

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. Ancorados 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).



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)		
			Total	Participação da Companhia		Participação da Companhia	Participação 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)	
				Total	Participação da Companhia		Participação da Companhia	Participação 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



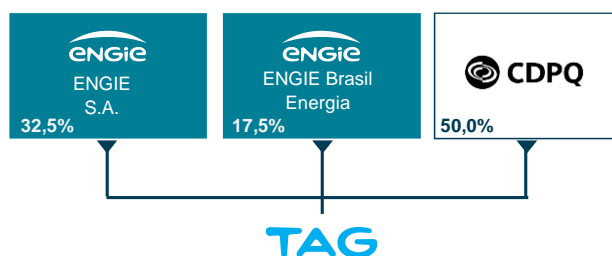
Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

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.

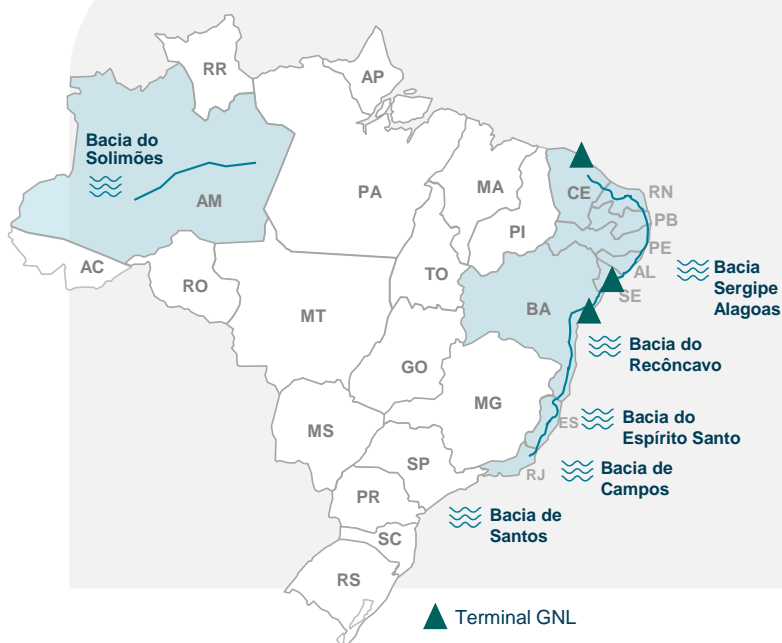
Projetos em construção:

- **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.

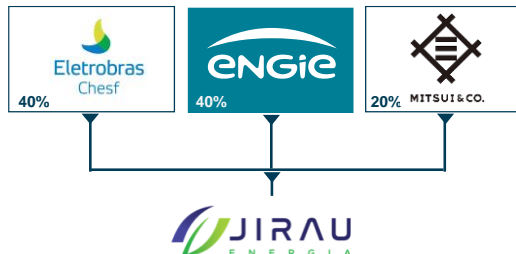


Expansão



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**.

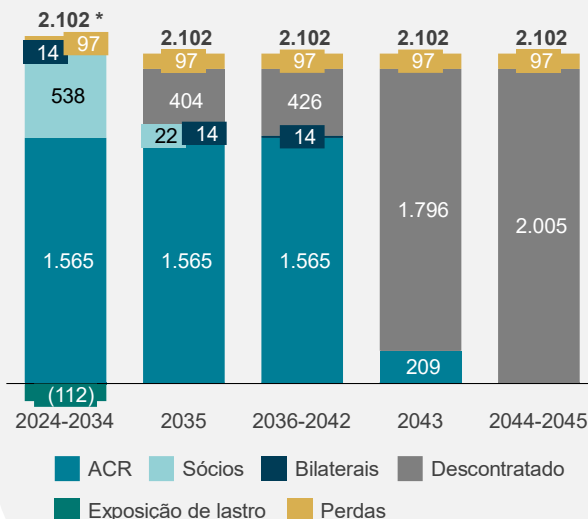


A ENGIE Brasil Participações Ltda., controladora da Companhia, está aguardando condições mais favoráveis para retomar o estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia de sua participação de 40% na Energia Sustentável do Brasil S.A., e sua participação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



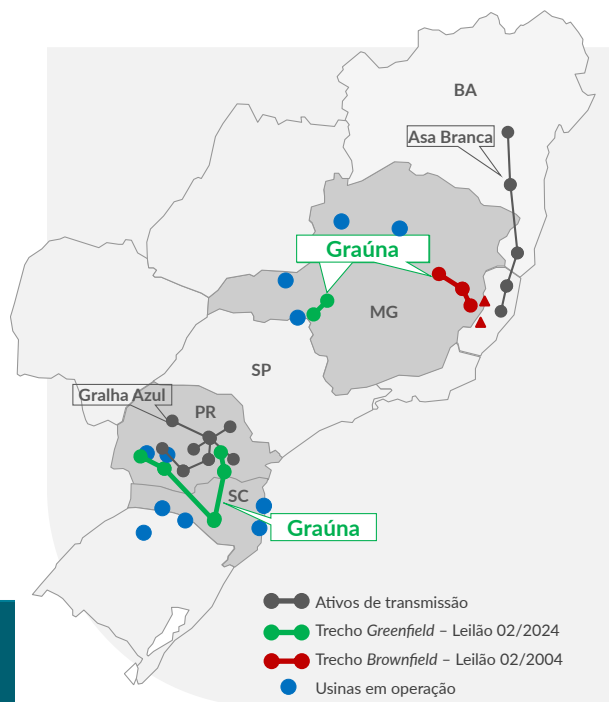
* Contempla a revisão da Garantia Física, conforme Portaria 709 do Ministério de Minas e Energia, de 30/11/2022.



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

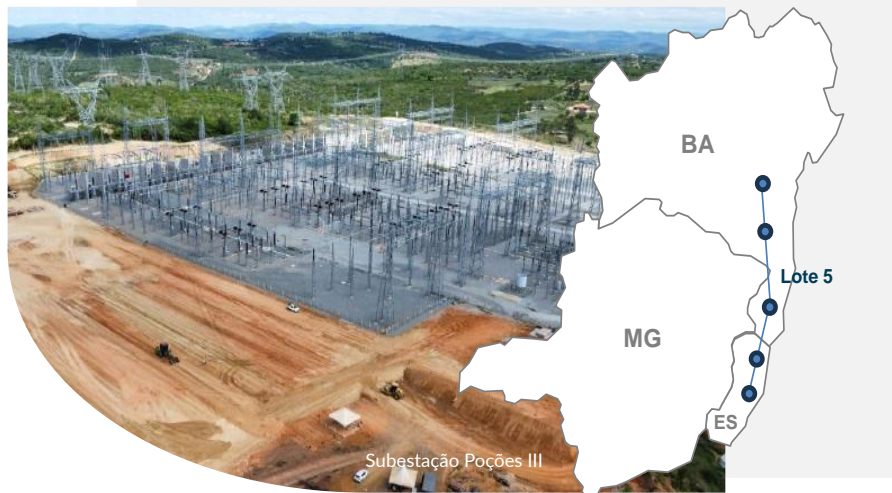
¹ Valor na data-base de março de 2024.

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

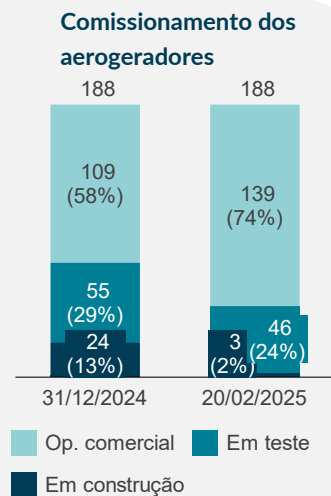
¹ Valor na data-base de julho de 2024.

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.

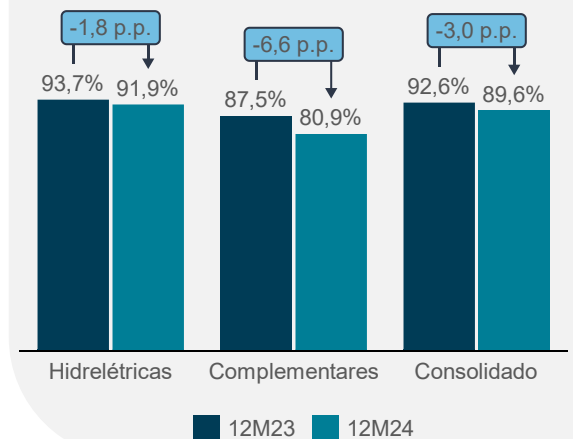
No acumulado dos 12 meses de 2024, considerando-se todas as paradas programadas e forçadas, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de 89,6%, sendo 91,9% nas usinas hidrelétricas e 80,9% nas usinas de fontes complementares. Houve redução de 3,0 p.p. na disponibilidade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

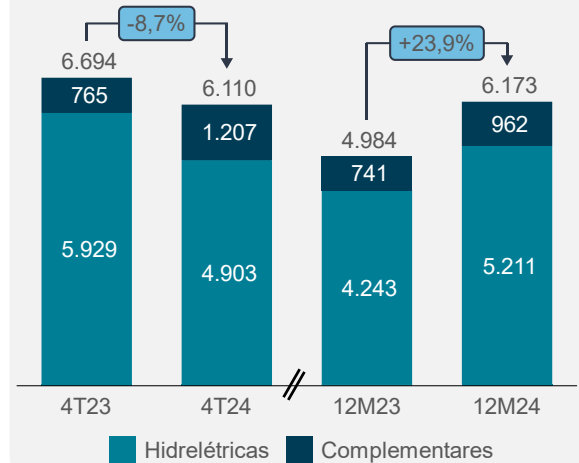
Nas usinas hidrelétricas, a produção no ano de 2024 foi de 45.770 GWh (5.211 MW médios), valor 23,1% superior ao ano anterior. Não houve diferenças significativas nas condições hidrológicas nas bacias de drenagem das usinas da Companhia, entre os anos avaliados. As diferenças são associadas à política 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.

