

EGIE
B3 LISTED NM

ENGIE

Release de Resultados 4T24 e 2024

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

21/02/2025 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

ISEB3

IDIVERSA B3

IEE B3

ICO2 B3

Florianópolis (SC), 20 de fevereiro de 2025. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE", ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Quarto Trimestre e período de 12 meses, encerrado em 31 de dezembro de 2024 (4T24/12M24). 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: resiliência e visão de longo prazo em ano de investimento recorde.

Receita líquida e Ebitda ajustado crescem 4,4% e 1,3%, respectivamente, em comparação a 2023.

Destaques



O **lucro líquido ajustado** do ano de 2024 foi de **R\$ 3.372 milhões**, valor 1,4% (R\$ 49 milhões) abaixo do alcançado no ano de 2023.



O **Ebitda ajustado**² no ano de 2024 alcançou **R\$ 7.367 milhões**, aumento de 1,3% (R\$ 97 milhões) em comparação ao ano de 2023. A **margem Ebitda ajustada** foi de **65,7%** em 2024, decréscimo de 1,9 p.p. em relação ao 2023.



A **receita operacional líquida** da Companhia atingiu **R\$ 11.219 milhões** nos 12 meses de 2024, 4,4% (R\$ 471 milhões) acima do montante apurado no ano de 2023.



O **preço médio dos contratos de venda de energia**, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de **R\$ 220,8/MWh** no ano de 2024, valor 2,5% inferior ao registrado em 2023.



A quantidade de **energia vendida** no ano de 2024, sem considerar as operações de *trading*, foi de **36.064 GWh (4.106 MW médios)**, volume 0,4% superior ao comercializado no ano de 2023.



Durante o 4T24, **entraram em operação comercial** 59 aerogeradores do **Conjunto Eólico Serra do Assuruá**, na Bahia, o que corresponde a 265,5 MW de capacidade. No final do período, 109 do total de 188 aerogeradores do projeto estavam operando comercialmente e 55 em teste.



No fim do 4T24, o **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol** contava com **cinco das 16 centrais fotovoltaicas operando em teste**, somando 212 MW de capacidade ao portfólio da Companhia.



A Companhia passou a integrar, pela primeira vez, o **Dow Jones Sustainability Emerging Markets Index**. O índice é um dos mais relevantes do mundo no tema sustentabilidade, e serve como referência para investidores em decisões de investimento.

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (em R\$ milhões)	4T24	4T23	Var.	12M24	12M23	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.271	2.711	20,7%	11.219	10.748	4,4%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.685	1.570	7,3%	7.682	6.360	20,8%
Ebitda ¹	1.973	1.803	9,4%	8.754	7.285	20,2%
Ebitda ajustado ²	1.934	1.638	18,1%	7.367	7.270	1,3%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas ³	1.766	1.586	11,3%	6.907	7.028	-1,7%
Ebitda / ROL - (%) ¹	60,3	66,5	-6,2 p.p.	78,0	67,8	10,2 p.p.
Ebitda / ROL - (%) ajustada ²	59,1	60,4	-1,3 p.p.	65,7	67,6	-1,9 p.p.
Lucro Líquido	1.090	948	15,0%	4.303	3.429	25,5%
Lucro Líquido ajustado	1.060	819	29,4%	3.372	3.421	-1,4%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado ⁴	27,4	34,9	-7,5 p.p.	27,4	34,9	-7,5 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado ⁵	17,1	20,3	-3,2 p.p.	17,2	20,3	-3,1 p.p.
Dívida Líquida ⁶	20.126	15.335	31,2%	20.126	15.335	31,2%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) ⁷	6.110	6.694	-8,7%	6.173	4.984	23,9%
Energia Vendida (MW médios) ⁸	4.332	3.940	9,9%	4.106	4.088	0,4%
Preço Líquido Médio de Venda (R\$/MWh) ⁹	224,93	229,33	-1,9%	220,79	226,42	-2,5%
Número de Empregados - Total	1.210	1.136	6,5%	1.210	1.136	6,5%
Empregados EBE	1.188	1.117	6,4%	1.188	1.117	6,4%
Empregados em Projetos em Construção	22	19	15,8%	22	19	15,8%

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Eventos Subsequentes



A ENGIE Brasil Energia foi anunciada como **uma das empresas mais sustentáveis do mundo**, no Fórum Econômico Mundial, em Davos, ocupando a 21ª posição do Global 100, organizado pela **Corporate Knights**. A Companhia é a 2ª brasileira mais bem colocada no índice.



Até 20 de fevereiro de 2025, mais 30 aerogeradores do **Conjunto Eólico Serra do Assuruá** foram autorizados para **operação comercial** e 46 estão **operando em teste**. Já do **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol**, quatro centrais fotovoltaicas estavam **operando comercialmente** e três em teste.



A Fitch Ratings **reafirmou o Rating Nacional de Longo Prazo em 'AAA(bra)' e em escala global os IDRs (Issuer Default Ratings) de Longo Prazo em moedas estrangeira em 'BB+' e local em 'BBB-'**. Todos os **ratings** foram revisados com perspectiva estável.



O Conselho de Administração aprovou a proposta de distribuição de dividendos obrigatórios e complementares no montante de **R\$ 715,1 milhões (R\$ 0,8765/ação)**, a ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária (AGO), a quem caberá definir as condições de pagamento.

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.



Conjunto Eólico Santo Agostinho (RN)

Mensagem da Administração

Disciplina financeira, eficiência operacional, inteligência comercial e, acima de tudo, respeito absoluto às pessoas e ao planeta. Acorados nesses princípios, encerramos o desafiador ano de 2024 não apenas demonstrando resiliência em nosso resultado operacional e financeiro, mas também comemorando importantes conquistas.

A entrada em operação de projetos em implantação e a aquisição de ativos renováveis já operacionais mais que compensaram os desinvestimentos realizados ao longo de 2023, resultando em um aumento de 4,4% na Receita Operacional Líquida em comparação a 2023, atingindo R\$ 11.219 milhões em 2024. O Ebitda ajustado foi de R\$ 7.367 milhões, 1,3% acima do valor registrado no ano anterior, considerando também a redução do resultado de equivalência patrimonial, devido à alienação parcial da participação na controlada em conjunto - TAG. O lucro líquido ajustado encerrou o ano em R\$ 3.372 milhões, 1,4% abaixo do total do ano de 2023, influenciado principalmente pelos fatores mencionados anteriormente e pelo aumento das despesas com depreciação e amortização relacionados às novas usinas que ingressaram em nosso portfólio.

A expansão de nossas operações registrou marcos relevantes: ao final do ano, **1,2 GW haviam sido agregados à capacidade instalada própria, que agora soma 9,6 GW de energia 100% renovável**, distribuída em 115 usinas. Além da operação integral do Conjunto Eólico Santo Agostinho e da aquisição de cinco ativos fotovoltaicos já em operação, antecipamos o início da operação comercial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, operando comercialmente mais da metade da capacidade instalada total de 846 MW. Em paralelo, iniciamos os testes operacionais do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, que adicionará 752 MW a nosso parque gerador ao longo de 2025.

Continuamos crescendo também no segmento de transmissão, **ao arrematar o principal lote do segundo leilão promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) em 2024, o qual chamamos de Graúna Transmissora de Energia**, que reforça os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste do país. Com 780 quilômetros de extensão, será o quinto projeto de transmissão a ser implantado pela Companhia e se somará aos 2.710 quilômetros de linhas já em operação e aos 1.000 quilômetros do projeto Asa Branca, também em implantação.

O ano de 2024 se destacou como o ano de maior investimento da história da ENGIE Brasil Energia, com cerca de R\$ 9,7 bilhões aportados, majoritariamente, em usinas eólicas e fotovoltaicas. Temos pela frente mais R\$ 8,5 bilhões de investimentos já comprometidos para o período de 2025 a 2027.

Em 2024, registramos um incremento de 32% na quantidade de clientes no Mercado Livre de Energia, evidenciando o sucesso da nossa estratégia comercial – da digitalização de ponta a ponta às ações de *marketing* – para atender a esse segmento cada vez mais diversificado e complexo.

Dedicamos às pessoas o mesmo cuidado que temos com o negócio. Reflexo disso foi o **ingresso da ENGIE Brasil Energia na lista das melhores empresas para se trabalhar no Brasil, segundo o ranking Great Place to Work**. Estamos certos de que esse reconhecimento reflete o carinho que temos com cada uma das pessoas que dedicam conhecimento e, o mais importante, grande parte do seu tempo à conquista de nossos objetivos.

Um diálogo aberto e ações guiadas pelo interesse coletivo marcaram nossa relação com as comunidades das quais fazemos parte: somente em 2024 investimos, entre recursos próprios e incentivados, incluindo os não relacionados a condicionantes de licenciamento de projetos em implantação, R\$ 48,7 milhões em ações de impacto social, nosso recorde histórico. Um dos destaques nesse sentido foi a inauguração do nosso sexto Centro de Cultura e Sustentabilidade, em Trairi (CE).



Conjunto Eólico Serra do Assuruá (BA)

2024 se destacou como o ano com maior investimento da história da Companhia, com cerca de **R\$ 9,7 bilhões aportados**, majoritariamente, em usinas eólicas e fotovoltaicas.

Destacamos também a intensificação da nossa agenda de mitigação e adaptação climática. Exemplo disso é o nosso Programa de Descarbonização dos Fornecedores, que inclui diagnósticos, treinamentos e acesso às oportunidades de transição para uma economia de baixo carbono de nossa cadeia de valor. O Programa recebeu o **Prêmio do Pacto Global ONU – Rede Brasil na categoria “Guardiões Pelo Clima”, durante a 29ª Conferência do Clima (COP 29)** – realizada pela Organização das Nações Unidas (ONU).

Por fim, é com grande alegria que recebemos a **inclusão da ENGIE Brasil Energia no Índice Dow Jones Sustainability Emerging Markets Index 2024** e de figurar no Sustainability Yearbook, da S&P Global, entre as seis empresas do setor elétrico líderes em sustentabilidade no mundo – o que chancela tanto nosso comprometimento quanto a efetividade de nossas práticas ambientais, sociais e de governança.

Fica aqui o nosso convite para que continuemos, juntos, a construir esse futuro, movidos pela esperança, inspirando empresas e pessoas. Na ENGIE Brasil Energia, seguiremos obstinados em superar desafios, atentos às oportunidades de crescimento e focados no desenvolvimento sustentável – o único que nos interessa.

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 4T24, a ENGIE Brasil Energia contava com **9.555,7 MW de capacidade instalada**, operando um parque gerador de 11.265,5 MW, composto de 115 usinas, sendo 11 hidrelétricas e 104 de fontes renováveis complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 111 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 31 de dezembro de 2024

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Vencimento da Concessão	Energia assegurada (MWm) Participação		
			Total	Participação da Companhia		da Companhia		
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	dez/32	528,7		
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (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 Araguaí (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	
				Total	Participação da Companhia		da Companhia	
Conjunto Serra do Assuruá ²	Eólica	11	Gentio do Ouro (BA)	490,5	490,5	nov/56	247,7	
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 Termoeletrica	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	11,6	
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				3.150,4	3.140,3		1.419,4	
Total				11.265,5	9.555,7		4.661,3	

¹ Para composição dos conjuntos eólicos e fotovoltaicos.

² Conjunto composto por 24 centrais eólicas, das quais 11 em operação comercial integral em 31/12/2024.

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 31 de dezembro de 2024

Linhas de Transmissão	Localização	Extensão km	RAP anual (R\$ milhões) *	Subestações	Propriedade	Vencimento concessão
Gralha Azul	Paraná	909,0	323,9	5 novas e expansão de 5 existentes	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	Novo pátio em 1 existente	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



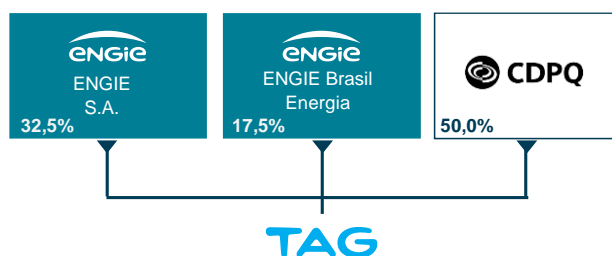
Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

Maior transportadora de gás natural do Brasil, a TAG possui uma infraestrutura de mais 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 16 pontos de recebimento de gás ativos (incluindo três terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)) e 92 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 **228 contratos firmes ao longo de 2024 (45 ativos)**, que totalizaram um volume de 10,6 milhões de m³ 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



A TAG possui diversos projetos no *pipeline* a serem executados nos próximos cinco anos, com previsão de superar R\$ 5,4 bilhões em investimentos. Deste valor, 57% serão alocados 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.

Em outubro de 2024, foi concluída a construção da 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 investimento foi de R\$ 380 milhões.

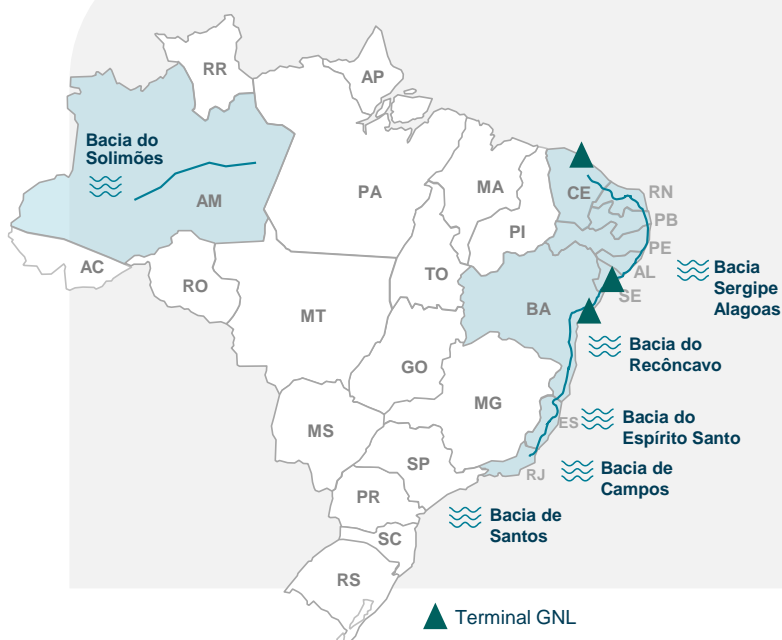
Projetos em construção:

- **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.
- **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 primeiro trimestre de 2025.

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.

Localização dos Gasodutos da TAG



- **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 m ³ /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 Capacidade do trecho contratada no regime de entradas e saídas por meio do Portal de Oferta de Capacidade (POC) para o período de janeiro a dezembro de 2025.



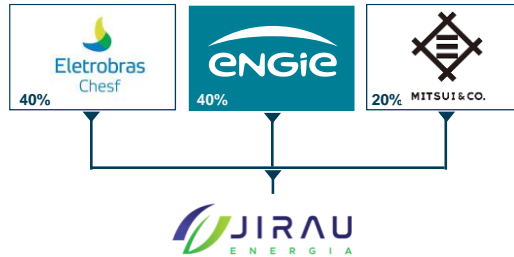
Transportadora Associada de Gás - TAG

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**.

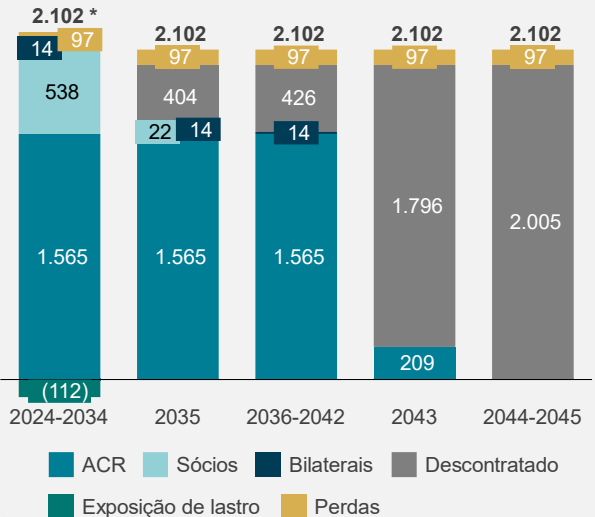


A ENGIE Brasil Participações Ltda., controladora da Companhia, está aguardando condições mais favoráveis para retomar o estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia de sua participação de 40% na Energia Sustentável do Brasil S.A., e sua participação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

No 4T24, a Jirau Energia gerou **788 MW médios**, 6,3% acima dos 741 MW médios gerados no 4T23, **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)). No acumulado do ano, a geração registrada foi de 1.403 MW médios, um crescimento de 7,4% comparado aos 1.307 MW médios de 2023, com FID de 100%.

Portfólio de Contratos da Jirau Energia

MW médios



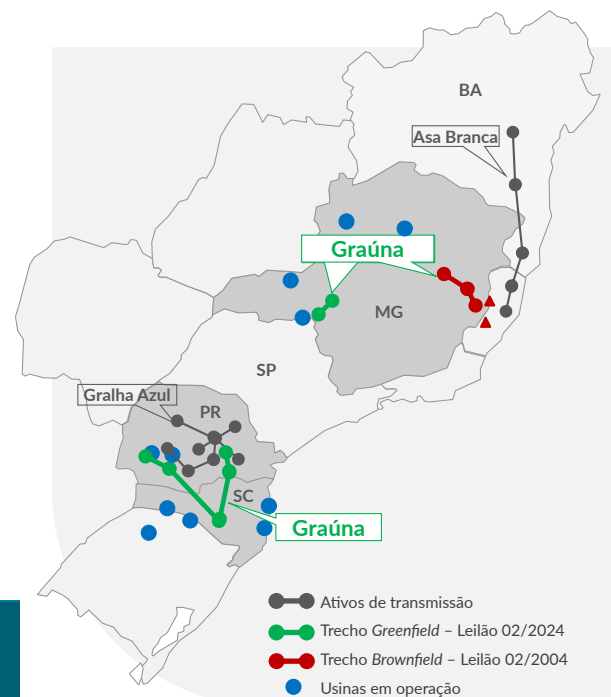
* Contempla a revisão da Garantia Física, conforme Portaria 709 do Ministério de Minas e Energia, de 30/11/2022.



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, contempla a implantação de **seis linhas de transmissão, totalizando cerca de 780 quilômetros de extensão, duas novas subestações e um seccionamento novo, além da continuidade na prestação de serviços de quatro linhas (totalizando 163 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, que ocorreu em 9 de dezembro de 2024. O prazo máximo para construção é de 60 meses, com possibilidade de antecipação. Vale destacar que o Projeto Graúna conta com sinergias locais na Gralha Azul Transmissora de Energia, inclusive no seccionamento da linha de transmissão, e em outros ativos da Companhia.



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 março de 2024.

