.892)
Juros e variação monetária	1.330.952	1.353.425
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	536.267	425.753
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	(1.336.133)	-
Alienação de subsidiária	9.180	1.289.063
Extensão do prazo de concessão	-	(239.297)
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(364.952)	(359.375)
Remuneração de ativo de contrato	(679.251)	(633.611)
Perdas não realizadas em operações de *trading*, líquidos	9.243	12.100
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	(147.962)	(185.004)
Perdas por ineficiência na construção	9.159	16.457
Outros	46.740	67.379
Lucro Ajustado	**4.137.931**	**3.773.643**
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	21.194	118.350
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(69.642)	23.129
Depósitos vinculados e judiciais	18.667	17.136
Ativo financeiro de concessão	273.186	264.225
Ativo de contrato	497.886	459.138
Outros ativos	21.648	(166.219)
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	(21.788)	(669)
Obrigações fiscais e regulatórias	(45.737)	(17.047)
Obrigações trabalhistas	1.837	(22.113)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(33.696)	(37.209)
Outros passivos	368.519	84.231
Caixa Gerado pelas Operações	**5.170.005**	**4.496.595**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(969.297)	(830.147)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(906.721)	(313.133)
Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais	**3.293.987**	**3.353.315**
Atividades de Investimento	**(4.084.700)**	**(1.682.648)**
Dividendos recebidos de controladas em conjunto	815.000	211.250
Aquisição de subsidiárias	(2.361.046)	-
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida	271.494	-
Aplicação no imobilizado e no intangível	(4.899.075)	(1.601.003)
Recebimento pela alienação de participação societária em controlada em conjunto	2.766.468	-
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	(84.904)	(2.075)
Recebimento pela alienação de subsidiária, líquido dos custos de venda	27.584	50.934
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária alienada	(19.873)	(107.999)
Pagamento de parcelas de concessões (Uso de Bem Público)	(599.634)	(233.049)
Outros	(714)	(706)
Atividades de Financiamento	**(415.883)**	**(821.303)**
Ingresso de instrumentos de dívida	2.503.760	1.003.676
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de hedge	(1.788.706)	(1.129.247)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(1.134.002)	(1.617.159)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	3.065	(31.887)
Aporte de capital de acionistas minoritários, líquidos dos custos de emissão	-	953.314
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(1.206.596)**	**849.364**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	5.255.767	2.235.887
Saldo final	4.049.171	3.085.251
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(1.206.596)**	**849.364**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	490.000	211.250
Dividendos intercalares, intermediários, adicionais creditados, obrigatórios e JCP	-	2.223.700
Dividendos e juros sobre capital próprio prescritos	12.013	6.295
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	-	10.027
ICMS sobre venda de energia elétrica	10.858	-
Remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	-	31.397
Crédito de imposto de renda e contribuição social	13.667	81.378
Fornecedores de imobilizado e intangível	344.078	71.887
Constituição de reserva de capital	-	19.800
Provisão de custo de alienação de subsidiária	-	19.000
Pagamento de parcela não efetiva do hedge de obrigações (Fornec. de imobilizado e intangíve	(83.135)	-
Baixa de investimento pela alienação de participação societária em controlada em conjunto	(1.430.335)	-
Baixa de investimento pela alienação de subsidiária	(34.975)	
Ativos líquidos de controladas adquiridas	1.204.362	-
Passivo contingente na aquisição de subsidiária	6.587	
Provisões para desapropriações na construção de transmissão	-	213

ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

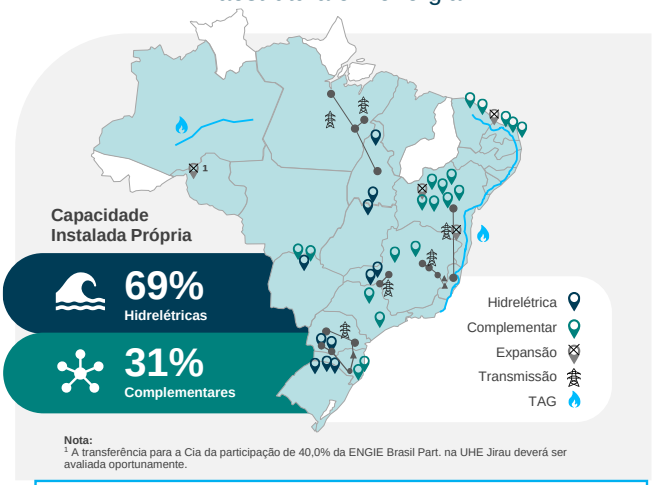
FACT SHEET 3T24

Visão Geral

A ENGIE Brasil Energia é uma plataforma de investimentos em infraestrutura em energia, atuante nas atividades de geração, comercialização, *trading* e transmissão, além de transporte de gás natural, por meio da Transportadora Associada de Gás S.A. — TAG, em conjunto com outros sócios. Como a maior produtora privada de energia 100% renovável do país, implanta e opera empreendimentos de fontes renováveis, como hidrelétricas, usinas eólicas, fotovoltaicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Trabalha com transparência, disciplina financeira, respeito ao meio ambiente, apoio às comunidades e foco na eficiência operacional como possibilitadores do crescimento em longo prazo.

Em 30.09.2024, seu valor de mercado era de R$ 34,6 bilhões e sua capacidade instalada própria totalizava **9.290 MW**, composta por **109 usinas**, das quais 11 são hidrelétricas e 98 complementares: duas a biomassa, 69 eólicas, duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e 25 solares. No segmento de transmissão, os Sistemas de Transmissão Gralha Azul, Novo Estado e Gavião Real estão em operação integral.

Portfólio equilibrado de negócios em infraestrutura em energia

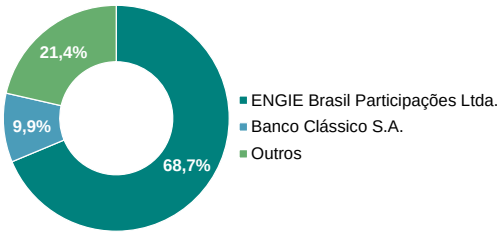


Nota:
[1] A transferência para a Cia da participação de 40,0% da ENGIE Brasil Part. na UHE Jirau deverá ser avaliada oportunamente.

Capacidade instalada própria de geração de energia de 9.290 MW (4.525 MWm), 2.710 Km de linhas de transmissão em operação e participação de 17,5% na TAG.

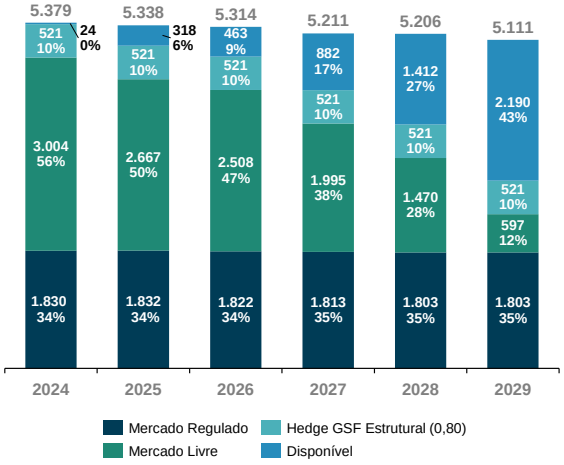
Composição Acionária

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



Balanço de Energia

Balanço de Energia (% do total; em MWm) | *em 30/09/2024*



EGIE B3 LISTED NM | IBOVESPA B3 | IEE B3 | ITAG B3

ANEXO 5

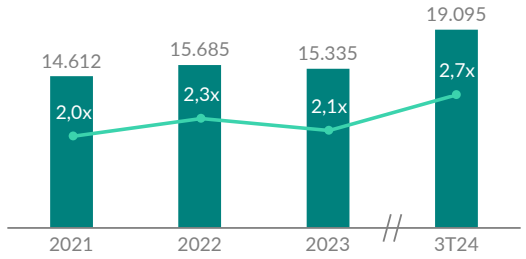
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 3T24