Cumprir 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

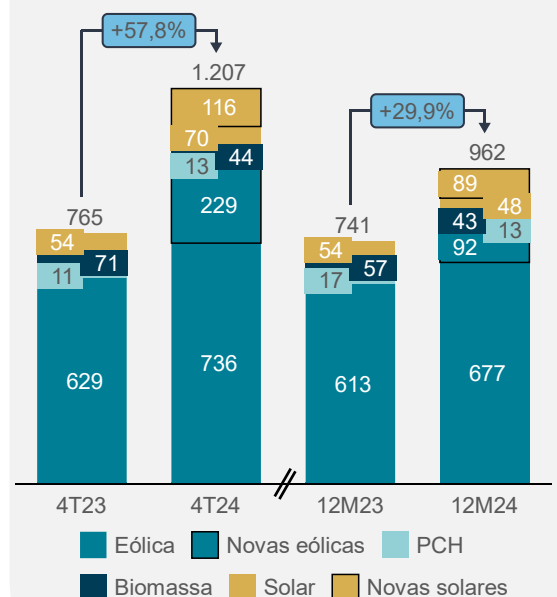
MW médios



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

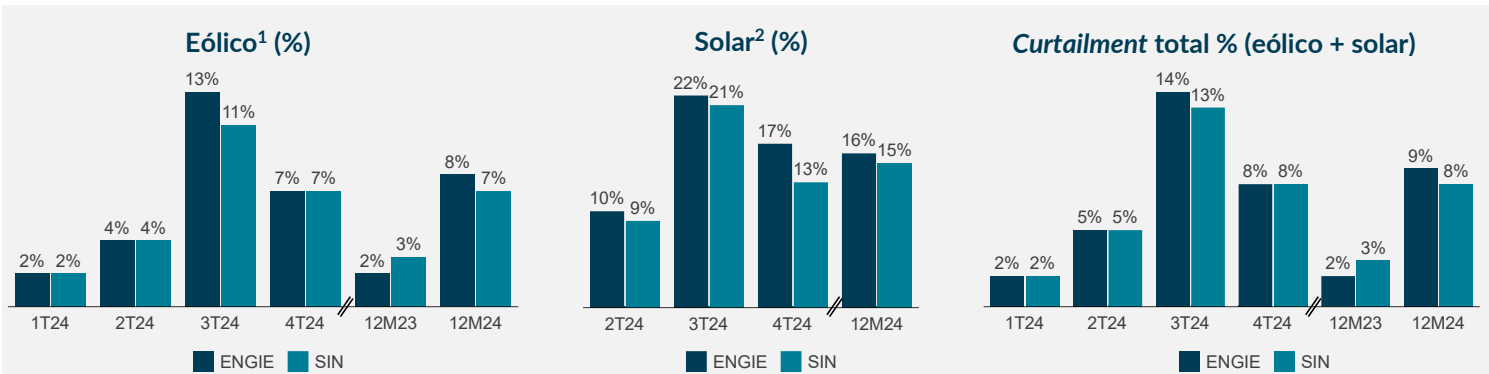


Nota:
A diferença entre os percentuais calculados em GWh e MW médios no acumulado do ano ocorre em razão de 2024 ser ano bissexto.

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%

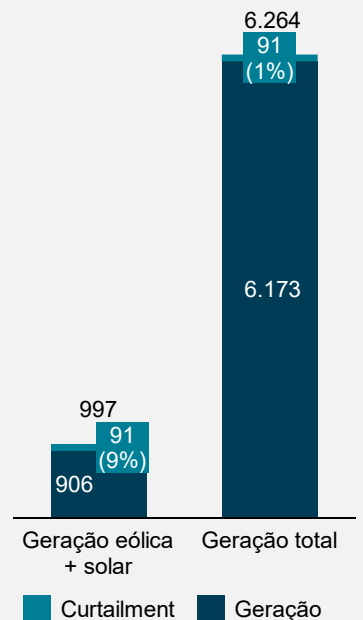
Nota:

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

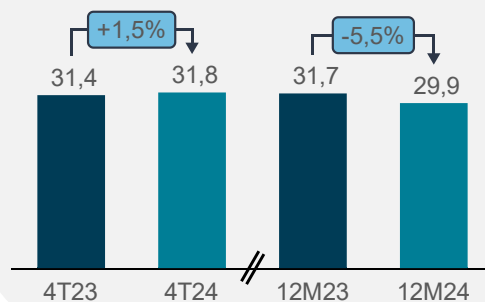


Transporte de Gás

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

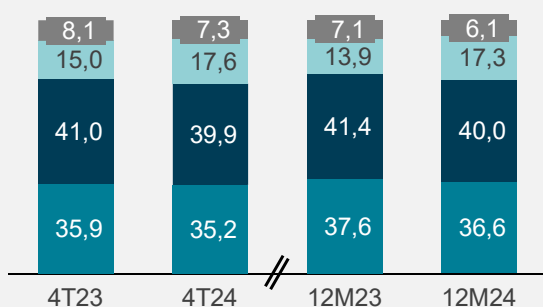


Portfólio de Venda de Energia Elétrica

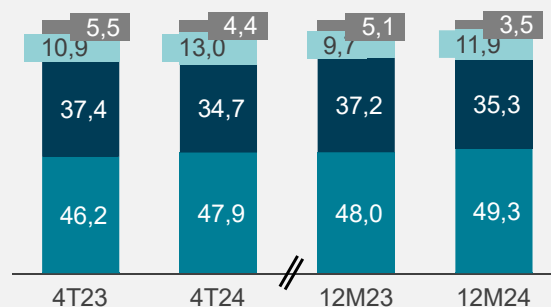
No 4T24, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia (com exceção de CCEE e outras receitas) alcançou 39,9% do total das vendas físicas e 34,7% do total da Receita Operacional Líquida (ROL) do segmento de geração, reduções de 1,1 p.p. e 2,7 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo 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 (%)



■ Distribuidoras ■ Clientes Livres ■ Comercializadoras ■ Trading

Estratégia de Comercialização de Energia Elétrica

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a mitigar o risco de ficar exposta ao preço *spot* (Preço de Liquidação das Diferenças – PLD) daquele ano. As vendas são feitas dentro das “janelas” de oportunidade que se apresentam quando o mercado revela maior propensão de compra. De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em **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-YYYY-ZZ, onde:

XXXX → ano de realização do leilão

YY → EE = energia existente ou EN = energia nova

YYYY → 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				Consolidado
	Geração ¹	Transmissão	Trading	Transporte de Gás	
	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 <i>Impairment</i>	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 <i>Impairment</i>	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 <i>Impairment</i>	(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				Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading	Transporte de Gás	
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 <i>Impairment</i>	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 <i>Impairment</i> , 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 <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
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			Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading	
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**.

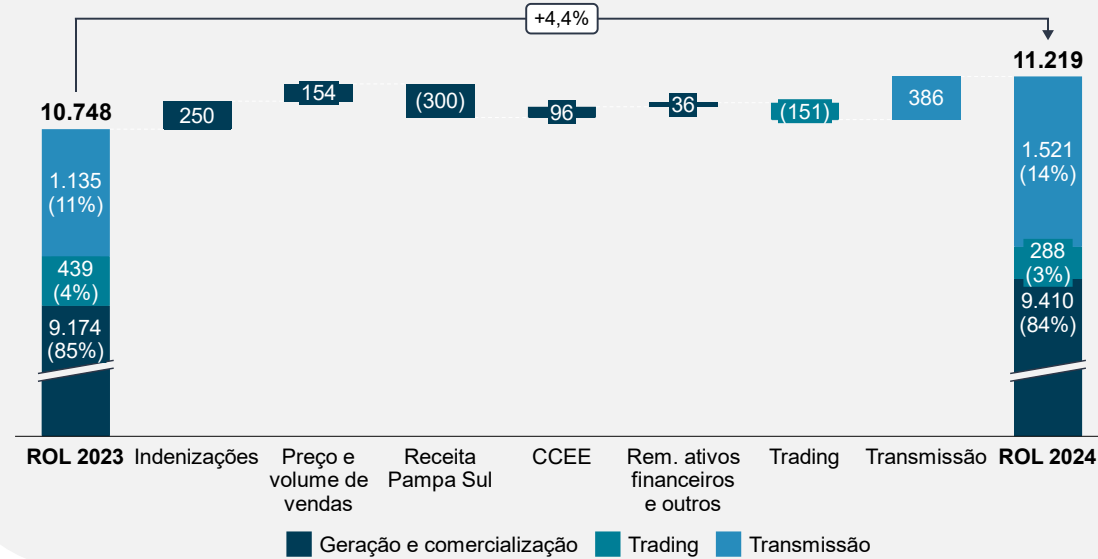
Receita por segmento – 12M24 X 12M23 (em R\$ milhões)

	Energia elétrica			Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading	
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.