Projeto de Transmissão em Implantação

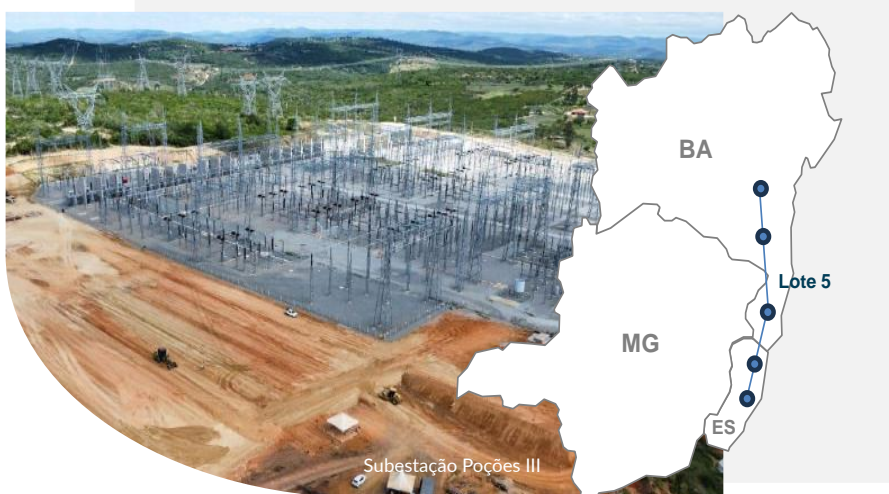


Asa Branca Transmissora de Energia - Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo.

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 4T24, as obras do trecho Morro do Chapéu II – Poções III seguiram em andamento, com atividades de **terraplenagem e obras civis** nas subestações, bem como **supressão de vegetação, obras civis e montagem de estruturas metálicas** na linha de transmissão. No mês de outubro, também foi iniciada a **entrega de cabos condutores** 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 (R\$ 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

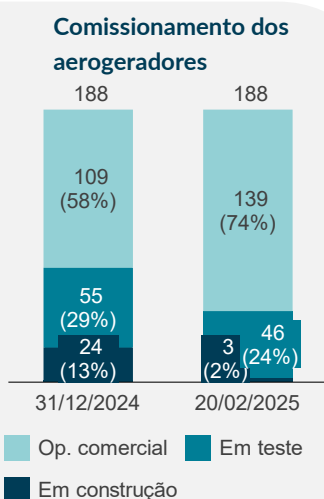
¹ Valor na data-base de julho de 2024.

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).



No final do 4T24, o **progresso da obra atingiu 97%**. As atividades de montagem e comissionamento de aerogeradores estão sendo executadas com antecipação ao cronograma previsto, contando com mais de 95% dos aerogeradores montados e 76% comissionados. A subestação, linha de transmissão e bay de conexão estão completamente energizadas. As atividades de obras civis foram concluídas e as redes de média tensão estão em fase final de execução.

Em 31 de dezembro de 2024, 109 aerogeradores estavam em operação comercial e outros 55 em testes. Até 20 de fevereiro de 2025, mais 30 unidades geradoras entraram em operação comercial e 46 estavam em testes, adicionando 832,5 MW de capacidade ao portfólio.

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 **229,8 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 **76% de avanço até o final do 4T24**. Foram concluídas as atividades de conexão ao sistema e a supressão vegetal e estão sendo executadas atividades de engenharia, terraplenagem, drenagem, fundações e montagens dos *trackers*, instalação dos painéis solares e comissionamento.

A entrada em operação em testes das primeiras unidades fotovoltaicas ocorreu em outubro de 2024. **Até o fim do 4T24, cinco dos 16 parques estavam operando em teste.**

Até 20 de fevereiro de 2025, quatro parques estavam em operação comercial e três operando em teste, somando 302,7 MW ao portfólio da Companhia. A operação comercial integral é esperada para o quarto trimestre de 2025.



Subestação coletora

Atividades de implantação atingiram **76%**. Atividades de conexão ao sistema foram concluídas no **4T24** e a operação dos primeiros parques foi iniciada.

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 4T24, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade interna global de **88,1%**, (considerando-se as paradas programadas e forçadas), sendo 92,6% nas usinas hidrelétricas e 74,0% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas. O índice ficou 5,8 p.p. abaixo do verificado no 4T23, reflexo da queda de 3,0 p.p. e 12,5 p.p. na disponibilidade das usinas hidrelétricas e complementares, respectivamente.

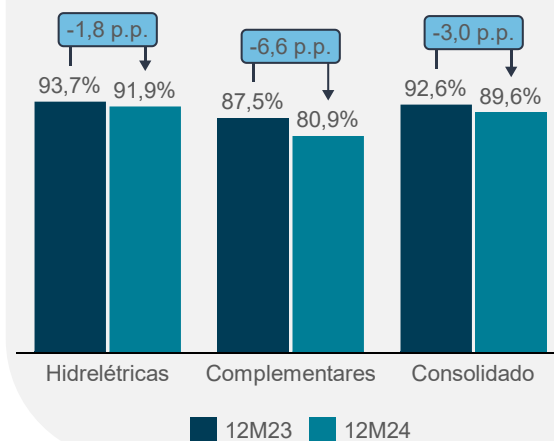
No acumulado dos 12 meses de 2024, considerando-se todas as paradas programadas e forçadas, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de 89,6%, sendo 91,9% nas usinas hidrelétricas e 80,9% nas usinas de fontes complementares. Houve redução de 3,0 p.p. na disponibilidade global, sendo 1,8 p.p. nas usinas hidrelétricas e 6,6 p.p. nas usinas complementares.

A disponibilidade das **usinas hidrelétricas** no último trimestre de 2024, que refletiu no resultado anual, comparando-se os mesmos períodos de 2023, foi influenciada pelo desligamento da Unidade Geradora 2 da Usina Hidrelétrica Salto Santiago, que teve o rotor da turbina enviado para reparo na fábrica e voltou a operar em janeiro de 2025.

Em relação às **usinas complementares**, a redução nos índices de disponibilidade no 4T24, foi influenciada principalmente pela falta da Unidade Geradora 4 da Usina Termelétrica Ferrari (Biomassa), que se encontra em reparo após sinistro ocorrido no 3T24. Comparando o ano de 2024 ao resultado de 2023, a queda na disponibilidade verificada também foi motivada pelas manutenções corretivas em aerogeradores dos Conjuntos Eólicos Umburanas e na Pequena Central Hidrelétrica Rondonópolis.

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 99,99% no 4T24 e no acumulado de 2024**. O valor foi superior ao ano de 2023, no qual a disponibilidade total acumulada foi de 99,95%. Os ativos de transmissão têm apresentado resultados de performance operacional de excelência desde sua entrada em operação comercial.

Geração de Energia

A geração de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia, foi de 13.491 GWh (6.110 MW médios), no 4T24, resultado **8,7% inferior** à produção do 4T23.

Do total gerado no 4T24, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 10.825 GWh (4.903 MW médios) e as complementares por 2.666 GWh (1.207 MW médios). Esses resultados representam redução de 17,3% na geração das usinas hidrelétricas e aumento de 57,8% na geração das usinas complementares, em comparação ao 4T23.

A queda na geração total das **usinas hidrelétricas** no 4T24, em comparação ao mesmo período de 2023, é reflexo da geração reduzida, principalmente na região Sul, devido às manutenções programadas nas usinas hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório, no período.

A maior geração das **usinas complementares** no 4T24, ocorreu principalmente pelo aumento de 53,3% da geração eólica - devido a entrada em operação dos Conjuntos Eólicos Santo Agostinho e Serra do Assuruá, que juntos geraram 828 GWh (375 MW médios) no 4T24 - e de 241,6% na geração solar - pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, Sertão Solar, Sol do Futuro, São Pedro e Lar do Sol, os quais geraram 256 GWh (116 MW médios) no 4T24. Adicionalmente, a entrada em operação em testes de alguns parques do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, a partir de novembro de 2024, também ajudou para esse aumento expressivo.

No acumulado de 12 meses de 2024, a geração global das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 54.223 GWh (6.173 MW médios), 24,2% superior ao ano de 2023, quando o total gerado foi de 43.662 GWh (4.984 MW médios), desconsiderando-se a geração da Usina Termelétrica Pampa Sul, em razão da sua venda em maio de 2023.

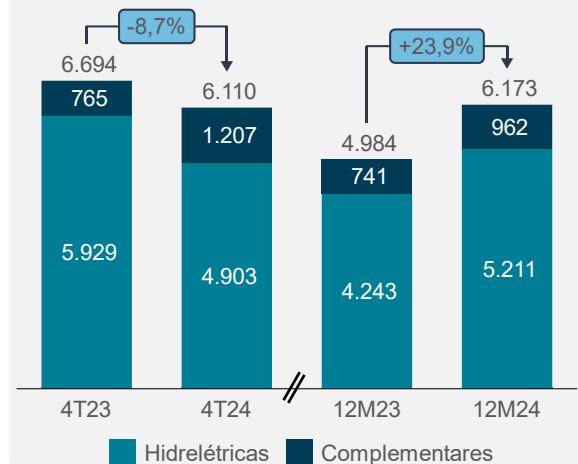
Nas **usinas hidrelétricas**, a produção no ano de 2024 foi de 45.770 GWh (5.211 MW médios), valor 23,1% superior ao ano anterior. Não houve diferenças significativas nas condições hidrológicas nas bacias de drenagem das usinas da Companhia, entre os anos avaliados. As diferenças são associadas à política operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN) e às intervenções realizadas nas unidades geradoras.

Nas **usinas complementares**, a produção de energia verificada no ano de 2024 foi de 8.452 GWh (962 MW médios), valor 30,2% superior ao ano anterior. Essa maior produção deve-se principalmente à entrada em operação dos Conjuntos Eólicos Santo Agostinho e Serra do Assuruá e pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos citados acima.

Cumpra 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.

Geração

MW médios

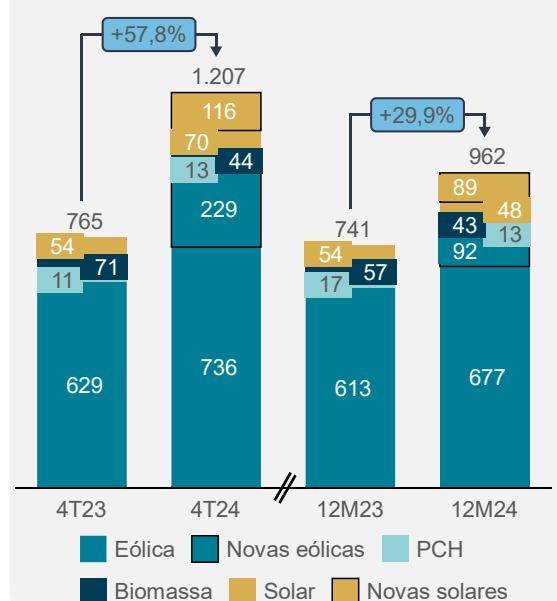


Nota:

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

Geração por Fonte Complementar

MW médios



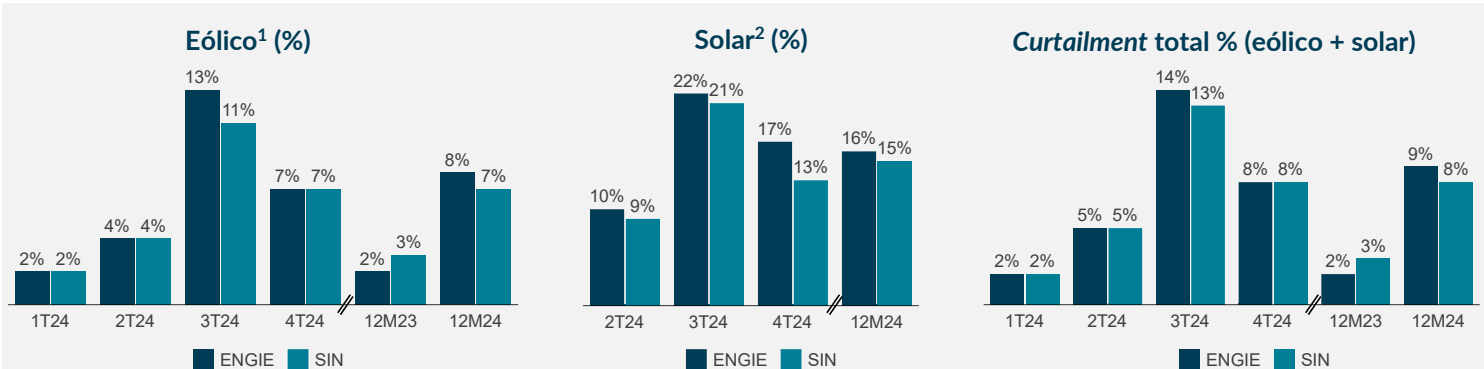
Nota:

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

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 **4T24**, as usinas eólicas e solares operadas pela ENGIE Brasil Energia registraram 8% de frustração de geração, mesmo percentual registrado nas demais usinas integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN). Desse total, as eólicas da Companhia atingiram 7% de redução de produção frente a 7% do SIN, e as solares 17% versus 13% 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 e sujeitas a atualizações.

Curtailment por ativo

Ativos eólicos	Capacidade comercial (MWm)	4T24 (%)	12M24 (%)
Trairi (CE)	97,2	12%	12%
Santo Agostinho (RN)	224,2	13%	19%
Serra do Assuruá (BA)	247,7 ¹	1%	1%
Campo Largo II (BA)	192,5	4%	5%
Umburanas (BA)	213,3	12%	12%
Campo Largo I (BA)	166,5	13%	19%

Ativos solares ²	Capacidade comercial (MWm)	4T24 (%)	12M24 (%)
Sol do Futuro (CE)	16,2	13%	14%
Floresta (RN)	25,1	19%	29%
Assú V (RN)	9,2	13%	17%
Juazeiro (BA)	34,8	10%	14%
Sertão Solar (BA)	26,1	19%	21%
São Pedro (BA)	16,0	20%	20%
Lar do Sol (MG)	53,0	19%	12%
Paracatu (MG)	34,0	22%	13%

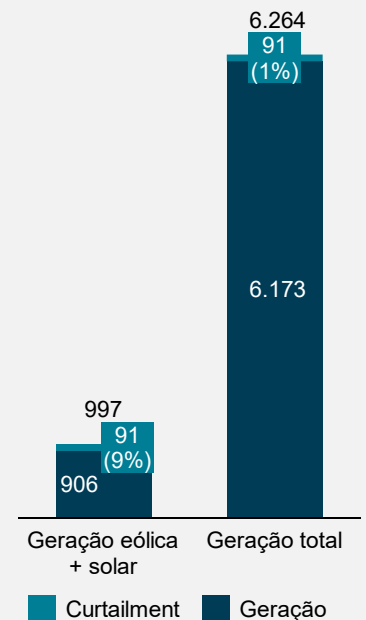
Nota:

1 Capacidade operacional em 31/12/2024.

2 Dados solares disponíveis a partir de abril/2024.

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

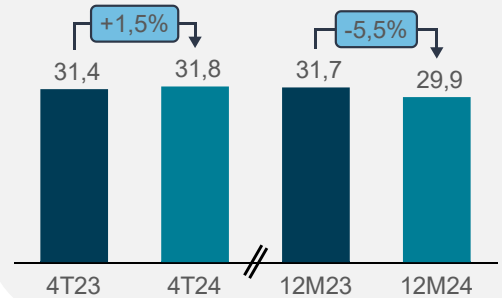
% Curtailment sobre geração 2024 MW médios



Transporte de Gás

No 4T24, a TAG transportou um volume médio de gás de 31,8 milhões de m³/dia (31,4 milhões de m³/dia no 4T23). No acumulado do ano, o volume transportado foi de 29,9 milhões de m³/dia (31,7 milhões de m³/dia em 2023). O volume dos contratos extraordinários foi de 10,6 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 228 contratos firmes (45 ativos) com 24 carregadores.

Volume médio de gás movimentado
MM m³/dia

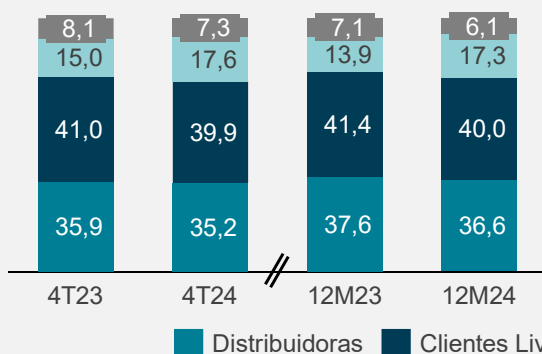


Portfólio de Venda de Energia Elétrica

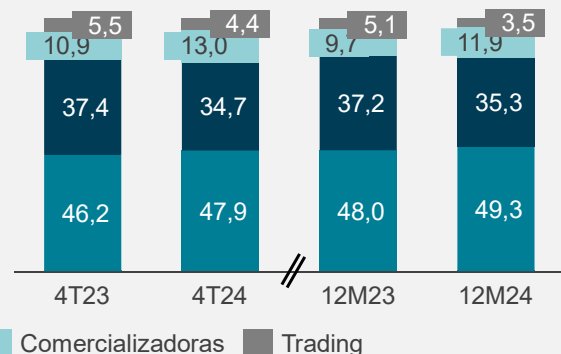
No 4T24, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia (com exceção de CCEE e outras receitas) alcançou 39,9% do total das vendas físicas e 34,7% do total da Receita Operacional Líquida (ROL) do segmento de geração, reduções de 1,1 p.p. e 2,7 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior. No acumulado dos 12M24, os consumidores livres (com exceção de CCEE e outras receitas) representaram 40,0% das vendas físicas e 35,3% da receita operacional líquida, montantes 1,4 p.p. e 1,9 p.p. menores quando comparados a 2023.

A variação entre os trimestres e anos 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 (%)



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 **31 de dezembro de 2024**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia

(em MW médios)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Preço Bruto no Leilão (R\$/MWh)	Data de Referência	Preço Bruto Corrigido (R\$/MWh)	Preço Líquido de PIS/COFINS/P&D (R\$/MWh)
Recursos Próprios	4.788	4.880	4.880	4.880	4.880	4.798				
+ Compras para Revenda	569	448	334	329	234	212				
= Recursos Totais (A)	5.357	5.328	5.214	5.209	5.114	5.010				
Vendas Leilões do Governo ¹	1.849	1.839	1.813	1.803	1.803	1.803				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	314,7	282,7
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	343,4	308,5
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	360,5	323,9
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	324,9	291,9
Proinfa	19	19	10	-	-	-	147,8	jun-04	441,0	424,9
1º Leilão de Reserva	2	-	-	-	-	-	158,1	ago-08	379,9	366,1
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	8	-	-	-	-	-	-	-	368,3	354,9
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	345,7	333,1
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)	119	119	119	119	119	119	298,2	nov-15	471,4	427,8
7º Leilão de Reserva (São Pedro)	15	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)	27	27	27	27	27	27	189,5	nov-14	199,6	181,1
2024-EE-2025-2	17	17	-	-	-	-	162,6	-	162,6	147,6
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	2.750	2.619	2.090	1.579	732	638				
= Vendas Totais (B)	4.599	4.458	3.903	3.382	2.535	2.441				
- Hedge GSF Estrutural (0,80)	521	521	521	521	521	521				
Saldo (A - B)	237	349	790	1.306	2.058	2.048				
Preço médio de venda (R\$/MWh) (líquido) ^{2, 3}	221,9	215,6	221,6							
Preço médio de compra (R\$/MWh) (líquido) ⁴	141,5	146,9	159,4							

1 XXXX-YY-XXXX-ZZ, onde:

XXXX → ano de realização do leilão

YY → EE = energia existente ou EN = energia nova

XXXX → ano de início de fornecimento

ZZ → duração do fornecimento (em anos)

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 Jaguará 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 – 4T24 X 4T23 (em R\$ milhões)

	Energia elétrica			Transporte de Gás	Consolidado
	Geração¹	Transmissão	Trading		
4T24					
Receita operacional líquida	2.537	634	100	-	3.271
Custos operacionais	(1.229)	(347)	(100)	-	(1.676)
Lucro (prejuízo) bruto	1.308	287	-	-	1.595
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(134)	(12)	(1)	-	(147)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(22)	1	-	-	(21)
Reversão de Impairment	14	-	-	-	14
Alienação de subsidiária	25	-	-	-	25
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	219	219
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.191	276	(1)	219	1.685
4T23					
Receita operacional líquida	2.325	269	117	-	2.711
Custos operacionais	(1.161)	(56)	(118)	-	(1.335)
Lucro bruto	1.164	213	(1)	-	1.376
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(124)	(4)	(1)	-	(129)
Outras despesas operacionais, líquidas	43	2	-	-	45
Reversão de Impairment	59	-	-	-	59
Alienação de subsidiária	2	-	-	-	2
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	217	217
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.144	211	(2)	217	1.570
Variação					
Receita operacional líquida	212	365	(17)	-	560
Custos operacionais	(68)	(291)	18	-	(341)
Lucro (prejuízo) bruto	144	74	1	-	219
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(10)	(8)	-	-	(18)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(65)	(1)	-	-	(66)
Reversão de Impairment	(45)	-	-	-	(45)
Alienação de subsidiária	23	-	-	-	23
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	2	2
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	47	65	1	2	115

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.