Consolidado (Valores em R$ milhões)	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.537	2.514	0,9%	7.948	8.037	-1,1%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.382	1.475	-6,3%	5.997	4.790	25,2%
Ebitda ajustado [1]	1.665	1.768	-5,8%	5.432	5.629	-3,5%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas [2]	1.596	1.719	-7,2%	5.141	5.439	-5,5%
Ebitda / ROL - (%) ajustada [1]	65,6	70,3	-4,7 p.p.	68,3	70,0	-1,7 p.p.
Lucro Líquido ajustado	666	928	-28,2%	2.314	2.615	-11,5%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [3]	26,5	37,3	-10,9 p.p.	26,5	37,3	-10,9 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [4]	16,7	21,1	-4,4 p.p.	16,7	21,1	-4,4 p.p.
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [5]	6.338	5.597	13,2%	6.194	4.408	40,5%
Energia Vendida (MW médios) [6]	4.050	3.883	4,3%	3.990	4.138	-3,6%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [7]	215,96	223,97	-3,6%	221,44	225,49	-1,8%
Número de Empregados - Total	1.234	1.137	8,5%	1.234	1.137	8,5%

Notas:
[1] *Ebitda ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + impairment + não recorrentes.*
[2] *Ebitda ajustado, deduzidos os efeitos do IFRS do segmento de transmissão e usinas cotistas.*
[3] *ROE: lucro líquido ajustado dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.*
[4] *ROIC: taxa efetiva x EBIT ajustado / capital investido (capital investido: dívida - caixa e eq. caixa - depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL)*
[5] *Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.*
[6] *Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).*
[7] *Líquido de impostos sobre a venda e operações de trading.*

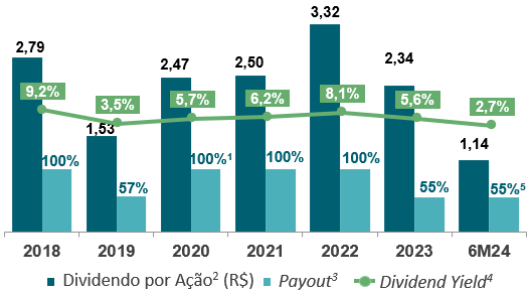
Endividamento (R$ milhões)



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

Política de Dividendos

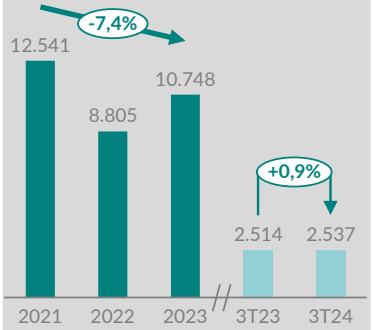
- Dividendo mínimo estatutário: **30%** do lucro líquido distribuível.
- Compromisso da Administração: *payout* mínimo de **55%** do lucro líquido distribuível.
- Ao menos 2 proventos por ano.



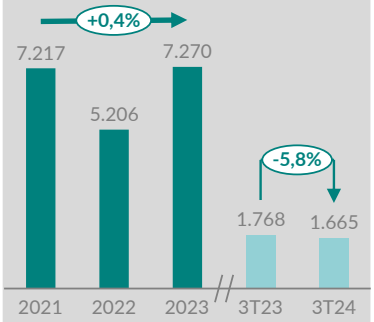
Notas:
1 Considerando *payout* equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-repactuação do risco hidrológico.
2 Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente da bonificação aprovada em 07/12/2018.
3 Considera o lucro líquido distribuível do exercício.
4 Baseado no preço de fechamento ponderado por volume das ações ON no período.
5 *Payout* equivalente a 55% do lucro líquido distribuível (excluindo ganhos com alienação parcial dos investimentos na TAG).

ISEB3 ICO2 B3 IDIVERSA B3

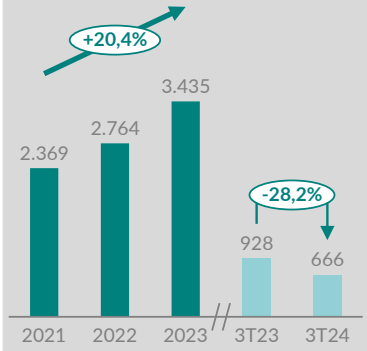
Receita líquida (R$ milhões)



Ebitda ajustado (R$ milhões)



Lucro líquido ajustado (R$ milhões)



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