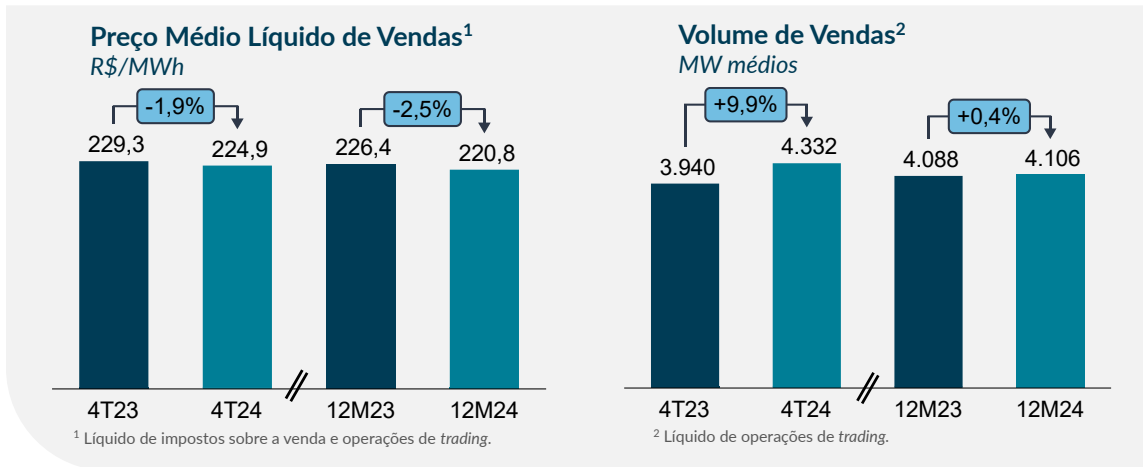
Durante o ano de 2024 ocorreram ressarcimentos causados pela entrega de energia eólica e solar em quantidades inferiores às firmadas nos contratos no ambiente regulado com as distribuidoras. Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos nos trimestres, o preço médio líquido de venda de energia passou 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 oferta 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 **acrécimo de R\$ 44 milhões (30,6%)** entre os trimestres comparados. Nos 12 meses de 2024, em relação ao ano anterior, houve **acrécimo 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, a **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			Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading	
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 <i>trading</i>	-	-	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 <i>trading</i>	-	-	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 <i>trading</i>	-	-	(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.

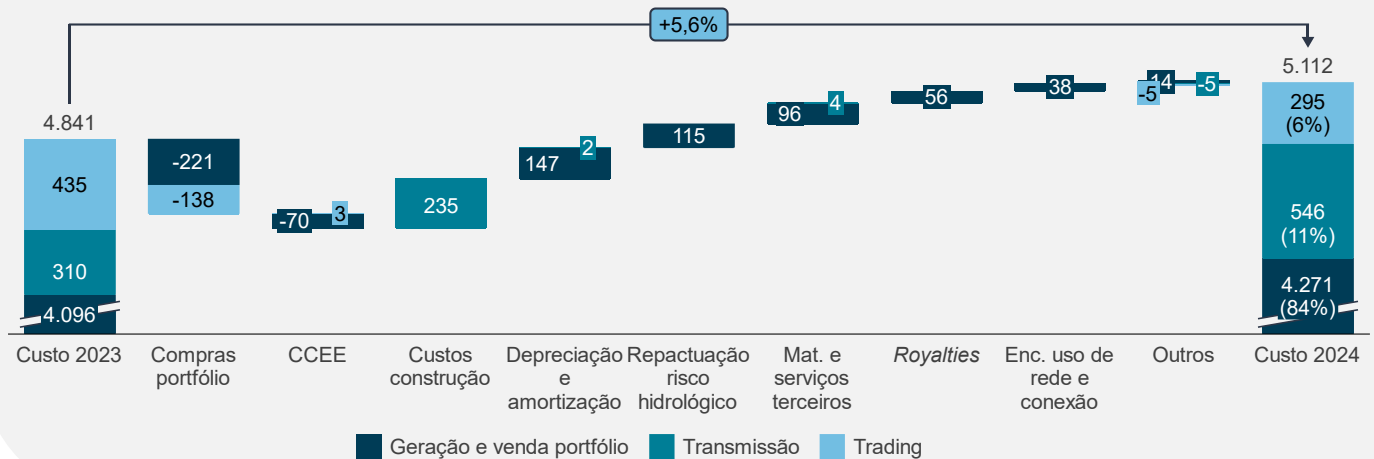
Custos por segmento – 12M24 x 12M23 (em R\$ milhões)

	Energia elétrica			Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading	
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 <i>trading</i>	-	-	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 <i>trading</i>	-	-	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 <i>trading</i>	-	-	(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.

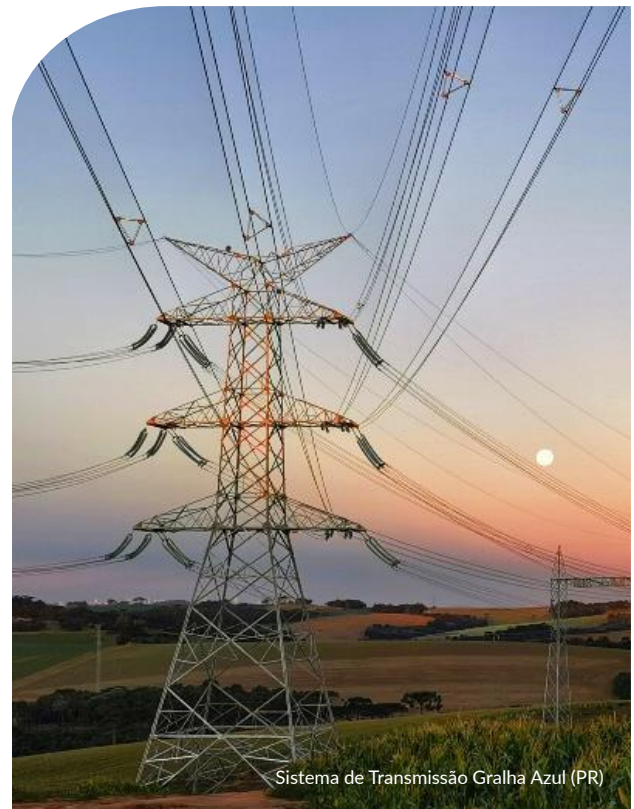
Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação de infraestrutura relacionada à concessão dos Sistemas de Transmissão Galha 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 Galha 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 (acrécimos de R\$ 263 milhões e R\$ 235 milhões, respectivamente), oriundo, principalmente, do avanço das obras do Sistema de Transmissão Asa Branca.



Sistema de Transmissão Galha 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				Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading	Transporte de gás	
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
Ebitda¹	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.

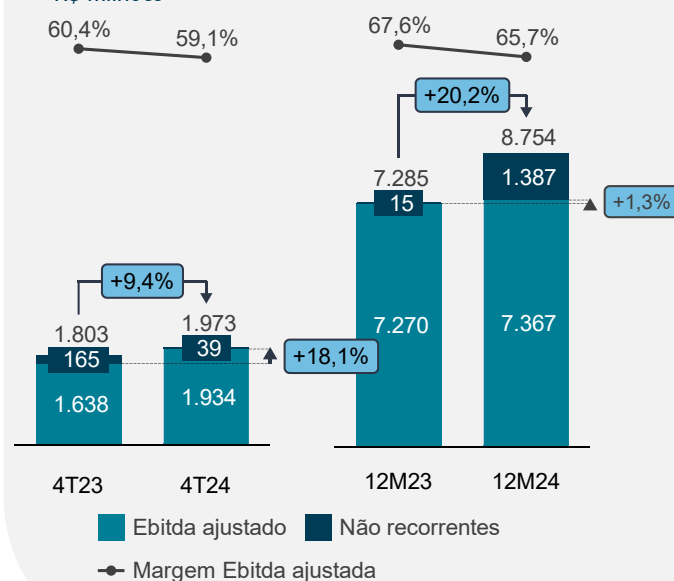
² Indenização de seguros em decorrência do sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu.