Resultado por segmento – 12M24 X 12M23 (em R\$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	Trading	Transporte de Gás	Consolidado
12M24					
Receita operacional líquida	9.410	1.521	288	-	11.219
Custos operacionais	(4.271)	(546)	(295)	-	(5.112)
Lucro (prejuízo) bruto	5.139	975	(7)	-	6.107
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(466)	(37)	(5)	-	(508)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(55)	27	-	-	(28)
Reversão de Impairment	45	-	-	-	45
Alienação de subsidiária	16	-	-	-	16
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1.336	1.336
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	714	714
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.679	965	(12)	2.050	7.682
12M23					
Receita operacional líquida	9.174	1.135	439	-	10.748
Custos operacionais	(4.096)	(310)	(435)	-	(4.841)
Lucro bruto	5.078	825	4	-	5.907
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(408)	(20)	(4)	-	(432)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	40	(59)	-	-	(19)
Reversão de Impairment, líquido	1.198	-	-	-	1.198
Alienação de subsidiária	(1.287)	-	-	-	(1.287)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	993	993
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.621	746	-	993	6.360
Variação					
Receita operacional líquida	236	386	(151)	-	471
Custos operacionais	(175)	(236)	140	-	(271)
Lucro bruto	61	150	(11)	-	200
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(58)	(17)	(1)	-	(76)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(95)	86	-	-	(9)
Reversão de Impairment, líquido	(1.153)	-	-	-	(1.153)
Alienação de subsidiária	1.303	-	-	-	1.303
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1.336	1.336
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	(279)	(279)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	58	219	(12)	1.057	1.322

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 - 4T24 X 4T23 (em R\$ milhões)

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	Trading	Consolidado
4T24				
Distribuidoras de energia elétrica	1.079	-	-	1.079
Consumidores livres	781	-	-	781
Remuneração dos ativos de concessão	134	255	-	389
Receita de construção	-	352	-	352
Comercializadoras de energia elétrica	292	-	-	292
Transações no mercado de curto prazo	188	-	-	188
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	100	100
Receita de serviços prestados	39	27	-	66
Indenizações	18	-	-	18
Outras receitas	6	-	-	6
Receita operacional líquida	2.537	634	100	3.271
4T23				
Distribuidoras de energia elétrica	977	-	-	977
Consumidores livres	789	-	-	789
Remuneração dos ativos de concessão	108	198	-	306
Receita de construção	-	51	-	51
Comercializadoras de energia elétrica	229	-	-	229
Transações no mercado de curto prazo	144	-	-	144
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	117	117
Receita de serviços prestados	37	20	-	57
Indenizações	33	-	-	33
Outras receitas	8	-	-	8
Receita operacional líquida	2.325	269	117	2.711
Variação				
Distribuidoras de energia elétrica	102	-	-	102
Consumidores livres	(8)	-	-	(8)
Remuneração dos ativos de concessão	26	57	-	83
Receita de construção	-	301	-	301
Comercializadoras de energia elétrica	63	-	-	63
Transações no mercado de curto prazo	44	-	-	44
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	(17)	(17)
Receita de serviços prestados	2	7	-	9
Indenizações	(15)	-	-	(15)
Outras receitas	(2)	-	-	(2)
Receita operacional líquida	212	365	(17)	560

No 4T24, a receita operacional líquida aumentou 20,7% (R\$ 560 milhões) quando comparada ao 4T23, passando de R\$ 2.711 milhões para **R\$ 3.271 milhões**.

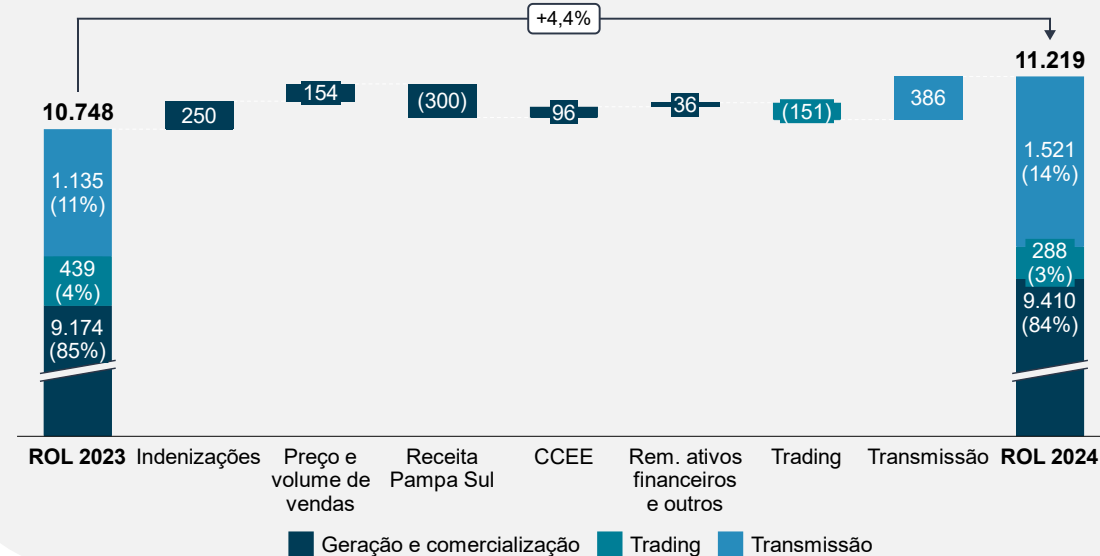
Receita por segmento – 12M24 X 12M23 (em R\$ milhões)

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	Trading	Consolidado
12M24				
Distribuidoras de energia elétrica	4.077	-	-	4.077
Consumidores livres	2.908	-	-	2.908
Remuneração dos ativos de concessão	499	935	-	1.434
Receita de construção	-	500	-	500
Comercializadoras de energia elétrica	978	-	-	978
Transações no mercado de curto prazo	484	-	2	486
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	286	286
Receita de serviços prestados	152	86	-	238
Indenizações	287	-	-	287
Outras receitas	25	-	-	25
Receita operacional líquida	9.410	1.521	288	11.219
12M23				
Distribuidoras de energia elétrica	4.106	-	-	4.106
Consumidores livres	3.176	-	-	3.176
Remuneração dos ativos de concessão	468	831	-	1.299
Receita de construção	-	237	-	237
Comercializadoras de energia elétrica	827	-	-	827
Transações no mercado de curto prazo	388	-	1	389
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	438	438
Receita de serviços prestados	145	67	-	212
Indenizações	37	-	-	37
Outras receitas	27	-	-	27
Receita operacional líquida	9.174	1.135	439	10.748
Variação				
Distribuidoras de energia elétrica	(29)	-	-	(29)
Consumidores livres	(268)	-	-	(268)
Remuneração dos ativos de concessão	31	104	-	135
Receita de construção	-	263	-	263
Comercializadoras de energia elétrica	151	-	-	151
Transações no mercado de curto prazo	96	-	1	97
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	(152)	(152)
Receita de serviços prestados	7	19	-	26
Indenizações	250	-	-	250
Outras receitas	(2)	-	-	(2)
Receita operacional líquida	236	386	(151)	471

A receita operacional líquida passou de R\$ 10.748 milhões em 2023 para **R\$ 11.219 milhões em 2024**, ou seja, aumento de R\$ 471 milhões (4,4%).

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\$ 224,93/MWh no 4T24. Esse valor foi 1,9% inferior** ao do 4T23, que foi de R\$ 229,33/MWh. **Nos 12 meses de 2024**, esse preço médio foi de **R\$ 220,79/MWh**, 2,5% inferior ao praticado em 2023, que foi de R\$ 226,42/MWh.

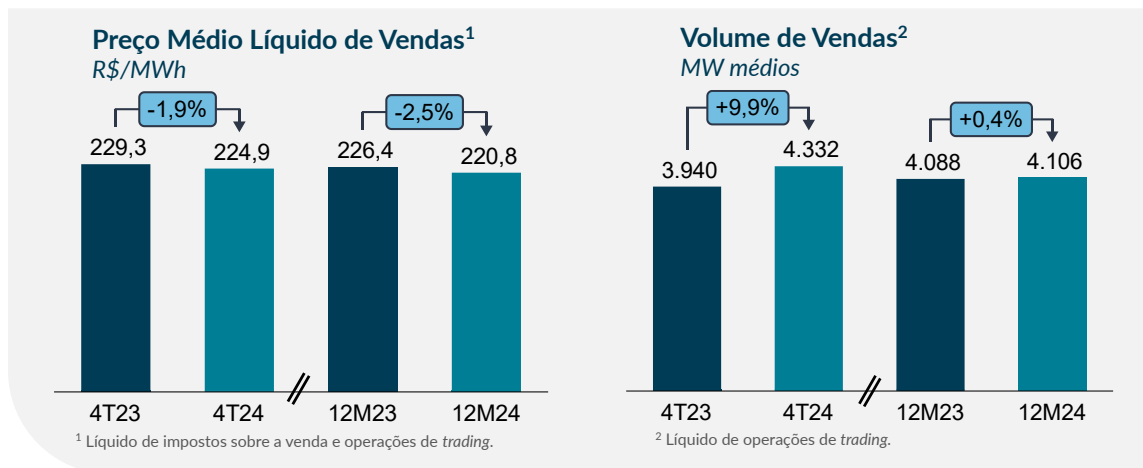
Durante o ano de 2024 ocorreram ressarcimentos causados pela entrega de energia eólica e solar em quantidades inferiores às firmadas nos contratos no ambiente regulado com as distribuidoras. Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos nos trimestres, o preço médio líquido de venda de energia passou de R\$ 231,50/MWh no 4T23, para **R\$ 228,68/MWh no 4T24, redução de 1,2%.** Já no período de 12 meses, o preço médio líquido de venda de energia passou de R\$ 228,90 em 2023, para **R\$ 226,26 em 2024, redução de 1,2%.**

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 e com o crescimento da geração distribuída, a qual impacta no decréscimo dos preços de energia do mercado livre, composto pelos Consumidores Livres e Comercializadoras. Adicionalmente, não foram realizadas operações significativas durante a piora do cenário hidrológico ocorrido desde o início de 2024, com reflexo no 4T24 e em 2024, devido ao bom nível de contratação do portfólio; (ii) pelo acréscimo dos ressarcimentos anteriormente citados; e (iii) pela alienação da subsidiária UTE Pampa Sul, ocorrida em maio de 2023, que vendia energia por preços acima do preço médio do restante do portfólio da Companhia; parcialmente atenuada pela (iv) 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 (v) atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes. Desconsiderando-se os efeitos da venda de Pampa Sul, os preços médios de venda teriam reduzido 1,8%, entre os anos analisados.

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 8.699 GWh (3.940 MW médios) no 4T23, para **9.566 GWh (4.332 MW médios) no 4T24**, um acréscimo de 867 GWh (392 MW médios), ou 9,9%, entre os períodos comparados. **Em 2024**, o volume de venda de energia foi de **36.064 GWh (4.106 MW médios)**, contra 35.816 GWh (4.088 MW médios) registrados em 2023, incremento de 248 GWh (18 MW médios) ou 0,4%.

O aumento na quantidade de energia vendida observado no trimestre, 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, oriundo da entrada em operação comercial completa do Conjunto Eólico Santo Agostinho e parcial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá. Já a variação anual, foi motivada, substancialmente, pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos e pelo aumento de venda no ambiente livre, ocasionado pelo acréscimo da capacidade instalada própria entre os períodos analisados e, suavizada pelo decréscimo do volume de venda às distribuidoras, em decorrência da alienação da subsidiária Pampa Sul.

As variações nos volumes de vendas e nos preços médios de venda, ocasionaram, em conjunto, aumento de R\$ 157 milhões no trimestre, enquanto no acumulado de 2024 houve redução de R\$ 146 milhões, na receita operacional líquida da Companhia. Do decréscimo anual, R\$ 300 milhões, referem-se à alienação da subsidiária Pampa Sul, ocorrida no 2T23.



- **Receita de Venda de Energia Elétrica**

- **Distribuidoras:**

A receita de venda a distribuidoras alcançou R\$ 1.079 milhões no 4T24, R\$ 102 milhões (10,4%) superior aos R\$ 977 milhões auferidos no 4T23. A variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) aumento de R\$ 71 milhões em função do acréscimo de 240 GWh (109 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) elevação de R\$ 31 milhões com o acréscimo de 3,2% no preço médio líquido de vendas.

Em 2024, a receita atingiu R\$ 4.077 milhões, redução de R\$ 29 milhões (0,7%) em relação ao ano de 2023, quando foi de R\$ 4.106 milhões. Esse decréscimo é explicado pelos seguintes itens: (i) declínio de R\$ 124 milhões dada a redução de 438 GWh (54 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) alta de R\$ 95 milhões pelo incremento de 2,3% 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 no volume de vendas entre os anos comparados é consequência, principalmente, da alienação da subsidiária Pampa Sul, que contava com capacidade comercial de 323,5 MW médios, parcialmente suavizada pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos.

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

Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos anteriormente citados, o preço médio líquido de vendas das distribuidoras aumentou 4,6% e 5,1%, respectivamente, entre os trimestres e anos analisados.

- **Consumidores Livres:**

A receita de venda a consumidores livres reduziu R\$ 8 milhões (1,0%) entre os trimestres em análise, passando de R\$ 789 milhões no 4T23 para R\$ 781 milhões no 4T24. A variação resulta do decréscimo de 6,6% no preço médio líquido de vendas (R\$ 52 milhões), atenuada pelo aumento de 232 GWh (105 MW médios) no volume de energia vendida (R\$ 44 milhões).

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. A variação na quantidade de energia vendida, deve-se, principalmente, pela entrada em operação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, durante o segundo semestre de 2024, ocasionando maior quantidade de energia disponível no portfólio da Companhia.

Em 2024, a receita alcançou R\$ 2.908 milhões, montante R\$ 268 milhões (8,4%) inferior aos R\$ 3.176 milhões verificados em 2023. Esse decréscimo decorre da redução de 4,5% no preço médio líquido de vendas (R\$ 143 milhões) e da redução de 629 GWh (76 MW médios) no volume de energia vendida (R\$ 125 milhões).

A variação no preço médio líquido de vendas em 2024, assim como no 4T24, foi impactada pelo decréscimo dos preços de energia do mercado livre. Já a redução da variação na quantidade de energia vendida é consequência, substancialmente, dos seguintes fatores: (i) do encerramento de contratos; (ii) 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; e atenuado (iii) pela entrada em operação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá.

- o **Comercializadoras:**

No 4T24, a receita de venda a comercializadoras foi de R\$ 292 milhões, R\$ 63 milhões (27,5%) superior à receita auferida no 4T23, que foi de R\$ 229 milhões. A variação é explicada pela combinação do aumento de 395 GWh (178 MW médios) no volume de energia vendida (R\$ 64 milhões) com o decréscimo de 0,2% no preço médio líquido de vendas (R\$ 1 milhão).

No período de 12 meses de 2024, a receita foi de R\$ 978 milhões, R\$ 151 milhões (18,3%) superior à receita auferida em 2023, que foi de R\$ 827 milhões. Essa elevação é resultado do aumento de 1.315 GWh (148 MW médios) no volume de energia vendida (R\$ 193 milhões), suavizada pela queda de 5,2% no preço médio líquido de vendas (R\$ 42 milhões).

As reduções nos preços médios líquidos de vendas observadas no 4T24 e no ano de 2024 se devem, basicamente, pelo decréscimo dos preços de energia do mercado livre, ocasionado pela melhora no cenário hidrológico, conforme explicado anteriormente, combinada com o aumento de energias renováveis ocorrido nos últimos anos, fatores atenuados pela atualização monetária dos contratos vigentes.

O aumento da quantidade entre os trimestres e anos 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.

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

No 4T24, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de R\$ 188 milhões, enquanto no 4T23 foi de R\$ 144 milhões, o que representa um **acréscimo de R\$ 44 milhões (30,6%)** entre os trimestres comparados. Nos 12 meses de 2024, em relação ao ano anterior, houve **acréscimo de R\$ 96 milhões (24,7%)** na receita das transações de curto prazo, passando de R\$ 388 milhões em 2023 para **R\$ 484 milhões em 2024**. 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**

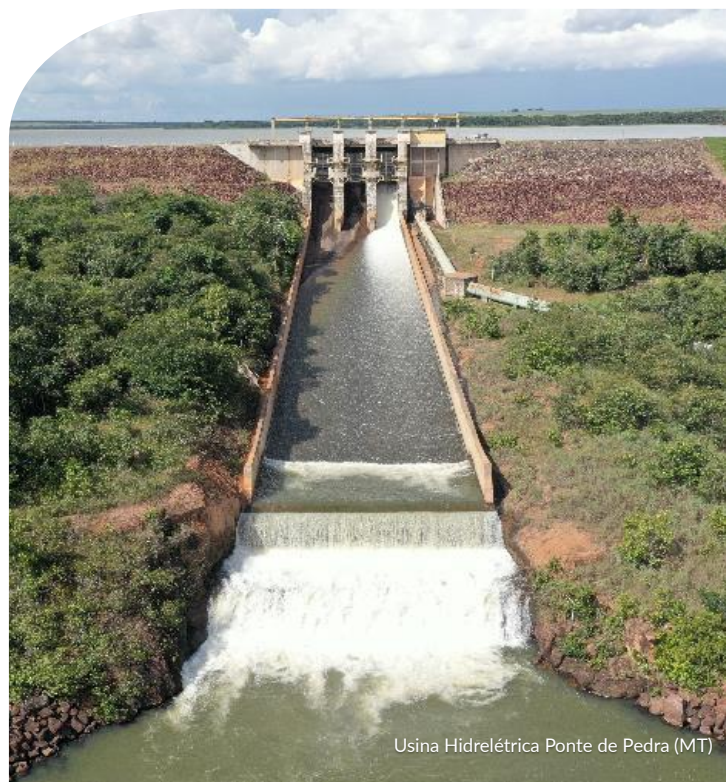
Os ativos financeiros de concessões representam o valor presente dos fluxos de caixa futuros da parcela da energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda, equivalente a 70% da garantia física destas usinas. Esses ativos são remunerados pela taxa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

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R\$ 108 milhões, no 4T23, para **R\$ 134 milhões no 4T24, acréscimo de R\$ 26 milhões (24,1%)**. Na comparação anual, **aumento foi de R\$ 31 milhões (6,6%)**, passando de R\$ 468 milhões em 2023 para **R\$ 499 milhões em 2024**. A variação foi motivada, substancialmente, pelo aumento do IPCA entre os períodos em comparação.