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				Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading	Transporte de gás	
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

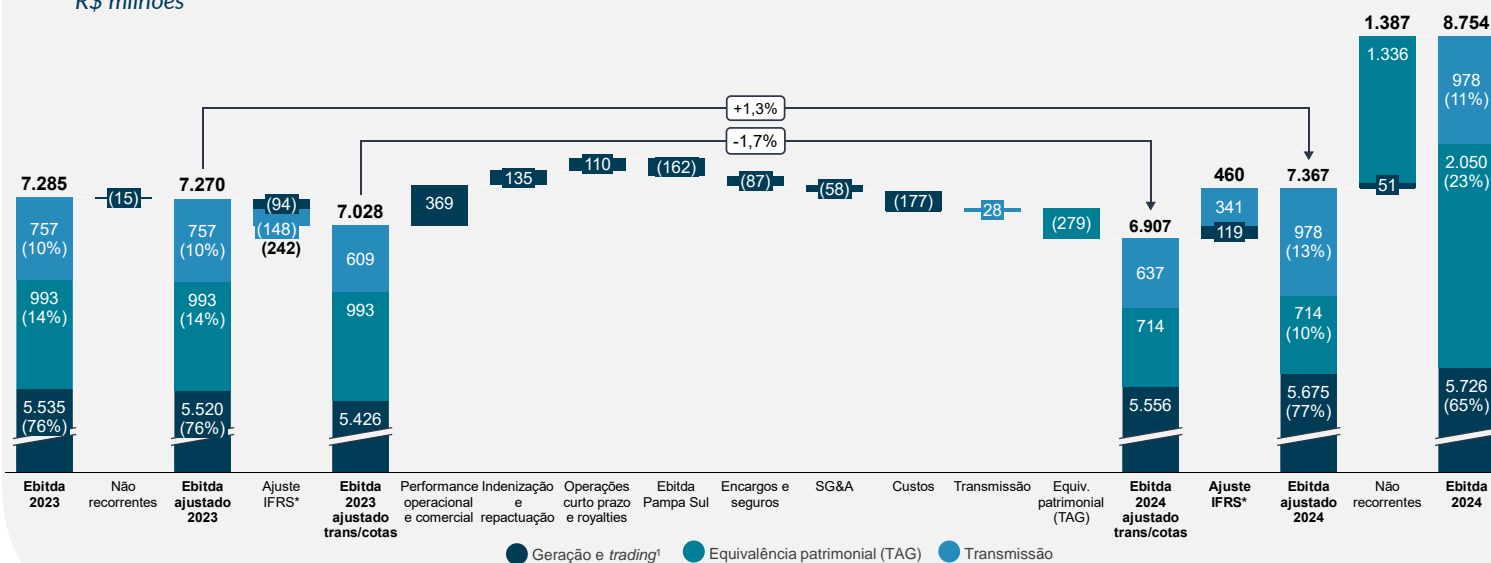
nas compras de energia, dos quais R\$ 6 milhões se referem à Pampa Sul; (iii) R\$ 166 milhões de impacto positivo nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (iv) R\$ 66 milhões da redução de combustíveis, oriundos da alienação de Pampa Sul; (v) aumento de R\$ 31 milhões de receita de remuneração 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.

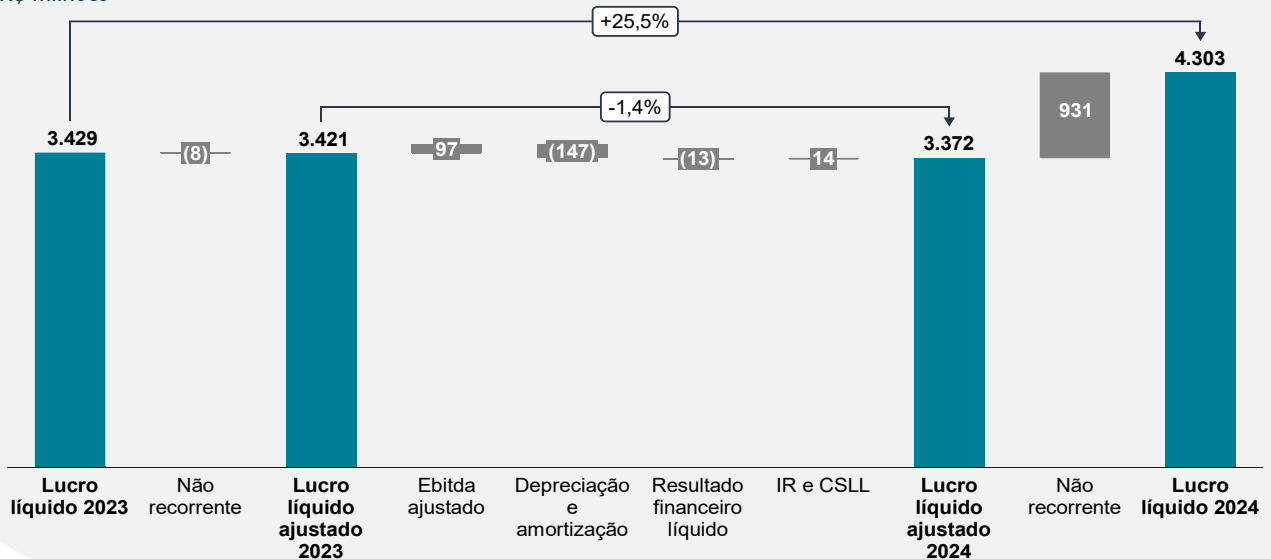
Lucro Líquido

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



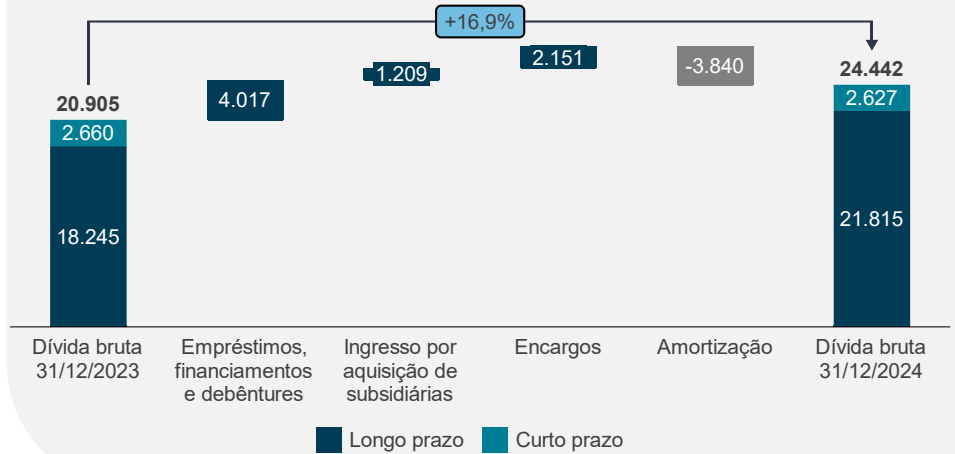
Endividamento

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; (vi) 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

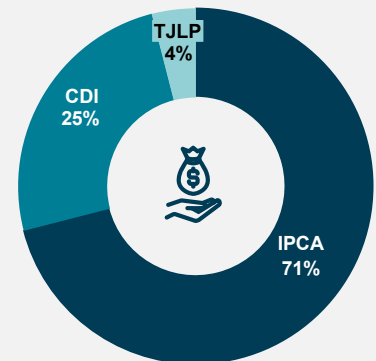
R\$ milhões



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.

Composição da Dívida

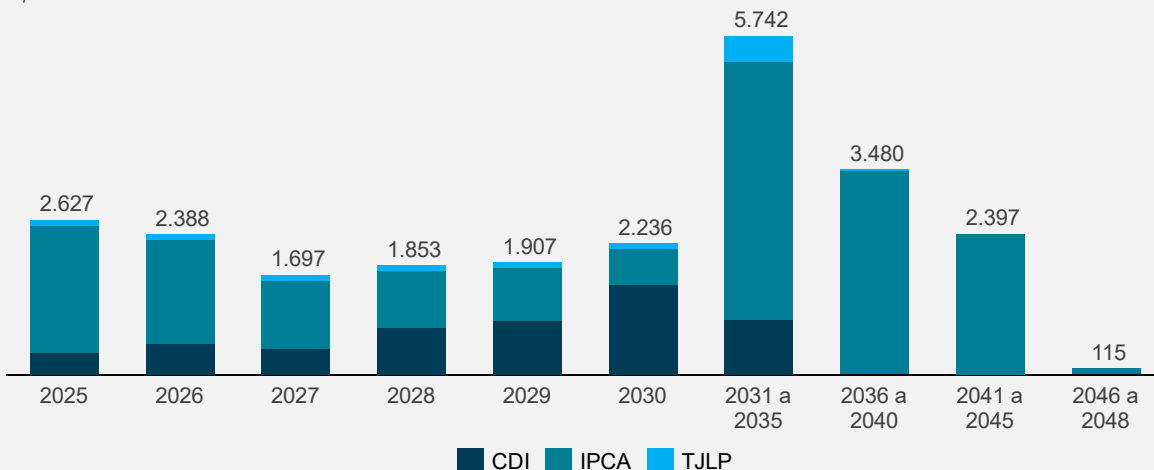


Dívida Líquida

(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	

Cronograma de Vencimento da Dívida

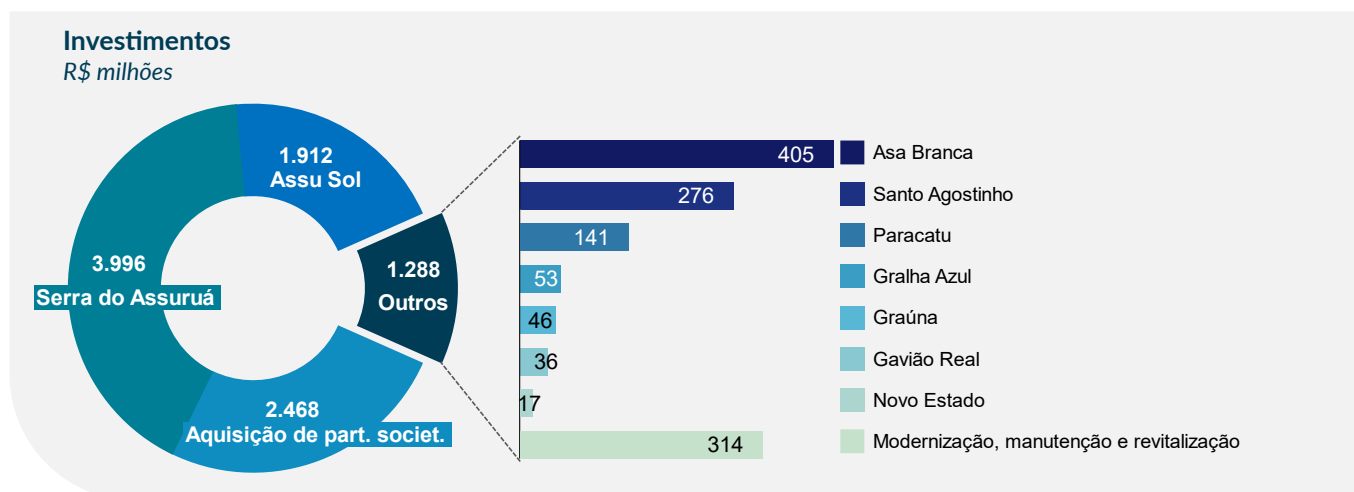
R\$ milhões



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.**

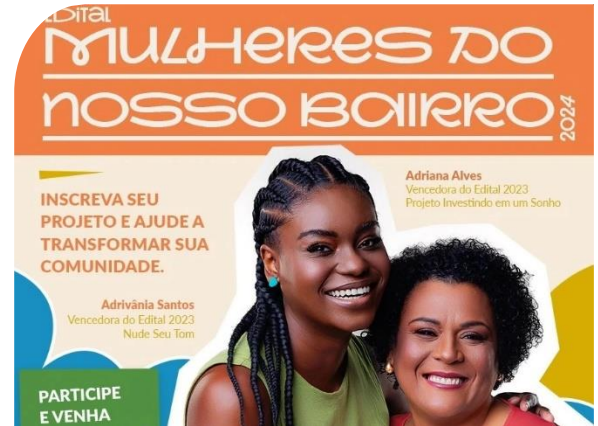
Comitê de Sustentabilidade

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 AEO 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 elétrica 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, conseqüentemente, 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.

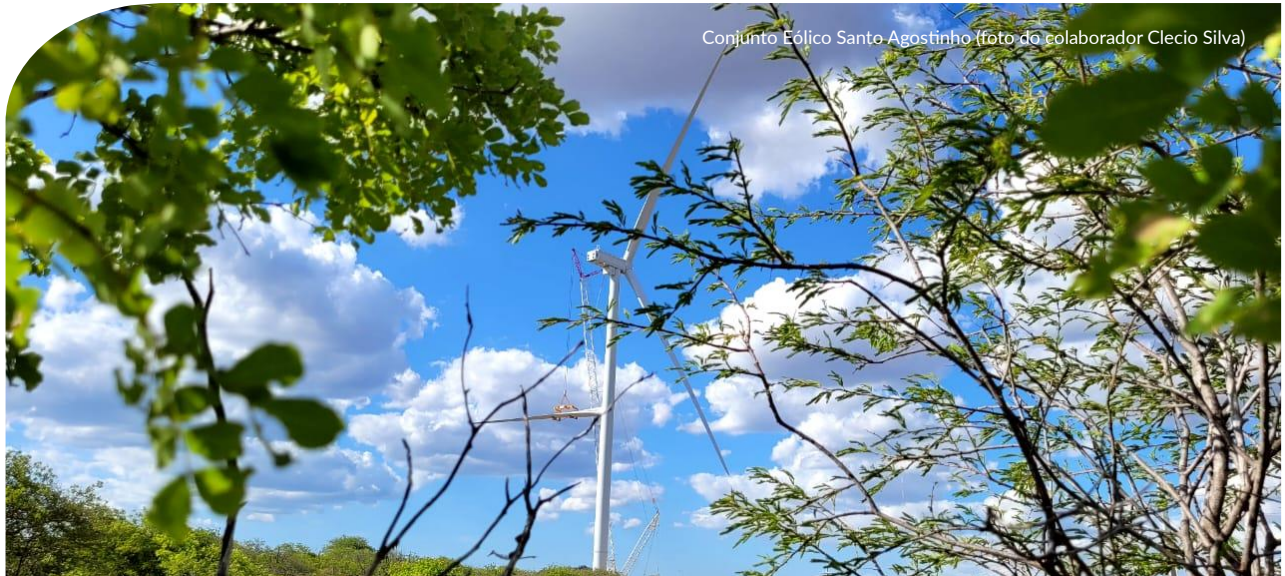
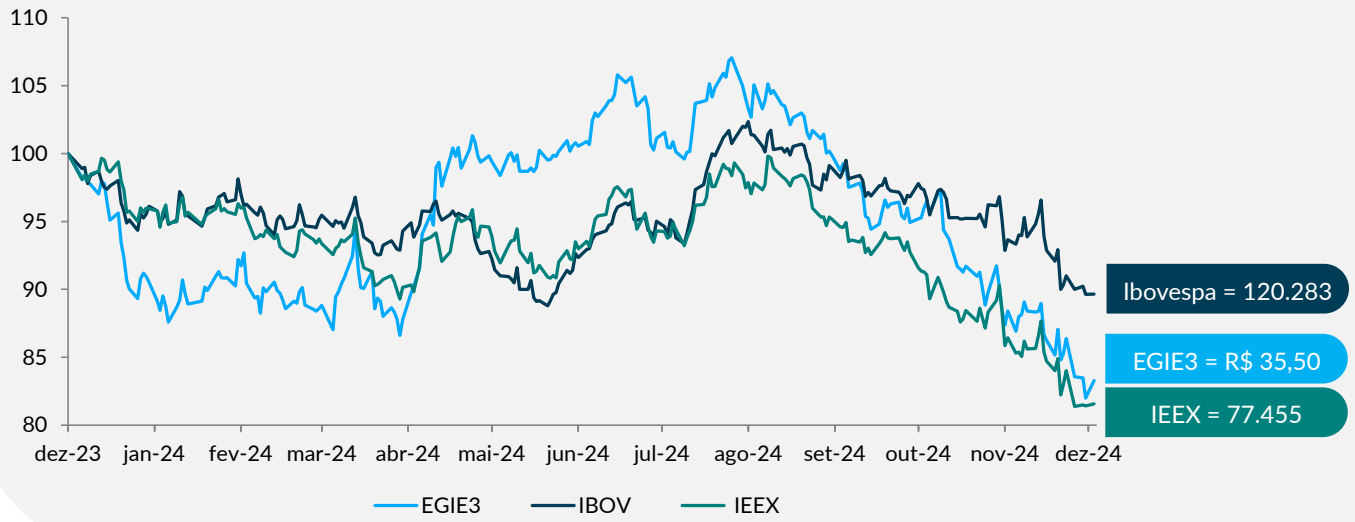
As ações da ENGIE Brasil Energia registraram desvalorização de 15,7% no 4T24. No mesmo período, o Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) e o Ibovespa apresentaram desempenhos negativos de 13,8% e 8,7%, respectivamente. **Em 2024, as ações da Companhia retraíram 16,7%, frente a queda de 18,4% do IEEX**, 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 <i>trading</i> , 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 <i>hedge</i>	(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		
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 <i>hedge</i>	(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 <i>hedge</i> 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

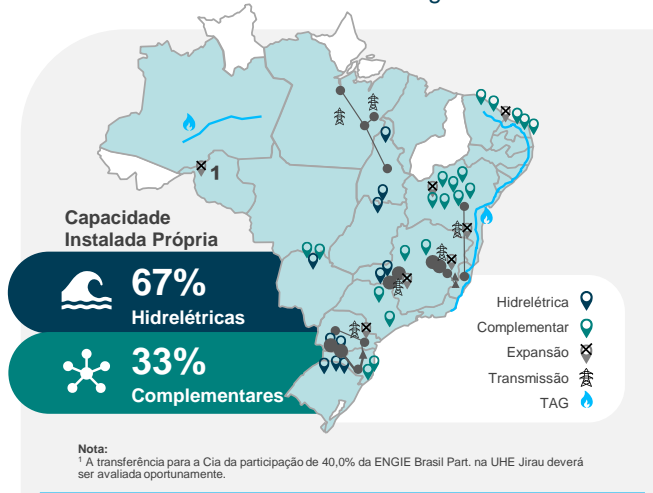


Visão Geral

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

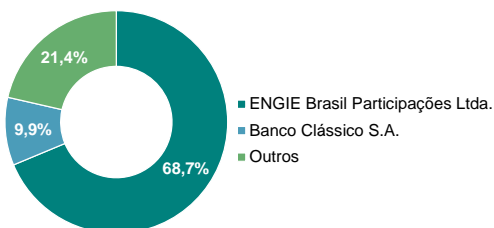


Capacidade instalada própria de geração de energia de **9.556 MW (4.661 MWm)**, **2.710 Km** de linhas de transmissão em operação e participação de **17,5% na TAG**.