- **Indenizações**

Durante o ano de 2024, a Companhia registrou o **montante de R\$ 262 milhões**, oriundo de indenizações por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção do Conjunto Eólico Santo Agostinho, principalmente relacionadas ao atraso na conclusão da obra. Esse valor foi apurado de forma a compensar a Companhia pela receita não auferida em consequência do adiamento do cronograma da entrada em operação.

Já os demais valores divulgados nesta rubrica, nos anos e trimestres em análise, são oriundos de multas contratuais por indisponibilidade referentes aos contratos de O&M para os parques integrantes dos Conjuntos Eólicos Campo Largo, Campo Largo II, Trairi e Umburanas.



Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (MT)

Custos Operacionais

Custos por segmento – 4T24 x 4T23 (em R\$ milhões)

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	Trading	Consolidado
4T24				
Compras de energia	350	-	93	443
Custos de construção	-	317	-	317
Depreciação e amortização	275	3	-	278
Materiais e serviços de terceiros	176	19	-	195
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	181	-	-	181
Transações no mercado de curto prazo	77	-	3	80
Pessoal	63	2	-	65
Royalties	54	-	-	54
Seguros	36	-	-	36
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	4	4
Outros custos operacionais, líquidos	17	6	-	23
Custos operacionais	1.229	347	100	1.676
4T23				
Compras de energia	334	-	113	447
Custos de construção	-	32	-	32
Depreciação e amortização	218	3	-	221
Materiais e serviços de terceiros	99	16	-	115
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	167	-	-	167
Transações no mercado de curto prazo	40	-	-	40
Pessoal	61	2	-	63
Royalties	65	-	-	65
Seguros	25	1	-	26
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	5	5
Repactuação do risco hidrológico	124	-	-	124
Outros custos operacionais, líquidos	28	2	-	30
Custos operacionais	1.161	56	118	1.335
Variação				
Compras de energia	16	-	(20)	(4)
Custos de construção	-	285	-	285
Depreciação e amortização	57	-	-	57
Materiais e serviços de terceiros	77	3	-	80
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	14	-	-	14
Transações no mercado de curto prazo	37	-	3	40
Pessoal	2	-	-	2
Royalties	(11)	-	-	(11)
Seguros	11	(1)	-	10
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	(1)	(1)
Repactuação do risco hidrológico	(124)	-	-	(124)
Outros custos operacionais, líquidos	(11)	4	-	(7)
Custos operacionais	68	291	(18)	341

Os custos operacionais aumentaram em R\$ 341 milhões (25,5%) entre os trimestres comparados, passando de R\$ 1.335 milhões no 4T23 para **R\$ 1.676 milhões no 4T24**. Esta variação foi reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R\$ 291 milhões (519,6%) nos custos do segmento de transmissão, principalmente pelo aumento dos custos de construção do Sistema de Transmissão Asa Branca; (ii) elevação de R\$ 68 milhões (5,9%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; e (iii) queda de R\$ 18 milhões (15,3%) nos custos de operações de trading de energia.

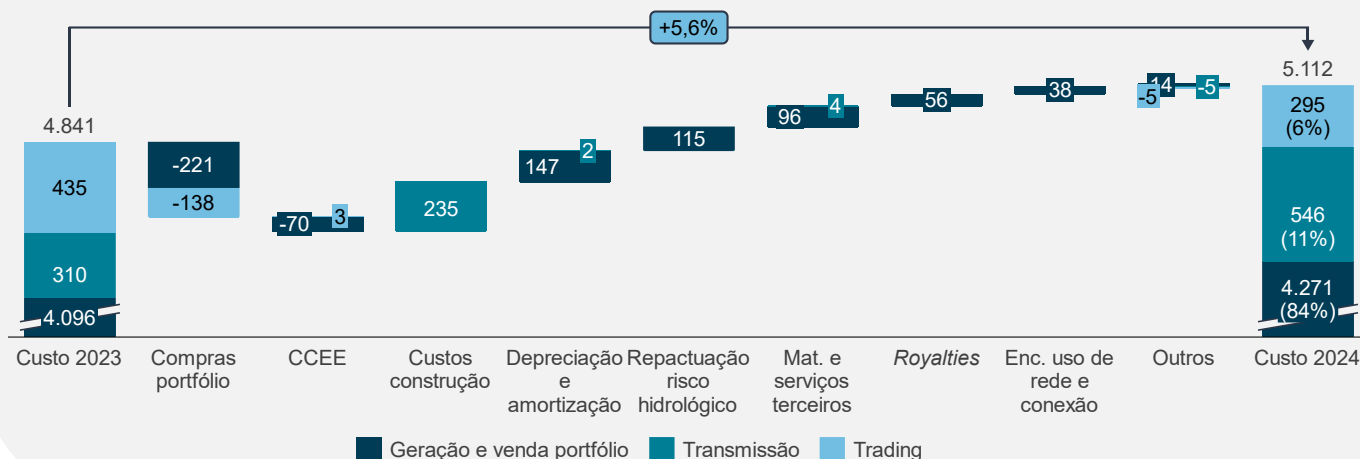
Custos por segmento – 12M24 x 12M23 (em R\$ milhões)

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	Trading	Consolidado
12M24				
Compras de energia	1.271	-	280	1.551
Custos de construção	-	463	-	463
Depreciação e amortização	1.018	13	-	1.031
Materiais e serviços de terceiros	467	47	-	514
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	706	-	-	706
Transações no mercado de curto prazo	131	-	3	134
Pessoal	245	10	-	255
Royalties	225	-	-	225
Seguros	120	2	-	122
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	12	12
Outros custos operacionais, líquidos	88	11	-	99
Custos operacionais	4.271	546	295	5.112
12M23				
Compras de energia	1.492	-	418	1.910
Custos de construção	-	228	-	228
Depreciação e amortização	871	11	-	882
Materiais e serviços de terceiros	371	43	-	414
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	668	-	-	668
Transações no mercado de curto prazo	201	-	-	201
Pessoal	237	12	-	249
Royalties	169	-	-	169
Seguros	85	3	-	88
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	17	17
Repactuação do risco hidrológico	(115)	-	-	(115)
Combustíveis para geração	66	-	-	66
Outros custos operacionais, líquidos	51	13	-	64
Custos operacionais	4.096	310	435	4.841
Variação				
Compras de energia	(221)	-	(138)	(359)
Custos de construção	-	235	-	235
Depreciação e amortização	147	2	-	149
Materiais e serviços de terceiros	96	4	-	100
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	38	-	-	38
Transações no mercado de curto prazo	(70)	-	3	(67)
Pessoal	8	(2)	-	6
Royalties	56	-	-	56
Seguros	35	(1)	-	34
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	(5)	(5)
Repactuação do risco hidrológico	115	-	-	115
Combustíveis para geração	(66)	-	-	(66)
Outros custos operacionais, líquidos	37	(2)	-	35
Custos operacionais	175	236	(140)	271

Em 2024, os custos operacionais atingiram R\$ 5.112 milhões, superiores em R\$ 271 milhões (5,6%) aos custos de 2023, de R\$ 4.841 milhões. Esta variação foi reflexo da combinação dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R\$ 236 milhões (76,1%) nos custos do segmento de transmissão, substancialmente pelo aumento dos custos de construção dos Sistemas de Transmissão Asa Branca e Gavião Real; (ii) acréscimo de R\$ 175 milhões (4,3%) no segmento de geração e venda de energia do portfólio; e (iii) redução de R\$ 140 milhões (32,2%) 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 4T23 e o 4T24 houve aumento de R\$ 16 milhões (4,8%) nas compras de energia, substancialmente motivada pela combinação do aumento de 138 GWh (63 MW médios) na quantidade de energia comprada (R\$ 25 milhões) e acréscimo de 2,9% no preço médio líquido de compras de energia (R\$ 9 milhões). Na comparação anual, houve decréscimo de R\$ 221 milhões (14,8%) nessas operações, substancialmente motivado pela combinação dos seguintes eventos: (i) R\$ 139 milhões — redução de 9,9% no preço médio líquido de compras de energia; e (ii) R\$ 82 milhões — redução de 456 GWh (52 MW médios) na quantidade de energia comprada. 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. Já as variações dos volumes decorrem da gestão de portfólio da Companhia, que contou com aumento da capacidade instalada própria nos últimos anos, e por sua vez, reduziu a necessidade de compras de energia de terceiros entre os exercícios analisados.
- Depreciação e amortização:** aumentos de R\$ 57 milhões (26,1%) e de R\$ 147 milhões (16,9%), respectivamente, entre os trimestres e anos em análise. A variação decorre, principalmente, da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos, em março de 2024, e pelas entradas em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Santo Agostinho e Serra do Assuruá, a partir de março de 2023 e agosto de 2024, respectivamente.
- Materiais e serviços de terceiros:** aumentos de R\$ 77 milhões (77,8%) e de R\$ 96 milhões (25,9%) entre os trimestres e anos analisados. Os principais motivadores resultam, substancialmente, dos seguintes fatores: (i) prestação de serviços de consultoria e assessoria; (ii) reparos e manutenções nas usinas hidrelétricas e nos parques eólicos da Companhia; (iii) aumento nos gastos com informática; (iv) custos envolvidos na aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos; e (v) entrada em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Santo Agostinho e Serra do Assuruá. A variação anual foi suavizada pela alienação da UTE Pampa Sul.
- Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** acréscimos de R\$ 14 milhões (8,4%) e de R\$ 38 milhões (5,7%) entre os trimestres e anos analisados, respectivamente, resultante, substancialmente (i) da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos; (ii) pela entrada em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Santo Agostinho e Serra do Assuruá; e (iii) do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição. A variação anual foi suavizada pela alienação da UTE Pampa Sul.
- Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram superiores em R\$ 37 milhões (92,5%) entre os trimestres em análise e inferiores em R\$ 70 milhões (34,8%) no comparativo anual. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (Royalties):** diminuição de R\$ 11 milhões (16,9%) em decorrência, basicamente, da menor geração das usinas hidrelétricas durante o 4T24, quando comparado com o 4T23, suavizada pelo reajuste anual. Já entre os anos analisados, houve elevação de R\$ 56 milhões (33,1%), em virtude do aumento da geração das usinas hidrelétricas, acrescido do reajuste anual.
- **Seguro:** aumentos de R\$ 11 milhões (44,0%) e de R\$ 35 milhões (41,2%) entre os trimestres e anos analisados, respectivamente, resultante, substancialmente (i) da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos; (ii) pela entrada em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Santo Agostinho e Serra do Assuruá; e (iii) do reajuste anual das apólices. A variação anual foi suavizada pela alienação da UTE Pampa Sul.
- **Repactuação do risco hidrológico:** a Lei nº 13.360/16 determina que a Aneel adicione ao prazo de concessão os dias de atrasos no início da operação da usina, se causados por fatores alheios à responsabilidade do agente reconhecidos pelo órgão regulador. Com base nesta Lei, a Nota Técnica nº 877/2022 da Aneel determinou o deslocamento desses dias para a extensão do GSF (*Generation Scaling Factor*). Em 27 de abril de 2023, a Aneel solicitou à CCEE a apuração dos cálculos de extensão da concessão, resultando em um aumento de 852 dias no prazo da UHE Estreito. A CCEE recalculou e em 10 de maio de 2023, publicou o resultado no qual foram adicionados 620 dias adicionais em relação à extensão calculada anteriormente. Diante disto, o efeito no resultado desta transação foi um ganho líquido de R\$ 115 milhões em 2023.
- **Combustíveis para geração:** decréscimo de R\$ 66 milhões (100,0%) na comparação anual. A variação foi impactada pelas alienações da UTE Pampa Sul e da Usina de Cogeração Lages (UCLA), ocorridas, respectivamente, em maio de 2023 e junho de 2024.

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

Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação de infraestrutura relacionada à concessão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real 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 sua energização completa, 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\$ 287 milhões positivos no 4T24, aumento de R\$ 74 milhões (34,7%), em relação ao mesmo trimestre de 2023, cujo valor foi de R\$ 213 milhões. As variações decorrem, substancialmente, (i) do acréscimo R\$ 57 milhão (28,8%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pelo aumento dos índices inflacionários; e (ii) do efeito positivo de R\$ 16 milhões (84,2%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção (aumentos de R\$ 301 milhões e R\$ 285 milhões, respectivamente), oriundo, principalmente, do avanço das obras do Sistema de Transmissão Asa Branca.

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida no 4T24 foi de R\$ 185 milhões, (R\$ 189 milhões no 4T23), sendo R\$ 158 milhões (R\$ 169 milhões no 4T23) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R\$ 27 milhões (R\$ 20 milhões no 4T23) 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.

No ano de 2024, o resultado bruto foi de R\$ 975 milhões, R\$ 150 milhões (18,2%) superior ao resultado de 2023 de R\$ 825 milhões. As variações decorrem, substancialmente, (i) do acréscimo R\$ 104 milhões (12,5%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pelo aumento dos índices inflacionários; e (ii) do efeito positivo de R\$ 28 milhões (311,1%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção (acréscimos de R\$ 263 milhões e R\$ 235 milhões, respectivamente), oriundo, principalmente, do avanço das obras do Sistema de Transmissão Asa Branca.



Sistema de Transmissão Gralha Azul (PR)

Adicionalmente, durante o ano de 2024, houve o reconhecimento no grupo de outras despesas/receitas 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. Já durante o ano de 2023, houve o reconhecimento no grupo de outras despesas operacionais do montante de R\$ 64 milhões com efeito negativo no resultado a título de revisão tarifária periódica em contrapartida do ativo de contrato, baseado no Ofício Circular CVM nº 04/2020 e na resolução homologatória Aneel nº 3.216, de 04 de julho de 2023, em decorrência da redução da NTN-B, a qual é calculada com base na composição do estoque de dívida já emitida e nas taxas de juros implícitas nas cotações do mercado secundário dos últimos 5 anos. Em razão da revisão, o saldo do ativo contratual é ajustado para considerar o novo fluxo financeiro.

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida em 2024 foi de R\$ 742 milhões, (R\$ 695 milhões em 2023), sendo R\$ 656 milhões (R\$ 628 milhões em 2023) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R\$ 86 milhões (R\$ 67 milhões em 2023) relativos à receita de serviços prestados de O&M.

Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão:

(em R\$ milhões)	4T24	4T23	Variação	2024	2023	Variação
RAP, líquida de PIS e Cofins	185	189	(4)	742	695	47
Custos operacionais	(27)	(21)	(6)	(70)	(71)	1
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(12)	(4)	(8)	(37)	(20)	(17)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	1	2	(1)	2	5	(3)
Ebitda regulatório de transmissão	147	166	(19)	637	609	28

Resultado Operacional do Segmento de *Trading* de Energia

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

O resultado bruto em 2024 foi de R\$ 7 milhões negativos, apresentando decréscimo de R\$ 11 milhões, quando comparado ao montante positivo de R\$ 4 milhões de 2023, decorrente, substancialmente, do impacto negativo de R\$ 16 milhões das transações de compra e venda de energia realizadas. Esse efeito foi parcialmente reduzido pelo efeito positivo da marcação a mercado de R\$ 5 milhões.

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
4T24			
Receita operacional líquida	188	-	188
Custos operacionais	(77)	(3)	(80)
Resultado líquido	111	(3)	108
4T23			
Receita operacional líquida	144	-	144
Custos operacionais	(40)	-	(40)
Resultado líquido	104	-	104
Variação			
Receita operacional líquida	44	-	44
Custos operacionais	(37)	(3)	(40)
Resultado líquido	7	(3)	4

No 4T24 e no 4T23, **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\$ 108 milhões** e R\$ 104 milhões, respectivamente. O montante representa **aumento de R\$ 4 milhões entre os períodos comparados**, sendo acréscimo de R\$ 7 milhões proveniente no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e redução de R\$ 3 milhões do segmento de *trading* de energia.

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, da combinação do efeito positivo do aumento da energia livre devido à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos combinada com a variação positiva do PLD. Esses efeitos positivos foram atenuados pelo (i) 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 (a média do GSF passou de 83,8% no 4T23 para 79,9% no 4T24); (ii) efeito negativo no MRE, em virtude da redução da geração hidrelétrica das usinas e pelo menor volume de energia produzido pelas usinas participantes do MRE; e (iii) reduções nas operações de fechamento de mês, recontabilizações e modulações entre os trimestres analisados.

	Geração	Trading	Consolidado
12M24			
Receita operacional líquida	484	2	486
Custos operacionais	(131)	(3)	(134)
Resultado líquido	353	(1)	352
12M23			
Receita operacional líquida	388	1	389
Custos operacionais	(201)	-	(201)
Resultado líquido	187	1	188
Variação			
Receita operacional líquida	96	1	97
Custos operacionais	70	(3)	67
Resultado líquido	166	(2)	164

No acumulado de 2024, o **resultado líquido**, fruto de transações de curto prazo, **foi positivo em R\$ 352 milhões**, acréscimo de R\$ 164 milhões em relação ao resultado positivo de R\$ 188 milhões do ano de 2023, sendo acréscimo de R\$ 166 milhões no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e redução de R\$ 2 milhões no resultado do segmento de *trading* de energia.

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, da combinação dos seguintes fatores positivos: (i) aumento da energia livre devido à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos combinada com a variação positiva do PLD; e (ii) 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 anos, 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).

Esses fatores foram atenuados pelos seguintes efeitos negativos: (iii) impacto negativo em virtude da redução de 89,7% em 2023 para 87,1% em 2024 do Fator de Ajuste do MRE (GSF), tendo em vista a alocação de garantia física e a geração das usinas participantes; e (iv) reduções nas operações de fechamento de mês, recontabilizações e modulações entre os anos analisados.

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

PLD médio em R\$/MWh	4T24	4T23	Var. 4T (%)	12M24	12M23	Var. 12M (%)
Sul	216,36	77,78	178,2%	127,89	72,17	77,2%
Sudeste/Centro-Oeste	216,36	77,78	178,2%	127,88	72,17	77,2%
Nordeste	205,59	77,78	164,3%	118,34	72,17	64,0%

Despesas com vendas, gerais e administrativas

A Companhia apresentou acréscimos nas despesas com vendas, gerais e administrativas, nos montantes de R\$ 18 milhões entre o 4T24 e o 4T23 e R\$ 76 milhões entre 2024 e 2023. As principais variações nos trimestres e anos analisados, decorrem do segmento de geração, nos montantes de R\$ 10 milhões e R\$ 58 milhões, respectivamente, as quais foram impactadas, substancialmente, pelos seguintes eventos: (i) aumento dos serviços gerais de informática; (ii) aumento nas despesas com pessoal, em decorrência do reajuste anual da remuneração e benefícios dos colaboradores e das contratações entre os trimestres e anos; e (iii) custos de aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos, com a contratação de serviços de assessoria.

Outras (Despesas) Receitas Operacionais, Líquidas

No 4T24, a Companhia reconheceu, no segmento de geração, o montante de R\$ 22 milhões referente a baixa de ativos, R\$ 14 milhões referem-se ao Conjunto Fotovoltaico Paracatu, em decorrência dos fortes ventos na região em abril de 2023. No acumulado de 12 meses, o total de baixas de ativos totalizou R\$ 57 milhões, sendo R\$ 45 milhões relativos ao Conjunto Fotovoltaico Paracatu.

Adicionalmente, durante o ano de 2024, no segmento de transmissão, houve o reconhecimento no grupo de outras despesas/receitas operacionais do montante de R\$ 25 milhões com efeito positivo no resultado em contrapartida do ativo de contrato. Mais detalhes estão descritos anteriormente no item específico do Segmento de Transmissão.

A Companhia reconheceu no 4T23 no segmento de geração o montante de R\$ 45 milhões, a título de indenização de seguros em decorrência do sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu, os quais foram registrados na rubrica de outras receitas operacionais. Adicionalmente, durante o ano de 2023, houve o reconhecimento no segmento de transmissão do montante de R\$ 64 milhões com efeito negativo no resultado a título de revisão tarifária periódica em contrapartida do ativo de contrato. Mais detalhes estão descritos anteriormente em item específico.

Reversão (Provisão) para Redução ao Valor Recuperável (Impairment) e Alienação de Subsidiária

	Geração				Geração				
	Pampa Sul	Paracatu	Diamante	Consolidado	Pampa Sul	Paracatu	Lages	Diamante	Consolidado
	4T24				12M24				
Reversão de <i>Impairment</i>	-	14	-	14	-	45	-	-	45
Alienação de subsidiária	25	-	-	25	25	-	(9)	-	16
	4T23				12M23				
Reversão de <i>Impairment</i> , líquido	-	59	-	59	1.243	(45)	-	-	1.198
Alienação de subsidiária	(7)	-	9	2	(1.296)	-	-	9	(1.287)
	Variação				Variação				
Reversão de <i>Impairment</i> , líquido	-	(45)	-	(45)	(1.243)	90	-	-	(1.153)
Alienação de subsidiária	32	-	(9)	23	1.321	-	(9)	(9)	1.303

Reversão de *Impairment*

No 4T24, a Companhia reconheceu R\$ 14 milhões (R\$ 59 milhões no 4T23) de reversão referente ao *impairment* anteriormente registrado em decorrência do sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu, em abril de 2023. Esta reversão ocorreu em virtude da baixa dos ativos, os quais foram reembolsados pela seguradora. Durante o ano de 2024, a reversão citada acima totalizou R\$ 45 milhões, o que representa a reversão do restante do montante anteriormente provisionado. Ressalta-se que a baixa de ativos, somada ao reembolso da seguradora, não trouxe impactos ao resultado da Companhia.

Durante o ano de 2023, a Companhia registrou o montante de R\$ 1.243 milhões de reversão de *impairment*, em decorrência da alienação da subsidiária UTE Pampa Sul e o montante de R\$ 45 milhões de provisão para redução ao valor recuperável (líquido da reversão registrada no 4T23), referente ao sinistro do Conjunto Fotovoltaico Paracatu.

Alienação de Subsidiária

No 4T24 a Companhia registrou uma receita de alienação no montante de R\$ 25 milhões oriundas de ajuste de preço da venda da subsidiária Pampa Sul, ocorrida em 2023. Este ajuste de preço provém de obrigações condicionadas para o recebimento.

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

Em 31 de maio de 2023, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária UTE Pampa Sul. Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O resultado com a alienação do ativo, líquido dos custos de venda (R\$ 1.296 milhões negativos) e reversão do *impairment* (R\$ 1.243 milhões), foi negativo em R\$ 53 milhões, no ano de 2023.

Adicionalmente à esta operação, no 4T23 a Companhia registrou uma receita de alienação no montante de R\$ 9 milhões oriundas de ajuste de preço da venda da subsidiária Diamante, ocorrido em 2021, este ajuste de preço provém de obrigações condicionadas para o recebimento. Além desta operação, no 4T23 a Companhia reconheceu o montante de R\$ 7 milhões nos custos de alienação da UTE Pampa Sul, este valor está contido no montante de R\$ 1.296 milhões acima citado.

Alienação de participação societária em controlada em conjunto

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 28 de dezembro de 2023, aprovou a celebração do contrato de compra e venda de ações e outras avenças entre, de um lado, a Companhia, e de outro lado, o Caisse de Dépôt et Placement du Québec ("CDPQ"), por meio de sua subsidiária integral CDP Groupe Infrastructures Inc., com interveniência e anuência da TAG, por meio do qual foram estabelecidos os termos e condições para alienação, pela Companhia à CDPQ, de ações de emissão da TAG de titularidade da Companhia representativas de 15% do capital social total da TAG.

O preço base de venda foi de R\$ 3.113 milhões, em uma estrutura de porteira fechada (*locked box*), com as devidas correções monetárias até a data de fechamento, em linha com termos usuais em operações do mesmo porte e natureza e conforme previsto no contrato de compra e venda.

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

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

Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia detinha 17,5% de participação societária direta na TAG, já em 31 de dezembro 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:

Demonstração dos resultados (em R\$ milhões)	4T24		4T23	
	100%	Participação da Companhia ¹	100%	Participação da Companhia
Receita operacional líquida	2.466	432	2.020	657
Custos dos serviços prestados	(663)	(116)	(603)	(196)
Lucro bruto	1.803	316	1.417	461
Despesas gerais e administrativas	82	14	(52)	(17)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	1.885	330	1.365	444
Resultado financeiro	(459)	(80)	(365)	(119)
Lucro antes dos impostos	1.426	250	1.000	325
Imposto de renda e contribuição social	(177)	(31)	(333)	(108)
Lucro líquido da TAG	1.249	219	667	217

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

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

Ebitda (em R\$ milhões)	4T24		4T23	
	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	1.885	330	1.365	444
Depreciação e amortização	173	30	166	54
Amortização da mais valia	150	26	148	48
Ebitda¹	2.208	386	1.679	546
Margem Ebitda	89,5%		83,1%	

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 4T23 e o 4T24, o resultado de equivalência patrimonial aumentou R\$ 2 milhões (0,9%), passando de R\$ 217 milhões para R\$ 219 milhões, respectivamente.

A variação foi consequência, substancialmente, do aumento do lucro líquido da TAG, atenuado pela redução do percentual de participação da Companhia.

Em relação ao aumento do resultado da TAG, a variação foi consequência, substancialmente, (i) do aumento do Ebitda devido, principalmente, a combinação dos seguintes efeitos: (i.i) aumento da variação cambial da receita do contrato de transporte do Sistema GASENE; (i.ii) provisões regulatórias em montantes inferiores registradas no 4T24, em relação ao 4T23, previamente acordadas com a Agência Nacional do Petróleo (ANP), as quais serão devolvidas ao mercado ao longo dos próximos anos; e (i.iii) da reversão do *impairment* do Projeto GASFOR II; (ii) da redução nas despesas de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL), em virtude dos benefícios fiscais para empreendimentos construídos em regiões incentivadas pela SUDAM (Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia) e SUDENE (Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste), atenuada pelo aumento do lucro antes dos impostos; e atenuada (iii) pelo aumento da despesa financeira líquida, oriundo, substancialmente, (iii.i) da emissão de debêntures ocorrida em junho de 2024; (iii.ii) da valorização do dólar, da alta da SOFR (*Secured Overnight Financing Rate*) e do aumento do saldo da dívida em dólar.

Destaca-se que a redução significativa do imposto de renda e da contribuição social observada no 4T24 é resultado de aprovações de novos benefícios fiscais ocorridos no final do ano de 2024, sendo reconhecidos durante o 4T24 refletindo a apuração do ano 2024.

O resultado de equivalência patrimonial da TAG dos anos de 2024 e 2023 é composto pelos seguintes itens:

DRE – em R\$ milhões	12M24				12M23	
	100%	Participação da Companhia			100%	Participação da Companhia
		32,5% ¹	17,5% ¹	Total		
Receita operacional líquida	9.062	80	1.543	1.623	9.029	2.934
Custos dos serviços prestados	(2.260)	(20)	(385)	(405)	(2.486)	(808)
Lucro bruto	6.802	60	1.158	1.218	6.543	2.126
Despesas gerais e administrativas	(64)	(2)	(10)	(12)	(233)	(76)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	6.738	58	1.148	1.206	6.310	2.050
Resultado financeiro	(1.769)	(15)	(302)	(317)	(1.662)	(540)
Lucro antes dos impostos	4.969	43	846	889	4.648	1.510
Imposto de renda e contribuição social	(970)	(11)	(164)	(175)	(1.592)	(517)
Lucro líquido da TAG	3.999			714	3.056	993

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

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

DRE – em R\$ milhões	12M24				12M23	
	100%	Participação da Companhia			100%	Participação da Companhia
		32,5% ¹	17,5% ¹	Total		
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	6.738	58	1.148	1.206	6.310	2.050
Depreciação e amortização	669	6	114	120	674	219
Amortização da mais valia	436	5	74	79	592	192
Ebitda	7.843			1.405	7.576	2.461
Margem Ebitda	86,5%				83,9%	

Entre os anos comparados, o resultado de equivalência patrimonial **reduziu R\$ 279 milhões (28,1%)**, passando de R\$ 993 milhões **para R\$ 714 milhões**, respectivamente.

A variação foi consequência, substancialmente, da redução do percentual de participação da Companhia, atenuado pelo aumento do lucro líquido da TAG.

A variação do lucro líquido da Companhia foi consequência, substancialmente, (i) da redução nas despesas de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL), em virtude, dos benefícios fiscais para empreendimentos construídos em regiões incentivadas pela SUDAM e SUDENE, atenuada pelo aumento do lucro antes dos impostos; (ii) do aumento do Ebitda devido, principalmente, a combinação dos seguintes efeitos: (ii.i) aumento da variação cambial da receita do contrato de transporte do Sistema GASENE; (ii.ii) reversão do *impairment* do Projeto GASFOR II; (ii.iii) provisões regulatórias em montantes inferiores registradas no ano de 2024, em relação ao ano de 2023, previamente acordadas com a Agência Nacional do Petróleo (ANP), as quais serão devolvidas ao mercado ao longo dos próximos anos; e atenuada (ii.iv) pela atualização com efeito negativo das tarifas de transporte, em decorrência da variação negativa do IGPM e US PPI (*United States Producer Price Index*); (iii) redução na amortização da mais valia decorrente da revisão da vida útil da mais valia; e atenuada (iv) pelo aumento da despesa financeira líquida, oriundo, substancialmente, do reconhecimento de ganhos na renegociação das dívidas em 2023, atenuado pela redução das variações cambiais e monetárias entre os anos.

Balanco Patrimonial

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

Balanco Patrimonial	31/12/2024	31/12/2023
ATIVO		
Ativo circulante	4.443	3.439
Caixa e equivalentes de caixa	2.325	1.423
Contas a receber de clientes	1.830	1.541
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>	-	50
Outros ativos circulantes	288	425
Ativo não circulante	28.955	29.573
Depósitos vinculados	326	633
Outros ativos não circulantes	155	119
Imobilizado	25.727	26.074
Intangível	2.747	2.747
Total	33.398	33.012
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	4.377	4.693
Instrumentos de dívida	3.432	3.107
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>	7	-
Outros passivos circulantes	938	1.586
Passivo não circulante	22.409	20.505
Instrumentos de dívida	16.419	13.969
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>	77	376
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.204	5.626
Outros passivos não circulantes	709	534
Patrimônio líquido	6.612	7.814
Total	33.398	33.012



Usina Hidrelétrica Passo Fundo (RS)

Ebitda e Margem Ebitda

Ebitda por segmento – 4T24 x 4T23 (em R\$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	Trading	Transporte de gás	Consolidado
4T24					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.191	276	(1)	219	1.685
Depreciação e amortização	285	3	-	-	288
Ebitda ¹	1.476	279	(1)	219	1.973
Reversão de <i>Impairment</i>	(14)	-	-	-	(14)
Alienação de subsidiária	(25)	-	-	-	(25)
Ebitda ajustado	1.437	279	(1)	219	1.934
Margem Ebitda ajustada	56,6%	44,0%	(1,0%)	-	59,1%
4T23					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.144	211	(2)	217	1.570
Depreciação e amortização	230	3	-	-	233
Ebitda	1.374	214	(2)	217	1.803
Reversão de <i>Impairment</i>	(59)	-	-	-	(59)
Alienação de subsidiária	(2)	-	-	-	(2)
Indenização de seguros ²	(104)	-	-	-	(104)
Ebitda ajustado	1.209	214	(2)	217	1.638
Margem Ebitda ajustada	52,0%	79,6%	(1,7)	-	60,4%
Variação					
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	47	65	1	2	115
Depreciação e amortização	55	-	-	-	55
Ebitda	102	65	1	2	170
Reversão de <i>Impairment</i>	45	-	-	-	45
Alienação de subsidiária	(23)	-	-	-	(23)
Indenização de seguros	104	-	-	-	104
Ebitda ajustado	228	65	1	2	296
Margem Ebitda ajustada	4,6 p.p.	(35,6 p.p.)	0,7 p.p.	-	(1,3 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.

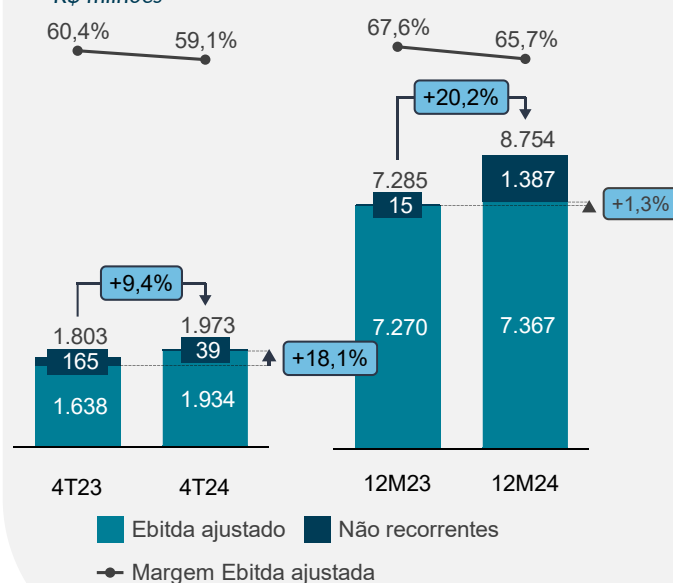
² Indenização de seguros em decorrência do sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu.

Entre o 4T24 e o 4T23, o Ebitda ajustado aumentou R\$ 296 milhões (18,1%), passando de R\$ 1.638 milhões no 4T23 para **R\$ 1.934 milhões no 4T24**. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R\$ 228 milhões (18,9%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; (ii) R\$ 65 milhões (30,4%) oriundos do segmento de transmissão de energia; (iii) R\$ 2 milhões (0,9%) decorrentes de maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG; e (iv) R\$ 1 milhão (50,0%) oriundos do segmento de *trading* de energia.

As principais variações no Ebitda ajustado estão no segmento de geração e venda de energia elétrica, indicada no item (i) acima, cujos **efeitos positivos**, foram: (i) R\$ 157 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (ii) R\$ 124 milhões referente à repactuação do risco hidrológico; (iii) aumento de R\$ 26 milhões de receita de remuneração e atualização monetária sobre ativos de concessões das UHEs Jaguara e Miranda; e (iv) R\$ 14 milhões relativos às demais receitas, custos operacionais e despesas administrativas. Esses efeitos foram atenuados pelas seguintes variações com **efeitos negativos**: (v) aumento de R\$ 77 milhões nos custos de materiais e serviços de terceiros; e (vi) acréscimo de R\$ 16 milhões nas compras de energia.

Ebitda¹ 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.

Adicionalmente, no 4T24, o Ebitda foi impactado positivamente pelo segmento de transmissão, cujos efeitos foram, substancialmente, a combinação dos seguintes fatores: (i) R\$ 57 milhões de aumento na receita de remuneração dos ativos de contrato; (ii) R\$ 16 milhões de acréscimo do resultado de construção; (iii) elevação de R\$ 1 milhão na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos); e atenuado pelo (iv) aumento de R\$ 9 milhões nos demais custos, despesas com vendas, gerais, administrativas e outras despesas operacionais, líquidas.

Ebitda por segmento – 12M24 x 12M23 (em R\$ milhões)

	Energia elétrica			Transporte de gás	Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading		
12M24					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.679	965	(12)	2.050	7.682
Depreciação e amortização	1.059	13	-	-	1.072
Ebitda	5.738	978	(12)	2.050	8.754
Custos de aquisição de subsidiárias	10	-	-	-	10
Reversão de <i>Impairment</i>	(45)	-	-	-	(45)
Alienação de subsidiária	(16)	-	-	-	(16)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(1.336)	(1.336)
Ebitda ajustado	5.687	978	(12)	714	7.367
Margem Ebitda ajustada	60,4%	64,3%	(4,2%)	-	65,7%
12M23					
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.621	746	-	993	6.360
Depreciação e amortização	914	11	-	-	925
Ebitda	5.535	757	-	993	7.285
Reversão de <i>Impairment</i> , líquido	(1.198)	-	-	-	(1.198)
Alienação de subsidiária	1.287	-	-	-	1.287
Indenização de seguros	(104)	-	-	-	(104)
Ebitda ajustado	5.520	757	-	993	7.270
Margem Ebitda ajustada	60,2%	66,7%	-	-	67,6%
Variação					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	58	219	(12)	1.057	1.322
Depreciação e amortização	145	2	-	-	147
Ebitda	203	221	(12)	1.057	1.469
Custos de aquisição de subsidiárias	10	-	-	-	10
Reversão de <i>Impairment</i> , líquido	1.153	-	-	-	1.153
Alienação de subsidiária	(1.303)	-	-	-	(1.303)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(1.336)	(1.336)
Indenização de seguros	104	-	-	-	104
Ebitda ajustado	167	221	(12)	(279)	97
Margem Ebitda ajustada	0,2 p.p.	(2,4 p.p.)	(4,2 p.p.)	-	(1,9 p.p.)

Entre 2024 e 2023, o Ebitda ajustado aumentou R\$ 97 milhões (1,3%), passando de R\$ 7.270 milhões em 2023 para **R\$ 7.367 milhões em 2024**. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R\$ 221 milhões (29,2%) oriundos do segmento de transmissão de energia; e (ii) R\$ 167 milhões (3,0%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia. Os referidos impactos positivos foram parcialmente atenuados pelos seguintes **efeitos negativos**: (iii) R\$ 279 milhões (28,1%) decorrentes, principalmente, da redução do percentual de participação societária em controlada em conjunto – TAG; e (iv) R\$ 12 milhões oriundos do segmento de *trading* de energia.