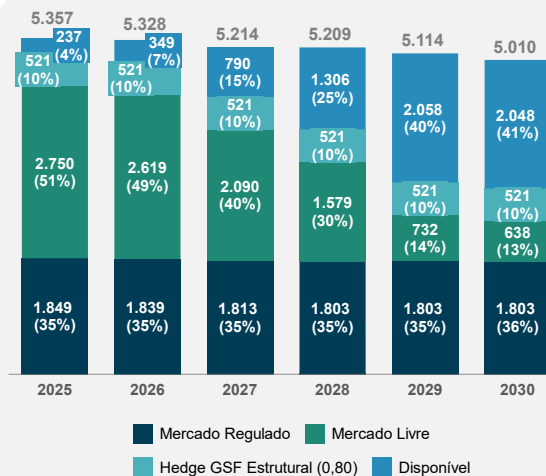
Composição Acionária

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.



Balanco de Energia

Balanco 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.

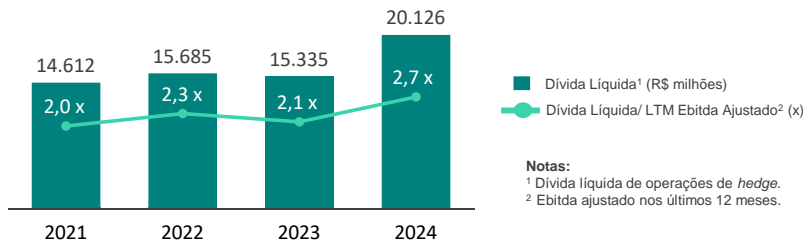
⁴ ROIC: taxa efetiva x EBIT ajustado / capital investido (capital investido: dívida - caixa e eq. caixa - depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL)

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

⁶ Desconsidera vendas por regime de cotas (UHES Jaguará e Miranda).

⁷ Líquido de impostos sobre a venda e operações de trading.

Endividamento (R\$ milhões)



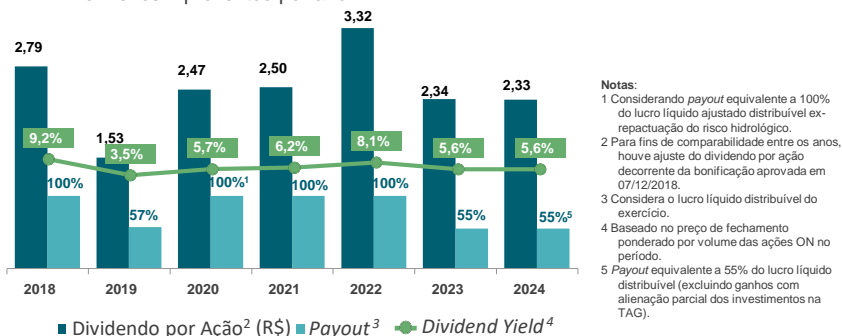
Notas:

¹ Dívida líquida de operações de hedge.

² Ebitda ajustado nos últimos 12 meses.

Política de Dividendos

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



Notas:

¹ Considerando payout equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-reflectação 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.

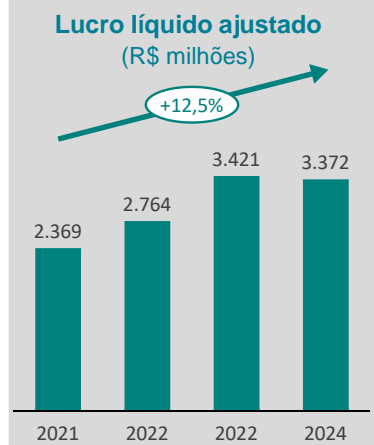
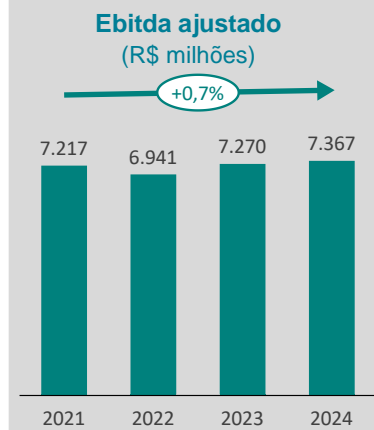
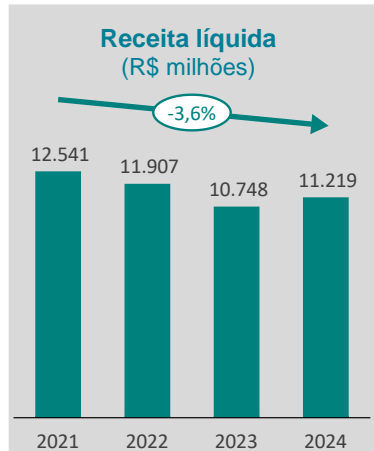
⁴ Baseado no preço de fechamento ponderado por volume das ações ON no período.

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

ISEB3

ICO2 B3

IDIVERSA B3



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

EGIE
B3 LISTED NM



Earnings Release 4Q24 and 2024

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.



For Immediate Release

Additional information:

Eduardo Sattamini
Chief Executive Officer

Eduardo Takamori
Chief Financial and Investor Relations
Officer

Rafael Bósio
IR Manager
rafael.bosio@engie.com
Tel.: +55 (48) 3221-7246/7409

ri.BREnergia@engie.com



Video conference

On Feb 21, 2025 at 11:00 a.m.
(BRT), 9:00 a.m. (EST) in
Portuguese with simultaneous
translation into English)

[Click here](#) to access the
transmission.

Visit our Website
www.engie.com.br/investidores

IBOVESPA B3

IGC-NM B3

ITAG B3

ISEB3

IDIVERSA B3

IEE B3

ICO2 B3

Florianópolis, Brazil, February 20, 2025. ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE" or "Company") – B3: EGIE3, ADR: EGIEY - announces earnings for the Fourth Quarter and 12 months period ending on December 31, 2024 (4Q24/12M24). The information in this release is shown on a consolidated basis and in accordance with Brazilian accounting principles and practices. The values are expressed in Brazilian Reals (R\$), except where otherwise indicated. Rounding effects may cause differences in percentage changes, when comparing the comments on Economic-Financial Performance, presented in R\$ million, with the Income Statement (Appendix III), presented in R\$ thousand.

ENGIE Brasil Energia: resilience and long-term vision in a year of record investment.

Net revenue and adjusted Ebitda grow 4.4% and 1.3%, respectively, compared to 2023.

Highlights



The **adjusted net income** was **R\$ 3,372 million** in 2024, 1.4% (R\$ 49 million) lower than posted in 2023.



Adjusted Ebitda² in 2024 reached **R\$ 7,367 million**, an increase of 1.3% (R\$ 97 million) compared to 2023. The **adjusted Ebitda margin** was **65.7%** in 2024, 1.9 p.p. lower than reported in 2023.



Net operating revenue reached **R\$ 11,219 million** in 2024, 4.4% (R\$ 471 million) higher than recorded in 2023.



The **average price of the energy sales agreements**, net of taxes on revenues and trading operations, was **R\$ 220.8/MWh** in 2024, 2.5% lower than registered in 2023.



Excluding trading operations, the **energy sales volume** in 2024 was 36,064 GWh (**4,106 average MW**), 0.4% higher than sold in 2023.



During 4Q24, 59 wind turbines **began commercial operations** at the **Serra do Assuruá Wind Complex** in the state of Bahia, corresponding to 265,5 MW of capacity. At the end of the period, 109 of the project's total 188 wind turbines were operating commercially and 55 on a test basis.



By the end of 4Q24, **five of the 16 photovoltaic farms at the Assú Sol Photovoltaic Complex were operating on a test basis**, contributing a total of 212 MW of capacity to the Company's portfolio.



For the first time, the Company has become a component of the **Dow Jones Sustainability Emerging Markets Index**. The index is one of the most important in the world in relation to sustainability and represents a benchmark for investors in their investment decisions.