O segmento de transmissão impactou positivamente o Ebitda, cujos efeitos foram, substancialmente, os seguintes: (i) R\$ 104 milhões de aumento na receita de remuneração dos ativos de contrato; (ii) efeito positivo em 2024 de R\$ 64 milhões decorrente da revisão tarifária periódica registrada em 2023; (iii) R\$ 28 milhões de acréscimo do resultado de construção, haja vista a evolução das obras; (iv) R\$ 25 milhões com efeito positivo, em virtude da expectativa de revisão da estrutura de investimentos realizados e a taxa de remuneração de capital, resultando em modificações nos valores das RAP futuras; (v) R\$ 20 milhões de aumento na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos); e atenuado (vi) pelo aumento de R\$ 20 milhões (152,9%) nos demais custos, despesas com vendas, gerais, administrativas e outras despesas operacionais, líquidas.

O segmento de geração e venda de energia elétrica, indicado no item (ii) acima, impactou positivamente o Ebitda, cujos **efeitos positivos**, foram: (i) aumento de R\$ 250 milhões nas receitas com indenizações; (ii) decréscimo de R\$ 221 milhões

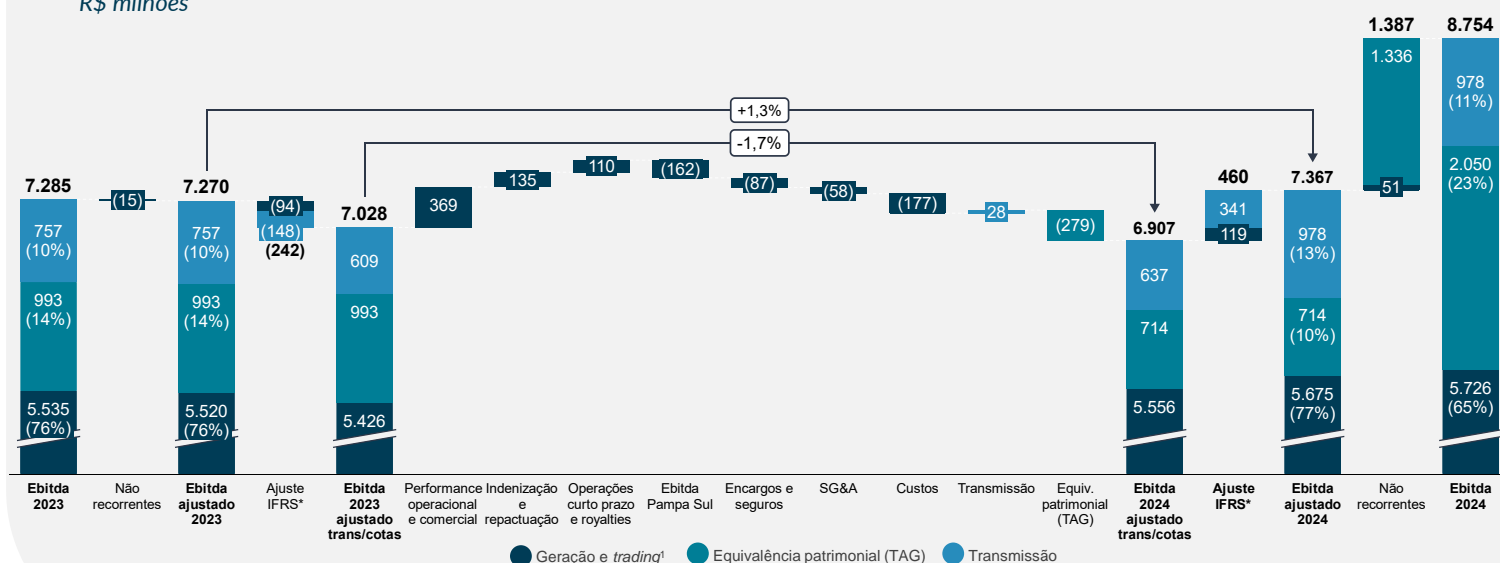
nas compras de energia, dos quais R\$ 6 milhões se referem à Pampa Sul; (iii) R\$ 166 milhões de impacto positivo nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (iv) R\$ 66 milhões da redução de combustíveis, oriundos da alienação de Pampa Sul; (v) aumento de R\$ 31 milhões de receita de remuneração e atualização monetária sobre ativos de concessões das UHEs Jaguará e Miranda. Esses efeitos foram atenuados pelo **impacto negativo** dos seguintes fatores: (vi) R\$ 146 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda, R\$ 300 milhões de impacto pela venda de Pampa Sul; (vii) R\$ 115 milhões referente à repactuação do risco hidrológico (GFOM) registrado no ano de 2023; (viii) R\$ 96 milhões de aumento dos custos de materiais e serviços de terceiros, os quais foram atenuados pela alienação de Pampa Sul em R\$ 36 milhões; (ix) acréscimo de R\$ 58 milhões de despesas com vendas, gerais e administrativas; (x) do aumento de R\$ 56 milhões de *royalties*; (xi) R\$ 38 milhões de encargos de uso da rede elétrica e conexão, atenuados em R\$ 14 milhões pela venda de Pampa Sul; (xii) R\$ 35 milhões de seguros; e (xiii) R\$ 23 milhões relativos às demais receitas, custos e despesas operacionais e administrativas, dos quais Pampa Sul suavizou em R\$ 16 milhões.

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)	4T24	4T23	Var. (%)	12M24	12M23	Var. (%)
Lucro líquido recorrente	1.090	948	15,0	4.303	3.429	25,5
(+) Imposto de renda e contribuição social	148	198	(25,3)	1.403	968	44,9
(+) Resultado financeiro	447	424	5,4	1.976	1.963	0,7
(+) Depreciação e amortização	288	233	23,6	1.072	925	15,9
Ebitda	1.973	1.803	9,4	8.754	7.285	20,2
Efeitos não recorrentes						
(+) Custos de aquisição de subsidiárias	-	-	-	10	-	100,0
(-) Reversão de <i>Impairment</i> , líquido	(14)	(59)	(76,3)	(45)	(1.198)	(96,2)
(+) Alienação de subsidiária	(25)	(2)	1.150,0	(16)	1.287	(101,2)
(+) Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(1.336)	-	100,0
(-) Indenização de seguros	-	(104)	(100,0)	-	(104)	(100,0)
Ebitda ajustado	1.934	1.638	18,1	7.367	7.270	1,3
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(279)	(214)	30,4	(978)	(757)	29,2
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	147	166	(11,4)	637	609	4,6
Ebitda societário cotistas (IFRS)	(207)	(162)	27,8	(784)	(726)	8,0
Ebitda regulatório cotistas	171	158	8,2	665	632	5,2
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotas	1.766	1.586	11,3	6.907	7.028	(1,7)

Evolução do Ebitda

R\$ milhões



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

¹ Contempla o resultado dos segmentos de geração e trading.

Resultado Financeiro

(em R\$ milhões)	4T24	4T23	Var. (R\$)	12M24	12M23	Var. (R\$)
Renda de aplicações financeiras	116	90	26	543	392	151
Outras receitas financeiras	17	6	11	79	57	22
Total receitas financeiras	133	96	37	622	449	173
Dívida:						
Juros	(230)	(216)	(14)	(998)	(1.029)	31
Atualização monetária	(222)	(109)	(113)	(784)	(645)	(139)
Outras despesas financeiras, líquidas	92	(22)	114	(61)	(139)	78
Total despesas financeiras	(360)	(347)	(13)	(1.843)	(1.813)	(30)
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):						
Atualização monetária	(96)	(49)	(47)	(261)	(109)	(152)
Atualização a valor presente	(124)	(124)	-	(494)	(490)	(4)
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(220)	(173)	(47)	(755)	(599)	(156)
Resultado financeiro	(447)	(424)	(23)	(1.976)	(1.963)	(13)

Receitas financeiras: no 4T24, as receitas financeiras atingiram R\$ 133 milhões, R\$ 37 milhões ou 38,5% acima dos R\$ 96 milhões auferidos no 4T23, substancialmente, pelo aumento de R\$ 26 milhões na receita com aplicações financeiras. O acréscimo foi motivado, principalmente, pelo aumento da média dos saldos de aplicações financeiras nos períodos em questão, suavizado pelo decréscimo do CDI.

No comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R\$ 173 milhões (38,5%), passando de R\$ 449 milhões em 2023 para R\$ 622 milhões em 2024, em virtude, principalmente, do acréscimo da receita com aplicações financeiras no montante de R\$ 151 milhões. O aumento foi motivado, substancialmente, pela elevação da média dos saldos de aplicações financeiras entre os anos e suavizado pela redução do CDI.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 4T24 foram de R\$ 360 milhões, isto é, R\$ 13 milhões ou 3,7% acima das registradas no 4T23, que foram de R\$ 347 milhões. As principais variações observadas foram decorrentes (i) do aumento de R\$ 127 milhões sobre a dívida, entre os trimestres analisados, em virtude, principalmente, do acréscimo de R\$ 113 milhões relativos à atualização monetária, em decorrência da elevação dos índices inflacionários; e suavizada (ii) pelo resultado positivo de R\$ 142 milhões no ajuste a valor de mercado dos instrumentos de dívidas, líquido de *hedge*, registrados na rubrica de outras despesas financeiras, líquidas. Ressalta-se que os montantes de juros de dívida se mantiveram estáveis entre os trimestres observados, em virtude do aumento de R\$ 99 milhões (130,3%) na capitalização no ativo imobilizado, decorrente do avanço das obras do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, ocorrido durante o ano de 2024.

Em base anual, as despesas aumentaram de R\$ 1.813 milhões em 2023 para R\$ 1.843 milhões em 2024, ou seja, R\$ 30 milhões (1,7%), resultado da combinação, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) acréscimo de R\$ 108 milhões sobre dívida, entre os anos analisados, em razão, principalmente, do aumento de R\$ 139 milhões de atualização monetária, pelo crescimento da inflação; e atenuado (ii) pelo resultado positivo de R\$ 104 milhões no ajuste a valor de mercado dos instrumentos de dívidas, líquido de *hedge*, registrados na rubrica de outras despesas financeiras, líquidas. Em relação à estabilidade dos juros de dívida, este fato foi resultado do aumento da capitalização no ativo imobilizado, acima citada, de R\$ 219 milhões em 2023 para R\$ 463 milhões em 2024, representando um crescimento de R\$ 244 milhões (111,4%).

Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público): as despesas de concessões a pagar aumentaram em R\$ 47 milhões (27,2%), atingindo R\$ 220 milhões no 4T24 em contrapartida aos R\$ 173 milhões no 4T23, em virtude do acréscimo de R\$ 47 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, do aumento do IGPM e do IPCA.

Na comparação entre os anos, houve acréscimo de R\$ 156 milhões, ou seja 26,0%, passando de R\$ 599 milhões em 2023 para R\$ 755 milhões em 2024, resultado, substancialmente, do acréscimo de R\$ 152 milhões de atualização monetária, motivada, principalmente, pelo crescimento do IPCA e do IGPM entre os anos.

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

O valor apurado de **IR e CSLL no 4T24 foi R\$ 148 milhões**, variação de R\$ 50 milhões (25,3%) quando comparado ao mesmo trimestre de 2023, o qual foi R\$ 198 milhões. A variação foi motivada, principalmente, pelo ajuste na alíquota efetiva aplicada à base dos ativos diferidos, em função da renovação do benefício fiscal da SUDENE, referente à Usina Hidrelétrica Estreito durante o ano de 2024.

No acumulado do ano, essas despesas aumentaram R\$ 435 milhões (44,9%), passando de R\$ 968 milhões em 2023 para **R\$ 1.403 milhões em 2024**. A variação foi motivada, principalmente, pelo aumento do lucro antes do IR e CSLL entre os períodos observados.

Desconsiderando os efeitos não recorrentes, as despesas com IR e CSLL, reduziram R\$ 23 milhões (14,2%) e R\$ 14 milhões (1,5%), respectivamente, entre os trimestres e anos analisados.

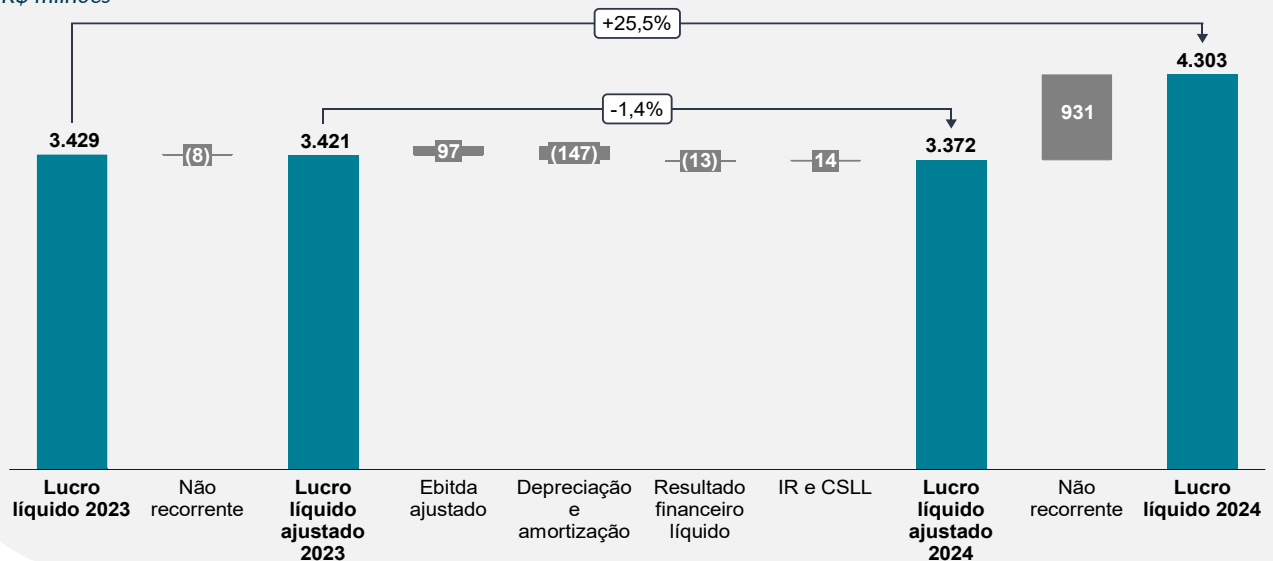
Lucro Líquido

O lucro líquido do 4T24 foi de **R\$ 1.090 milhões, R\$ 142 milhões ou 15,0% maior** do que os R\$ 948 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse acréscimo é consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) aumento de R\$ 296 milhões no Ebitda ajustado; (ii) redução de R\$ 23 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes. Estes fatores foram atenuados pelos seguintes: (iii) variação de efeitos não recorrentes com impacto líquido negativo de R\$ 99 milhões; (iv) aumento de R\$ 55 milhões da depreciação e amortização; e (v) efeito negativo de R\$ 23 milhões do resultado financeiro líquido. Excluindo-se os efeitos não recorrentes, de reversão de *impairment*, alienação de subsidiária e indenização de seguros, o lucro líquido aumentou em R\$ 241 milhões (29,4%) entre os trimestres em comparação.

Em bases anuais, o lucro líquido passou de R\$ 3.429 milhões em 2023 para **R\$ 4.303 milhões em 2024, ou seja, acréscimo de R\$ 874 milhões ou 25,5%**. Esse aumento é consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) variação de efeitos não recorrentes com impacto líquido positivo de R\$ 923 milhões; (ii) aumento de R\$ 97 milhões no Ebitda ajustado; (iii) redução de R\$ 14 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes; atenuado pelo (iv) aumento de R\$ 147 milhões da depreciação e amortização; e pelo (v) efeito negativo de R\$ 13 milhões do resultado financeiro líquido. Excluindo-se os efeitos não recorrentes, de custos de aquisição de subsidiárias, reversão de *impairment* líquido, alienação de subsidiária, alienação de participação societária em controlada em conjunto (TAG) e indenização de seguros, o lucro líquido reduziu em R\$ 49 milhões (1,4%) entre os anos em comparação.

Evolução do Lucro Líquido

R\$ milhões



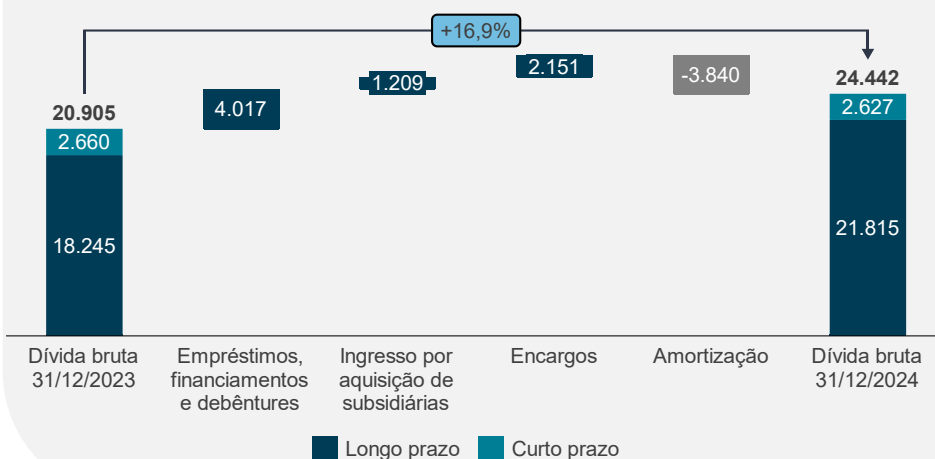
Endividamento

Em 31 de dezembro 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\$ 24.442 milhões — aumento de 16,9%** (R\$ 3.537 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2023. O **prazo médio de vencimento da dívida** no fim do 4T24 era de **7,6 anos**.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no ano de 2024: (i) R\$ 1.209 milhões de ingresso por aquisição de subsidiárias; (ii) R\$ 1.089 milhões de saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), Banco do Nordeste do Brasil (BNB) e Banco da Amazônia (BASA), para a construção de novos projetos; (iii) R\$ 2.928 milhões da 12ª e 13ª emissões de debêntures da Companhia; (iv) geração de R\$ 2.151 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (v) R\$ 3.840 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais.

Evolução da Dívida Bruta

R\$ milhões



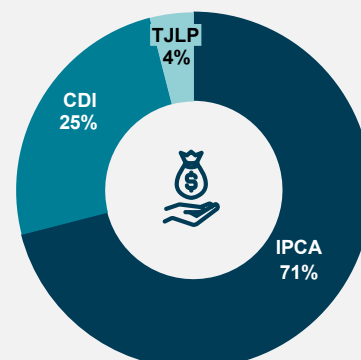
O **custo médio ponderado nominal da dívida** ao fim do 4T24 foi **10,5%** — equivalente a IPCA + 5,4% — **0,4 p.p. acima do registrado no fim do 4T23** (10,1% — equivalente a IPCA + 5,3%).

Em 31 de dezembro 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\$ 20.126 milhões, aumento de 31,2%** em relação ao registrado ao fim de 2023.

Dívida Líquida

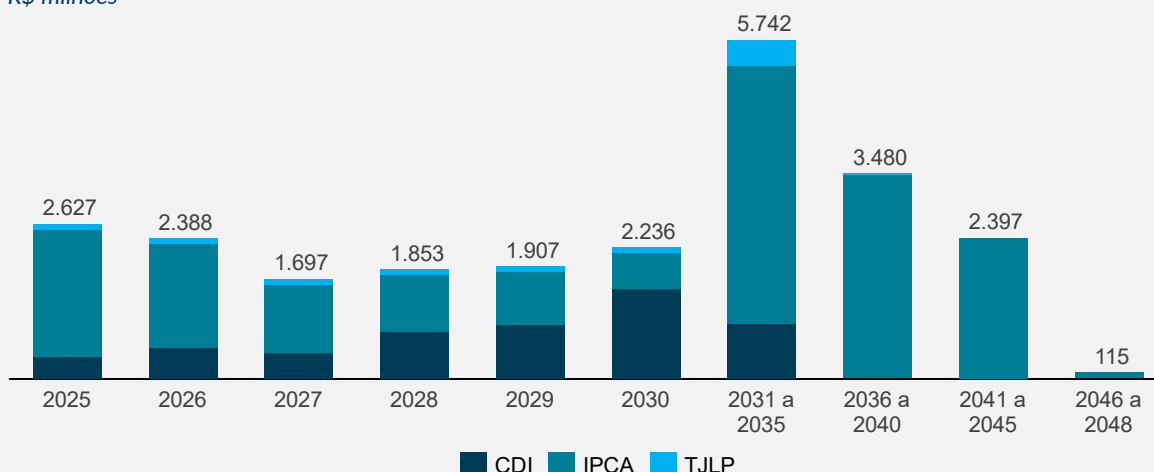
(R\$ milhões)	31/12/2024	31/12/2023	Var. %
Dívida bruta	24.135	20.677	16,7
Resultado de operações de <i>hedge</i>	307	228	35,1
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(357)	(314)	13,6
Caixa e equivalentes de caixa	(3.959)	(5.256)	(24,7)
Dívida líquida total	20.126	15.335	31,2
Dívida líquida/Ebitda últimos 12 meses	2,7X	2,1X	

Composição da Dívida



Cronograma de Vencimento da Dívida

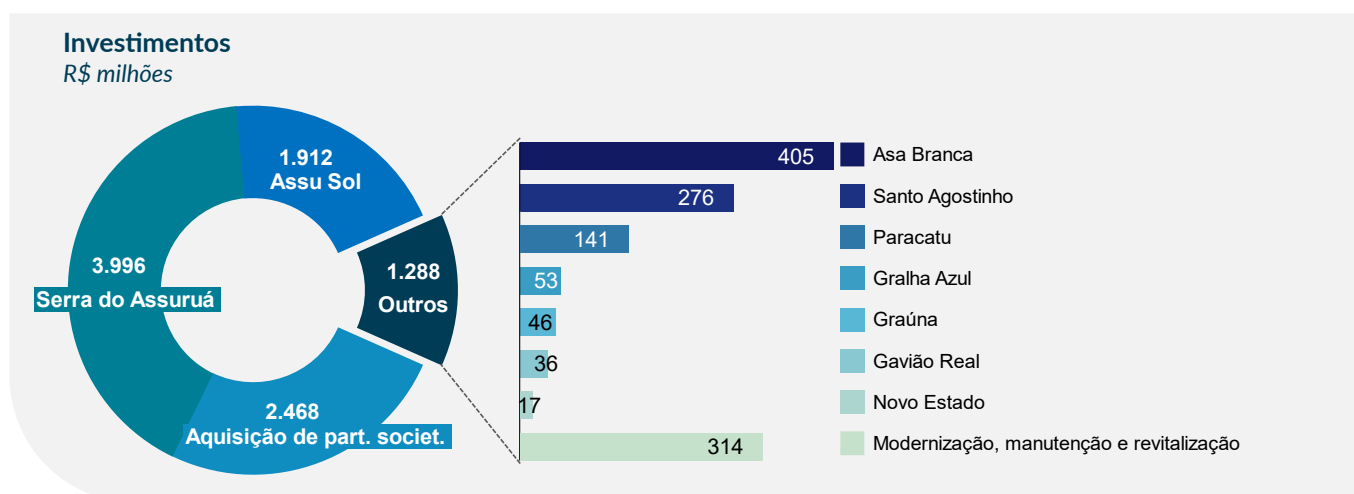
R\$ milhões



Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 4T24 foram de R\$ 2.157 milhões, dos quais: (i) R\$ 20 milhões correspondentes ao pagamento da aquisição do projeto eólico Serra do Assuruá; (ii) R\$ 2.003 milhões destinados à construção dos novos projetos, sendo: (ii.i) R\$ 1.222 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (ii.ii) R\$ 407 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii.iii) R\$ 302 milhões concentrados na Asa Branca Transmissora de Energia; (ii.iv) R\$ 46 milhões na indenização de ativos operacionais da Graúna Transmissora de Energia; (ii.v) R\$ 9 milhões nas demais linhas de transmissão; (ii.vi) R\$ 2 milhões na conclusão do Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I; e (ii.vii) R\$ 15 milhões na recuperação do Conjunto Fotovoltaico Paracatu; (iii) R\$ 71 milhões designados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R\$ 63 milhões para projetos de modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Osório, Jaguará e Miranda.

No ano de 2024, a Companhia investiu R\$ 9.664 milhões, dos quais: (i) R\$ 2.468 milhões foram aplicados na aquisição de participações societárias, sendo: (i.i) R\$ 2.364 milhões na aquisição das usinas fotovoltaicas; e (i.ii) R\$ 104 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (ii) R\$ 6.882 milhões na construção de novos projetos, sendo: (ii.i) R\$ 3.996 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (ii.ii) R\$ 1.912 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii.iii) R\$ 405 milhões na Asa Branca Transmissora de Energia; (ii.iv) R\$ 276 milhões concentrados no Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I; (ii.v) R\$ 141 milhões na recuperação do Conjunto Fotovoltaico Paracatu; (ii.vi) R\$ 46 milhões na indenização de ativos operacionais da Graúna Transmissora de Energia; e (ii.vii) R\$ 106 milhões nas demais linhas de transmissão; (iii) R\$ 167 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R\$ 147 milhões designados para a modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Osório, Jaguará e Miranda.



Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 7 de agosto de 2024, o crédito de **dividendos intercalares com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30 de junho de 2024, no valor de R\$ 932,8 milhões (R\$ 1,14324649075 por ação)**, representando um **payout de 55%** do lucro líquido distribuível – excluindo ganhos com alienação parcial dos investimentos na TAG - do primeiro semestre de 2024. As ações da Companhia foram negociadas **ex-dividendos a partir de 22 de agosto de 2024** e a data de pagamento será definida posteriormente pela Diretoria Executiva.

Posteriormente, na reunião do dia 13 de dezembro de 2024, foi aprovada a distribuição de **juros sobre o capital próprio referentes ao exercício de 2024, no valor de R\$ 250,0 milhões (R\$ 0,30639968191 por ação)**. A data ex-juros sobre o capital próprio foi 20 de dezembro de 2024. A data de pagamento foi definida para 7 de fevereiro de 2025.

Adicionalmente, na Reunião do Conselho de Administração de 20 de fevereiro de 2025, foi aprovada a proposta de distribuição de **dividendos obrigatórios e complementares ao exercício de 2024, no montante de R\$ 715,1 milhões (R\$ 0,87648135220 por ação)**. A proposta mencionada será ratificada na Assembleia Geral Ordinária, a quem caberá definir as condições de crédito e pagamento.

O valor total proposto de proventos no ano de 2024 atingiu R\$ 1.898,0 milhões (R\$ 2,32612752486 por ação), equivalente a 55% do lucro líquido ajustado, com **dividend yield** de 5,6%.

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 31 de dezembro de 2024, das 115 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 72,0% 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 CO₂ 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.**

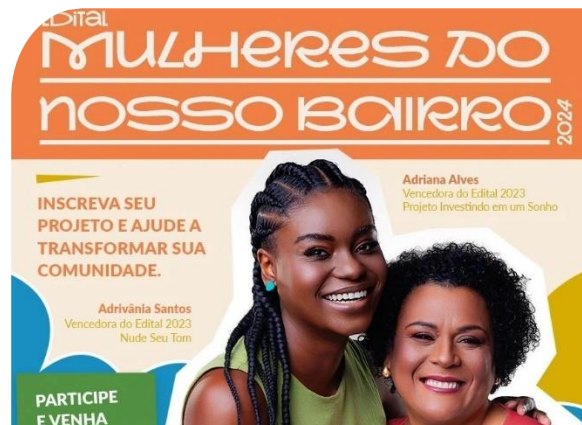
Comitê de Sustentabilidade

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

- A 5ª edição do **Programa Mulheres do Nosso Bairro**, programa da ENGIE Brasil Energia voltado para a promoção da igualdade de gênero por meio do empreendedorismo feminino, selecionou 100 iniciativas de diferentes regiões do país. Cada uma receberá R\$ 10 mil para impulsionar o seu negócio, além de treinamentos na área de gestão empreendedora, totalizando mais de R\$ 1 milhão em investimentos. Neste ano, o edital priorizou projetos apresentados por mulheres negras e/ou mães, sendo que 70% das contempladas se declararam negras e 60% se declararam mães. Foram selecionadas iniciativas de 65 cidades de 22 estados diferentes. Saiba mais sobre o Programa e as iniciativas relacionadas no site: www.engie.com.br/mulheres-do-nosso-bairro.
- A quarta edição do **Editais de Educação da ENGIE Brasil Energia** 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, importantes para a evolução do Índice de Desenvolvimento da Educação Básica (IDEB). 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. Entre os critérios de seleção, estão viabilidade, inovação, abrangência e replicabilidade.
- O **Programa de Descarbonização de Fornecedores**, que auxilia fornecedores da Companhia a desenvolver sua própria jornada de descarbonização (e, indiretamente, reduzir nossas emissões de Escopo 3), recebeu o Prêmio do Pacto Global ONU – Rede Brasil na categoria “**Guardiões Pelo Clima**”, durante solenidade na 29ª Conferência do Clima (COP 29) em Baku, Azerbaijão.
- A ENGIE foi reconhecida em três categorias no **Prêmio AEVO de Intraempreendedorismo**, com destaque para o 5º lugar na categoria Empresa – Inovação Aberta e o 7º lugar na categoria Equipe – Inovação de Transformação.
- As certificações das normas de gestão **NBR ISO 9001 (Qualidade)**, **NBR ISO 14001 (Meio Ambiente)** e **NBR ISO 45001 (Saúde e Segurança no Trabalho)** passaram por processo de auditoria externa, onde se obteve a recomendação da manutenção das certificações. As auditorias, que foram conduzidas pela Bureau Veritas Certification (BVC), não só verificam os processos e controles da Companhia, mas também ajudam a identificar melhorias importantes.
- Promovido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o **Encontro para Debates sobre Assuntos da Operação - EDAO**, é o principal fórum de debates da operação do sistema de energia elétrico e suas instalações, em seus aspectos técnicos e de gestão. O evento proporciona o intercâmbio de experiências e conhecimentos por meio da apresentação de trabalhos, painéis de debates e cursos de curta duração. A 18ª edição do Encontro foi organizada e patrocinada pela ENGIE Brasil Energia, e foi sediada em Florianópolis, entre os dias 5 e 7 de novembro.
- A ENGIE Brasil Energia conquistou, em 2024, pela sétima vez consecutiva, o certificado **Selo Clima Paraná**. A Companhia foi premiada na maior classificação, da Categoria A. O Selo Clima Paraná tem como objetivo reconhecer empresas e entidades que atuam no Estado de forma alinhada à preservação de recursos naturais.
- A Companhia passou a integrar, pela primeira vez, o **Dow Jones Sustainability Emerging Markets Index**. O índice representa aproximadamente 10% das 800 maiores empresas, em 20 mercados emergentes, com base em critérios econômicos, ambientais e sociais de longo prazo. **Em 2024 foram escolhidas 114 empresas, dentre as quais 10 eram brasileiras e apenas 1 do setor elétrico – ENGIE Brasil Energia**. No setor de Electric Utilities global, foram avaliadas 182 empresas e a ENGIE Brasil Energia é a representante brasileira mais bem colocada.



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 4T24 e 4T23.

Indicadores de Sustentabilidade

Aspecto	Tema	Unid. de medida	Desempenho 4T24	Desempenho 4T23	Variação	Desempenho 12M24	Desempenho 12M23	Variação
	Intensidade de emissões por geração de energia	tonCO ₂ e/MWh	0,0095	0,0123	-22,9%	0,0059	0,0131	-54,9%
	Intensidade de emissões por Receita Líquida	tCO ₂ e/milhões R\$	36,1	65,8	-45,2%	27,3	52,8	-48,3%
E	Emissões totais (Escopo 1, 2 e 3)	Toneladas	117.992,2	178.474,7	-33,9%	306.309,3	567.416,3	-46,0%
	Intensidade de consumo de água	m ³ /MWh	0,045	0,038	20,5%	0,034	0,046	-25,9%
	Pessoas engajadas - Programa de Relacionamento com a Comunidade "Conexão" ¹	Pessoas	26.480	24.681	7,3%	122.251	122.350	-0,1%
	Taxa de Frequência - Empregados próprios + prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,453	0,000	0,45 p.p.	0,274	0,740	-0,47 p.p.
	Taxa de Frequência - Empregados próprios	nº acid/milhão horas	0,000	0,000	0,00 p.p.	0,000	0,00	0,00 p.p.
	Taxa de Frequência - Prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,520	0,000	0,52 p.p.	0,312	0,92	-0,61 p.p.
S	% de colaboradores treinados formalmente	%	5,0%	4,6%	0,4 p.p.	99,5%	99,9%	-0,4 p.p.
	Taxa de rotatividade de colaboradores (turnover)	%	3,9%	2,7%	1,3 p.p.	9,1%	10,9%	-1,8 p.p.
	Taxa de desligamento voluntário (turnover voluntário)	%	0,9%	1,8%	-0,9 p.p.	2,6%	4,4%	-1,7 p.p.
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Incentivados	R\$	17.589.132	5.208.000	237,7%	39.352.330	10.339.000	280,6%
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Próprios	R\$	1.303.648	964.000	35,2%	5.832.066	3.944.000	47,9%
	Investimento em Inovação ²	R\$	17.889.596	14.123.066	26,7%	58.504.570	55.612.461	5,2%
	Total de colaboradores	Colaboradores	1.173	1.099	6,7%	1.173	1.099	6,7%
G	% de colaboradores em operações certificadas (ISO 9.001, 14.001, 45.001)	%	85,3%	87,2%	-1,9 p.p.	85,3%	87,2%	-1,9 p.p.
	% de mulheres na Companhia	%	32,1%	29,4%	2,7 p.p.	32,1%	29,4%	2,7 p.p.
	% de mulheres em posições de liderança	%	31,4%	27,7%	3,8 p.p.	31,4%	27,7%	3,8 p.p.
	% colaboradores com deficiência	%	5,1%	4,9%	0,2 p.p.	5,1%	4,9%	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

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.



Sede Administrativa Florianópolis (SC)

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 mercado financeiro brasileiro enfrentou um cenário desafiador em 2024. A crescente desconfiança dos investidores, ao longo do ano, em relação à condução da política fiscal no país, aumentou as incertezas sobre o futuro da economia. Essa situação, aliada à instabilidade econômica global, incluindo elevados juros nos Estados Unidos e a desaceleração da economia chinesa, foram os principais fatores que levaram à queda acumulada de 10,4% do Ibovespa, principal índice da bolsa de valores brasileira, em 2024. Esse desempenho foi o pior desde 2021.

Após um terceiro trimestre positivo, o Ibovespa recuou 8,7% no quarto trimestre de 2024, fechando o ano na faixa dos 120 mil pontos. Esse declínio ocorreu após o governo apresentar medidas fiscais aquém das expectativas do mercado, combinadas com a política monetária restritiva dos Estados Unidos. Como resultado, tivemos uma valorização do dólar acima do esperado e a redução do fluxo de capital para mercados emergentes.

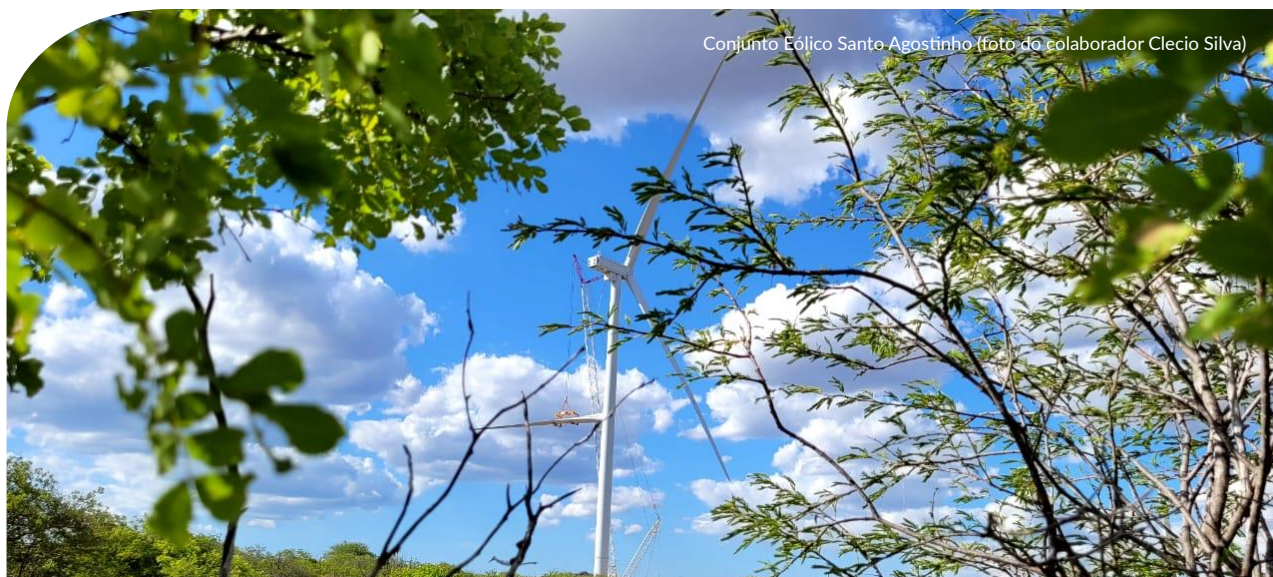
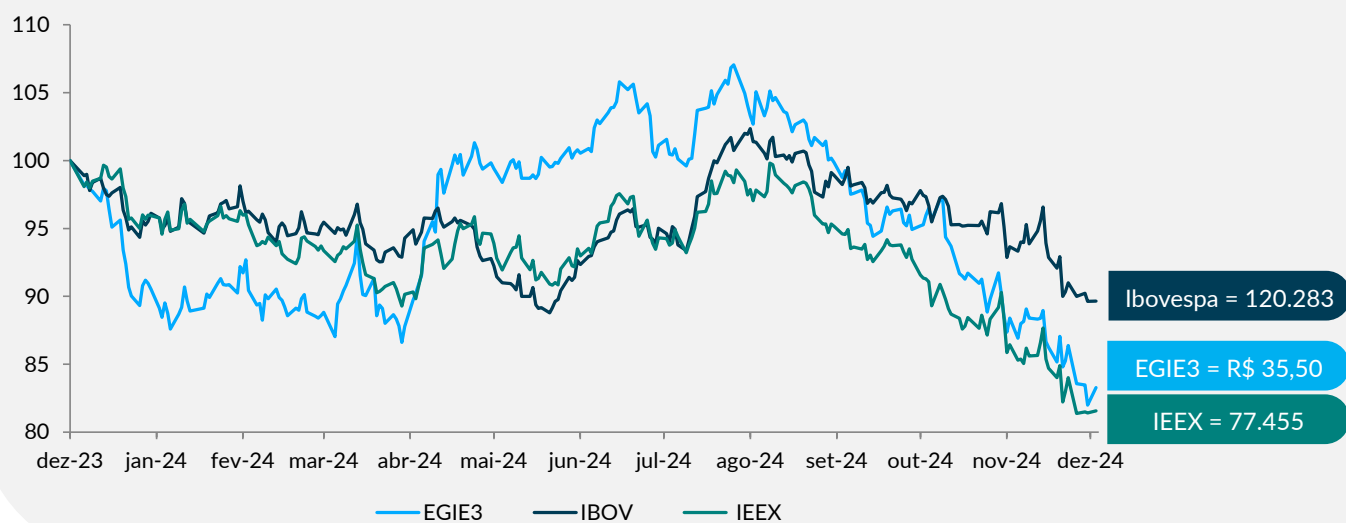
As ações da ENGIE Brasil Energia registraram desvalorização de 15,7% no 4T24. No mesmo período, o Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) e o Ibovespa apresentaram desempenhos negativos de 13,8% e 8,7%, respectivamente. **Em 2024, as ações da Companhia retraíram 16,7%, frente a queda de 18,4% do IEEX**, índice das empresas do setor elétrico brasileiro. O Ibovespa, conforme comentado anteriormente, perdeu 10,4% no período.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R\$ 55,8 milhões no 4T24, 19,9% abaixo do registrado no 4T23, quando atingiu R\$ 69,7 milhões. No acumulado do ano de 2024, o volume médio diário de negociação alcançou R\$ 62,0 milhões, decréscimo de 9,7% em relação ao ano de 2023, quando atingiu R\$ 68,7 milhões.