Summary of Financial and Operational Indicators

Consolidated (in R\$ million)	4Q24	4Q23	Chg.	12M24	12M23	Chg.
Net Operating Revenue (NOR)	3,271	2,711	20.7%	11,219	10,748	4.4%
Results from Operations (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%
Adjusted Ebitda ²	1,934	1,638	18.1%	7,367	7,270	1.3%
Adjusted Ebitda by transmission and quota effects ³	1,766	1,586	11.3%	6,907	7,028	-1.7%
Ebitda / NOR - (%) ¹	60.3	66.5	-6.2 p.p.	78.0	67.8	10.2 p.p.
Adjusted Ebitda / NOR - (%) ²	59.1	60.4	-1.3 p.p.	65.7	67.6	-1.9 p.p.
Net Income	1,090	948	15.0%	4,303	3,429	25.5%
Adjusted Net Income	1,060	819	29.4%	3,372	3,421	-1.4%
Adjusted Return on Equity (ROE) ⁴	27.4	34.9	-7.5 p.p.	27.4	34.9	-7.5 p.p.
Adjusted Return on Invested Capital (ROIC) ⁵	17.1	20.3	-3.2 p.p.	17.2	20.3	-3.1 p.p.
Net Debt ⁶	20,126	15,335	31.2%	20,126	15,335	31.2%
Gross Power Production (avg MW) ⁷	6,110	6,694	-8.7%	6,173	4,984	23.9%
Energy Sold (avg MW) ⁸	4,332	3,940	9.9%	4,106	4,088	0.4%
Average Net Sales Price (R\$/MWh) ⁹	224.93	229.33	-1.9%	220.79	226.42	-2.5%
Number of Employees - Total	1,210	1,136	6.5%	1,210	1,136	6.5%
EBE Employees	1,188	1,117	6.4%	1,188	1,117	6.4%
Employees on Under Construction Plants	22	19	15.8%	22	19	15.8%

1 Ebitda: net income + income tax and social contribution + financial result + depreciation and amortization.

2 Adjusted Ebitda: net income + income tax and social contribution + financial result + depreciation and amortization + impairment + non-recurrent.

3 Adjusted EBITDA, less the effects of IFRS in the transmission segment and quota plants.

4 ROE: adjusted net equity for the past 4 quarters /shareholders' equity.

5 ROIC: effective tax rate x adjusted EBIT / invested capital (invested capital: debt - cash and cash equivalents - deposits earmarked for debt servicing + SE).

6 Adjusted amount, net of gains from hedge operations.

7 Total gross electricity output from the plants operated by ENGIE Brasil Energia.

8 Disregarding sales for quota regime (Jaguara and Miranda HPPs).

9 Net of taxes and trading operations.

Subsequent Events



ENGIE Brasil Energia was declared as one of the **most sustainable companies in the world** at the World Economic Forum in Davos, occupying 21st place in the Global 100 ranking, organized by **Corporate Knights**. The Company is the second-best ranked company in the index.



By February 20, 2025, a further 30 wind generators at the **Serra do Assuruá Wind Complex** were authorized for **commercial operations** and 46 were on **test basis**. From the **Assú Sol Photovoltaic Complex** four photovoltaic farms were **operating commercially** and three on a test basis.



Fitch Ratings **reaffirmed the Long-Term National Rating** with a risk rating of **'AAA(bra)'** and on the global scale the **Long-Term IDRs (Issuer Default Ratings)** in foreign and local currency were reaffirmed at **'BB+'** and **'BBB-'**, respectively. All ratings were reaffirmed with a stable outlook.



The Board of Directors approved the proposal for the distribution of mandatory and complementary dividends in the amount of **R\$ 715.1 million (R\$ 0,8765/share)**, to be ratified by the Ordinary General Meeting (OGM), which will be responsible for defining the payment conditions.

Important

This release contains information and opinions on future events subject to risks and uncertainties, which are based on current forecasts, projections, and tendencies in relation to the Company's businesses. Innumerable factors can affect the estimates and assumptions on which these opinions are based. For this reason, the estimates and forward-looking statements in this release may not become a reality. In the light of these restrictions, shareholders and investors should not adopt any decisions based on estimates, projections and forward-looking statements contained in this release.



Santo Agostinho Wind Complex (RN)

Message from Management

Financial discipline, operational efficiency, commercial intelligence and above all, absolute respect for people and the planet. Anchored to these principles, we close the challenging year of 2024 not only by demonstrating resilience in our operational and financial result but also commemorating important achievements.

The entry into operation of projects under implementation and acquisition of already operating renewable energy assets, more than compensated for the divestments of 2023, resulting in a year-on-year increase of 4.4% in Net Operating Revenue, posting R\$ 11,219 million in 2024. Adjusted Ebitda was R\$ 7,367 million, 1.3% over the amount reported for the previous year, also considering the reduction in equity income due to the partial sale of the stake in the jointly controlled subsidiary - TAG. Adjusted Net Income closed the year at R\$ 3,372 million, 1.4% lower than the total recorded in 2023, impacted mainly by the factors mentioned above and the increase in depreciation and amortization expenses related to the new plants joining our portfolio.

The expansion in our operations resulted in some important milestones during the year: by the end of 2024, **1.2 GW had been added to proprietary installed capacity which now totals 9.6 GW of 100% renewable energy**, distributed from 115 plants. In addition to the Santo Agostinho Wind Complex in full operation and the acquisition of five photovoltaic assets, all of them operational as well, we anticipated the startup at the Serra do Assuruá Wind Complex, operating commercially at more than half its total installed capacity of 846 MW. In parallel, we began operational testing at the Assú Sol Photovoltaic Complex, this to add a further 752 MW to capacity of our generator park over the course of 2025.

We also continue to grow the transmission segment, making a **successful bid for the main lot of the National Electric Energy Agency's second auction round in 2024 and denominated Graúna Transmissora de Energia**, which is to reinforce the country's South and Southeast/Central-West subsystems. With an extension of 780 kilometers, this will be the fifth transmission project to be implemented, adding to the 2,710 kilometers of power lines already in operation and the 1,000 kilometers of the Asa Branca project, where work is in progress.

The year also stands out as the one when the most investments were made in the history of ENGIE Brasil Energia, approximately R\$ 9.7 billion, the larger part of it in wind and photovoltaic plants. And we now have a further R\$ 8.5 billion of investment already committed for the 2025 to 2027 period.

In 2024, we recorded a 32% increase in the number of customers in the Free Energy Market, demonstrating the success of our commercial strategy - from end-to-end digitalization to marketing actions - to serve this increasingly diversified and complex segment.

We dedicate the same care to people as we do to the business. A reflection of this was **ENGIE Brasil Energia's inclusion in the list of the best companies to work for in Brazil, according to the Great Place to Work ranking**. We are certain that this recognition reflects the affection we hold for each and every one of those who dedicate their knowledge and, most importantly, a large part of their time, to achieving our goals.

An open dialog and actions guided by the collective interest have marked our relationship with the communities of which we are a part: in 2024 alone, we invested between proprietary and tax incentive resources, including those not related to licensing conditions for projects under implementation, R\$ 48.7 million in initiatives with a social impact, a historical record for us. One of the outstanding events in this context was the rollout of our sixth Culture and Sustainability Center in Trairi (CE).



Serra do Assuruá Wind Complex (BA)

2024 stands out as the year with the most investments in the Company's history with approximately **R\$ 9.7 billion injected**, the larger part of it in wind and photovoltaic plants.

We would also highlight the intensification of our climate mitigation and adaptation agenda. An example of this is our Supplier Decarbonization Program which includes diagnosis, training, and access to opportunities for transition to a low carbon economy along our value chain. The Program was presented with the **UNO Global Compact Award – Network Brazil in the “Climate Guardians” category during the United Nations Organization’s 29th Climate Conference (COP 29)**.

Finally, it was with great pleasure that we were notified of **ENGIE Brasil Energia’s inclusion in the Dow Jones Sustainability Emerging Markets Index 2024** and in the Sustainability Yearbook by S&P Global among the six companies in the electric power sector that are leaders in sustainability in the world – confirming both our commitment and the effectiveness of our environmental, social and governance practices.

We invite you to join us in building this future, driven by hope, inspiring companies and people. At ENGIE Brasil Energia, we will remain obstinate in overcoming challenges, attentive to growth opportunities and focused on sustainable development – our sole interest.

Good reading!



**Eduardo Antonio
Gori Sattamini**

Chief Executive Officer



**Eduardo Takamori
Guiyotoku**

*Chief Financial and Investor
Relations Officer*

Breakdown of Assets

Energy Generation Assets

At the end of the 4Q24, ENGIE Brasil Energia had **9,555.7 MW of installed capacity** and operates a generating complex with 11,265.5 MW, comprised of 115 plants (11 hydro and 104 complementary energy source plants – biomass, SHP, wind powered and solar), 111 of which are wholly-owned by the Company and four (the Itá, Machadinho and Estreito Hydro Power Plants and the biomass-fired Ibitiúva Bioenergética co-generation plant) jointly-owned through consortia with other companies.