No último pregão de dezembro de 2024, as ações da Companhia encerraram cotadas a R\$ 35,50/ação, **o que confere à Companhia valor de mercado de R\$ 29,0 bilhões.**

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX

(Base 100 - 31/12/2023)



ANEXO 1

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – ATIVO

(Valores em R\$ mil)	31/12/2024	31/12/2023
Ativo Circulante	7.198.390	8.913.451
Caixa e equivalentes de caixa	3.958.758	5.255.767
Contas a receber de clientes	1.174.405	1.132.836
Crédito de imposto de renda e contribuição social	490.704	249.839
Dividendos a receber	-	325.000
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>	54.670	-
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	34.844	74.532
Depósitos vinculados	37.274	36.177
Ativo financeiro de concessão	395.040	377.543
Ativo de contrato	646.028	615.096
Outros ativos circulantes	402.090	842.084
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	4.577
Ativo Não Circulante	42.913.911	33.311.022
Realizável a Longo Prazo	11.387.786	9.942.777
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>	55.305	12.921
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	7.289	30.110
Depósitos vinculados	360.682	322.021
Depósitos judiciais	72.591	59.005
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	43.234	55.328
Ativo financeiro de concessão	3.070.039	2.955.998
Ativo de contrato	7.028.394	6.214.341
Outros ativos não circulantes	750.252	293.053
Investimentos	1.250.625	2.713.065
Imobilizado	24.857.228	16.317.245
Intangível	5.088.963	4.091.783
Direito de uso de arrendamentos	329.309	246.152
Total	50.112.301	42.224.473

ANEXO 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO

(Valores em R\$ mil)	31/12/2024	31/12/2023
Passivo Circulante	7.273.026	6.113.665
Fornecedores	1.061.422	798.963
Dividendos e juros sobre o capital próprio	1.595.587	411.578
Empréstimos e financiamentos	911.871	1.411.534
Debêntures	1.698.919	1.043.498
Ações preferenciais resgatáveis	10.142	94.831
Arrendamentos a pagar	38.459	29.902
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	796.725	762.588
Imposto de renda e contribuição social a pagar	323.212	171.180
Outras obrigações fiscais e regulatórias	142.120	148.736
Obrigações trabalhistas	130.989	136.387
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	29.139	64.008
Provisões	5.819	951
Obrigações com benefícios de aposentadoria	32.284	34.127
Outros passivos circulantes	496.338	1.005.382
Passivo Não Circulante	30.558.877	26.294.598
Empréstimos e financiamentos	12.931.409	11.008.698
Debêntures	8.105.450	6.642.526
Ações preferenciais resgatáveis	477.145	476.157
Arrendamentos a pagar	315.538	209.918
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	4.572.379	4.657.314
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	6.986	23.004
Provisões	598.429	507.607
Obrigações com benefícios de aposentadoria	231.977	366.076
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.519.353	2.087.298
Outros passivos não circulantes	800.211	316.000
Patrimônio Líquido	12.280.398	9.816.210
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reserva de capital	(176.543)	(176.543)
Reservas de lucros	6.386.073	3.950.408
Dividendos adicionais propostos	348.033	721.661
Ajustes de avaliação patrimonial	(193.510)	(535.403)
Participação de acionista não controlador	1.013.697	953.439
Total	50.112.301	42.224.473

ANEXO 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

(Valores em R\$ mil)	4T24	4T23	Var. %	12M24	12M23	Var. %
Receita Operacional Líquida	3.270.909	2.710.991	20,7	11.218.638	10.747.784	4,4
Custos Operacionais	(1.674.952)	(1.334.607)	25,5	(5.112.053)	(4.840.645)	5,6
Compras de energia	(446.074)	(452.717)	-1,5	(1.563.232)	(1.927.007)	-18,9
Transações no mercado de energia de curto prazo	(79.713)	(39.659)	101,0	(133.521)	(200.695)	-33,5
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(181.859)	(167.367)	8,7	(706.434)	(668.063)	5,7
Combustíveis para geração	-	-	0,0	-	(66.032)	-100,0
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (royalties)	(53.346)	(64.878)	-17,8	(224.602)	(168.604)	33,2
Pessoal	(64.821)	(62.260)	4,1	(254.733)	(248.561)	2,5
Materiais e serviços de terceiros	(195.291)	(115.249)	69,5	(514.365)	(413.918)	24,3
Depreciação e amortização	(278.871)	(221.993)	25,6	(1.031.423)	(881.946)	16,9
Seguros	(35.772)	(25.671)	39,3	(121.585)	(88.007)	38,2
Reversão de provisões operacionais líquidas	3.678	(7.482)	-149,2	8.495	(4.561)	-286,3
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(316.661)	(32.227)	882,6	(462.567)	(228.289)	102,6
Repactuação do risco hidrológico	-	(124.789)	-100,0	-	114.508	-100,0
Outros	(26.222)	(20.315)	29,1	(108.086)	(59.470)	81,7
Lucro Bruto	1.595.957	1.376.384	16,0	6.106.585	5.907.139	3,4
Receitas (Despesas) Operacionais	(129.216)	(23.607)	447,4	861.354	(539.958)	-259,5
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(147.330)	(129.446)	13,8	(508.070)	(432.012)	17,6
Reversão de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	14.104	58.602	-75,9	45.061	1.198.494	-96,2
Alienação de subsidiária e de participação societária em controlada em conjunto	25.095	1.743	1.339,8	1.352.048	(1.287.320)	-205,0
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(21.085)	45.494	-146,3	(27.685)	(19.120)	44,8
Resultado de Participações Societárias	218.532	217.410	0,5	714.115	993.117	-28,1
Equivalência patrimonial	218.532	217.410	0,5	714.115	993.117	-28,1
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	1.685.273	1.570.187	7,3	7.682.054	6.360.298	20,8
Resultado Financeiro	(447.203)	(424.316)	5,4	(1.976.080)	(1.962.998)	0,7
Receitas financeiras	133.316	96.268	38,5	622.113	448.980	38,6
Despesas financeiras	(361.104)	(347.440)	3,9	(1.842.511)	(1.813.081)	1,6
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(219.415)	(173.144)	26,7	(755.682)	(598.897)	26,2
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	1.238.070	1.145.871	8,0	5.705.974	4.397.300	29,8
Imposto de renda	(83.275)	(137.414)	-39,4	(983.859)	(682.259)	44,2
Contribuição social	(65.048)	(60.904)	6,8	(419.271)	(285.981)	46,6
Lucro Líquido do Exercício	1.089.747	947.553	15,0	4.302.844	3.429.060	25,5
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	1.068.916	947.866	12,8	4.279.352	3.429.555	24,8
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética, Maracanã e Lar do Sol	20.831	(313)	-6.755,3	23.492	(495)	-4.845,9
Número de Ações Ordinárias	815.927.740	815.927.740		815.927.740	815.927.740	
Lucro Líquido por Ação	1,3101	1,1617	12,8	5,2448	4,2033	24,8

ANEXO 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

(Valores em R\$ mil)	12M24	12M23
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	5.705.971	4.397.300
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(714.115)	(993.117)
Depreciação e amortização	1.072.024	924.259
Reversão de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	(45.061)	(1.198.494)
Juros e variação monetária	1.782.033	1.683.893
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	755.682	598.897
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	(1.336.133)	-
Alienação de subsidiária	(15.915)	1.287.320
Ajuste a valor de mercado de títulos e valores mobiliários	(100.084)	3.443
Repactuação do risco hidrológico	-	(114.508)
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(498.797)	(467.748)
Remuneração de ativo de contrato	(934.643)	(831.388)
Perdas não realizadas em operações de trading, líquidos	11.622	16.477
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	(499.463)	(236.755)
Perdas por ineficiência na construção	3.231	538
Outros	21.615	128.238
Lucro Ajustado	5.207.967	5.198.355
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	(51.716)	28.947
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(36.878)	4.540
Depósitos vinculados e judiciais	13.012	17.641
Ativo financeiro de concessão	367.259	354.484
Ativo de contrato	611.231	628.560
Outros ativos	83.398	(203.084)
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	40.313	(41.032)
Obrigações fiscais e regulatórias	(18.822)	19.709
Obrigações trabalhistas	(5.398)	(17.627)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(45.078)	(49.770)
Outros passivos	374.443	126.800
Caixa Gerado pelas Operações	6.539.731	6.067.523
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de hedge	(1.377.917)	(1.120.734)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(1.007.572)	(360.847)
Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais	4.154.242	4.585.942
Atividades de Investimento	(5.910.504)	(2.042.414)
Dividendos recebidos de controladas em conjunto	937.500	1.040.000
Aquisição de subsidiárias	(2.361.046)	-
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida	271.494	-
Aplicação no imobilizado e no intangível	(6.646.060)	(2.565.799)
Recebimento pela alienação de participação societária em controlada em conjunto	2.766.468	-
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	(104.225)	(10.191)
Recebimento pela alienação de subsidiária, líquido dos custos de venda	52.679	36.482
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária alienada	(19.873)	(107.999)
Pagamento de parcelas de concessões (Uso de Bem Público)	(806.480)	(434.947)
Outros	(961)	40
Atividades de Financiamento	459.253	476.352
Ingresso de instrumentos de dívida	4.016.631	3.450.536
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de hedge	(2.462.243)	(1.497.918)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(1.133.999)	(2.379.596)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	38.864	(48.429)
Aporte de capital de acionistas minoritários, líquidos dos custos de emissão	-	951.759
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	(1.297.009)	3.019.880
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	5.255.767	2.235.887
Saldo final	3.958.758	5.255.767
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	(1.297.009)	3.019.880
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	612.500	1.365.000
Dividendos intercalares, intermediários, adicionais creditados, obrigatórios e JCP	2.283.246	2.641.629
Dividendos e juros sobre capital próprio prescritos	16.934	-
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	-	10.208
ICMS sobre venda de energia elétrica	11.833	2.452
Remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	(123.726)	145.326
Crédito de imposto de renda e contribuição social	153.306	59.104
Fornecedores de imobilizado e intangível	166.884	293.753
Constituição de reserva de capital	-	19.800
Provisão de custo de alienação de subsidiária	-	2.805
Pagamento de parcela não efetiva do hedge de obrigações (Fornec. de imobilizado e intangível)	(106.336)	-
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	-
Provisões para desapropriações na construção de transmissão	-	213

ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 4T24

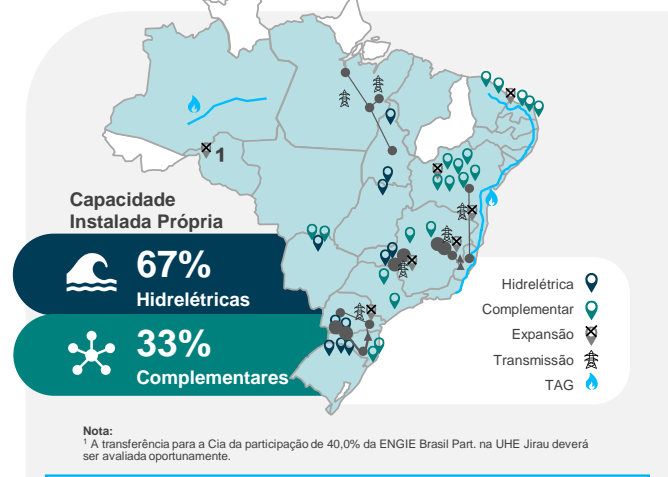


Visão Geral

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 31.12.2024, seu valor de mercado era de R\$ 29,0 bilhões e sua capacidade instalada própria totalizava **9.556 MW**, composta por **115 usinas**, das quais 11 são hidrelétricas e 104 complementares: duas a biomassa, 75 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

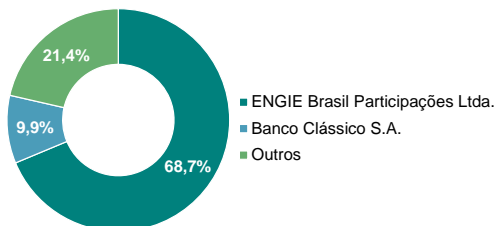


Capacidade instalada própria de geração de energia de **9.556 MW (4.661 MWm)**, **2.710 Km** de linhas de transmissão em operação e participação de **17,5% na TAG**.



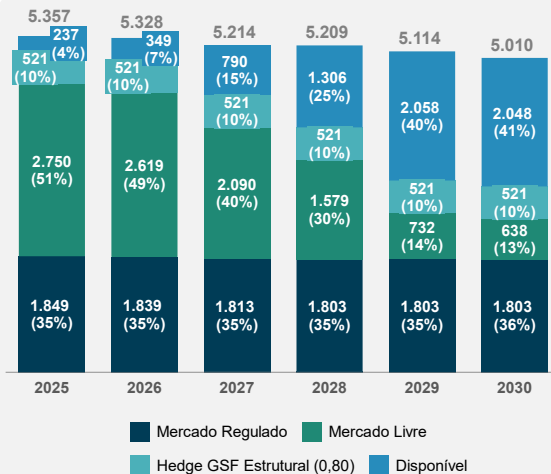
Composição Acionária

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 31/12/2024



EGIE
B3 LISTED NM

IBOVESPA B3

IEE B3

ITAG B3



ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 4T24

Consolidado (Valores em R\$ milhões)	4T24	4T23	Var.	12M24	12M23	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.271	2.711	20,7%	11.219	10.748	4,4%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.685	1.570	7,3%	7.682	6.360	20,8%
Ebitda ajustado ¹	1.934	1.638	18,1%	7.367	7.270	1,3%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas ²	1.766	1.586	11,3%	6.907	7.028	-1,7%
Ebitda / ROL - (%) ajustada ¹	59,1	60,4	-1,3 p.p.	65,7	67,6	-1,9 p.p.
Lucro Líquido ajustado	1.060	819	29,4%	3.372	3.421	-1,4%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado ³	27,4	34,9	-7,5 p.p.	27,4	34,9	-7,5 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado ⁴	17,1	20,3	-3,2 p.p.	17,2	20,3	-3,1 p.p.
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) ⁵	6.110	6.694	-8,7%	6.173	4.984	23,9%
Energia Vendida (MW médios) ⁶	4.332	3.940	9,9%	4.106	4.088	0,4%
Preço Líquido Médio de Venda (R\$/MWh) ⁷	224,93	229,33	-1,9%	220,79	226,42	-2,5%
Número de Empregados - Total	1.210	1.136	6,5%	1.210	1.136	6,5%

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)

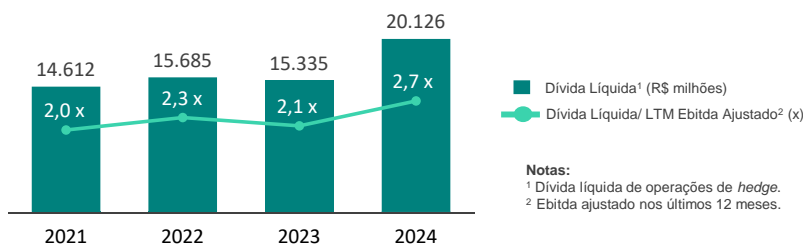
⁵ Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.

⁶ Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguar 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.



■ Dividendo por Ação² (R\$) ■ Payout³ (%) ● Dividend Yield⁴ (%)

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.

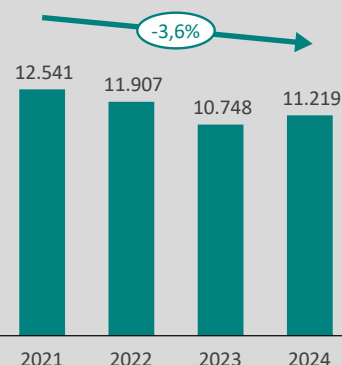
⁵ Payout equivalente a 55% do lucro líquido distribuível (excluindo ganhos com alienação parcial dos investimentos na TAG).

ISEB3

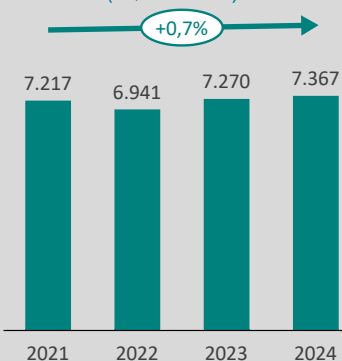
ICO2 B3

IDIVERSA B3

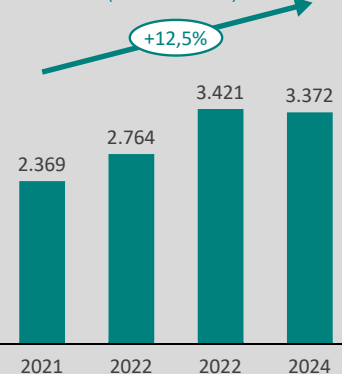
Receita líquida (R\$ milhões)



Ebitda ajustado (R\$ milhões)



Lucro líquido ajustado (R\$ milhões)



Relações com Investidores

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