Generating Complex as of December 31, 2024

Power Plants	Source	Location	Installed Capacity (MW)		Concession expiration date	Assured energy (aMW)	
			Total	Company's Share		Company's Share	Company's Share
Itá	Hydro	Uruguai River (SC and RS)	1,450.0	1,126.9	Dec/32		528.7
Salto Santiago	Hydro	Iguaçu River (PR)	1,420.0	1,420.0	Nov/30		702.2
Machadinho	Hydro	Uruguai River (SC and RS)	1,140.0	414.8	Oct/35		143.7
Estreito	Hydro	Tocantins River (TO and MA)	1,087.0	435.6	Feb/47		244.1
Salto Osório	Hydro	Iguaçu River (PR)	1,090.8	1,090.8	Apr/31		487.3
Cana Brava	Hydro	Tocantins River (GO)	450.0	450.0	Dec/35		247.8
Jaguara	Hydro	Grande River (MG)	424.0	424.0	Jun/48		324.0
Miranda	Hydro	Araguari River (MG)	408.0	408.0	Jun/48		188.3
São Salvador	Hydro	Tocantins River (TO)	243.2	243.2	Jun/40		140.8
Passo Fundo	Hydro	Passo Fundo River (RS)	226.0	226.0	Apr/31		107.5
Ponte de Pedra	Hydro	Correntes River (MT)	176.1	176.1	Mar/37		127.6
Total - Hydro			8,115.1	6,415.4			3,242.0

Power Plants	Source	Generating Units ¹	Location	Installed Capacity (MW)		Authorization expiration date	Assured energy (aMW)	
				Total	Company's Share		Company's Share	Company's Share
Serra do Assuruá Complex ²	Wind Farm	11	Lages and Pedro Avelino (RN)	490.5	490.5	Nov/56		247.7
Santo Agostinho Complex - Phase I	Wind Farm	14	Lages and Pedro Avelino (RN)	434.0	434.0	May/56		224.2
Campo Largo II Complex	Wind Farm	11	Umburanas (BA)	361.2	361.2	Aug/54		192.5
Umburanas Complex - Phase I	Wind Farm	18	Umburanas (BA)	360.0	360.0	Aug/49		213.3
Campo Largo I Complex	Wind Farm	11	Umburanas (BA)	326.7	326.7	May/51		166.5
Trairi Complex	Wind Farm	8	Trairi (CE)	212.6	212.6	Sep/41		97.2
Lar do Sol Complex ³	Solar	3	Pirapora (MG)	198.0	198.0	Sep/41		53.0
Paracatu Complex	Solar	4	Paracatu (MG)	132.0	132.0	Jun/51		34.0
Juazeiro Complex	Solar	4	Juazeiro (BA)	120.0	120.0	Jun/51		34.8
Sertão Solar Complex	Solar	4	Barreiras (BA)	94.6	94.6	Jul/53		26.1
Floresta Complex	Solar	3	Areia Branca (RN)	86.0	86.0	Jun/51		25.1
Sol do Futuro Complex	Solar	3	Aquiraz (CE)	81.0	81.0	Jun/51		16.2
Ferrari Termoeletrica	Biomass		Pirassununga (SP)	72.5	72.5	Jun/42		25.6
São Pedro Complex	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	Biomass		Pitangueiras (SP)	33.0	22.9	Apr/30		11.6
Rondonópolis	SHP		Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26.6	26.6	Dec/37		14.0
José Gelazio da Rocha	SHP		Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24.4	24.4	Dec/37		11.9
Nova Aurora	Solar		Tubarão (SC)	3.0	3.0	not applicable ⁴		0.2
Tubarão	Wind Farm		Tubarão (SC)	2.1	2.1	not applicable ⁴		0.3
Tubarão 2	Wind Farm		Tubarão (SC)	4.2	4.2	not applicable ⁴		0.0
Total - Complementary				3,150.4	3,140.3			1,419.4
Total				11,265.5	9,555.7			4,661.3

¹ For the composition of wind and solar complexes.

² Complex composed of 24 wind power plants, 11 of which in full commercial operation on 12/31/2024.

³ The Lar do Sol plant does not have a declared physical guarantee, therefore its commercial capacity is based on expected generation.

⁴ For generating plants with installed capacity lower than or equal to 5 MW the legal instrument applicable is the record.

Energy Transmission Assets

Transmission assets under operation as of December 31, 2024

Transmission line	Location	Extention km	Annual RAP (R\$ million) *	Substations	Property	Concession expiration
Gralha Azul	State of Paraná	909.0	323.9	5 new and expansion of 5 existing ones	100%	Mar/48
Novo Estado	States of Pará and Tocantins	1,800.0	439.6	1 new and expansion of 3 existing ones	100%	Mar/48
Gavião Real	State of Pará	1.0	7.4	New patio in 1 existing	100%	Sep/52
Total		2,710.0	770.9			

* Values on the base date of July 2024 (cycle 2024-2025), net of PIS and Cofins charges.

Gas Transportation Assets

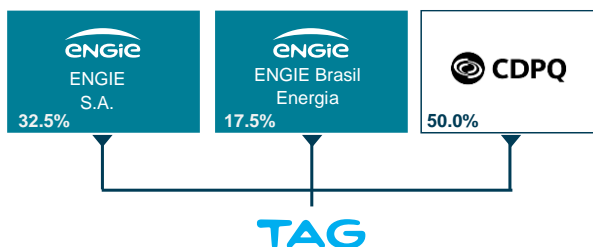
Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

The largest natural gas transportation operation in Brazil, TAG has an infrastructure of more than 4,500 km of high-pressure gas pipelines extending along the country's southeastern and northeastern seaboards as well as a further section of line between Urucu and Manaus, in the state of Amazonas, crossing 10 Brazilian states and around 200 municipalities.

The gas pipeline network has several interconnection points, among them, 16 active gas entry points (including three Liquefied Natural Gas (LNG)) and a further 92 gas delivery points (one more under construction), connection with 10 gas distributors, serving three refineries, eight thermoelectric power plants and two fertilizer plants. The network includes also 11 compressor stations along its length, all of them wholly owned. The operation of the assets is executed from the Control and Supervision Center (CSC) in the company's headquarters in the city of Rio de Janeiro.

TAG is fully contracted and has long-term legacy contracts with Petrobras, with a weighted average term of approximately six years, regulated by the National Petroleum, Natural Gas and Biofuels Agency (ANP). In addition to these, TAG signed **228 firm contracts during 2024 (45 active)**, which totaled 10.6 million m³ of transportation capacity, in entry and delivery point agreements, expiring on December 31, 2024 and representing around 11% of TAG's total revenue for the year (15% considering only the integrated network).

Corporate Structure as of 01/10/2024



TAG has a series of projects in hand to be executed over the next five years which are expected to surpass R\$ 5.4 billion in investments. 57% of this amount will be allocated in projects to expand TAG's transportation capacity or extend the network in line with the positive outlook of ENGIE Group for the natural gas industry in Brazil.

In October 2024, the construction of the interconnection between the Catu-Pilar Gas Pipeline to the Sergipe Terminal was concluded at an investment of R\$ 380 million and linking the LNG storage and regasification terminal to the TAG transportation network, a distance of 25 km.

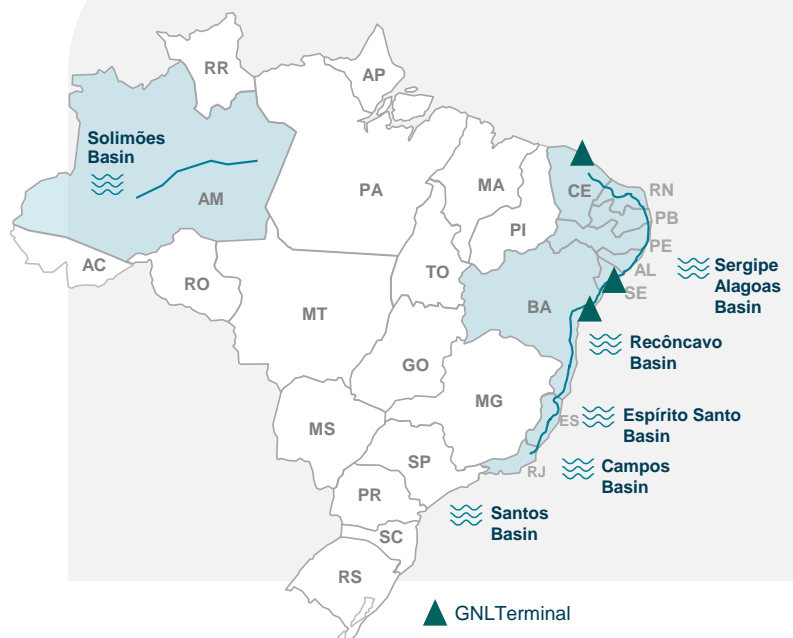
Projects under construction:

- **Gasfor II**, in the state of Ceará, a gas pipeline for optimizing the network, 84 km long and investment of R\$ 430 million. In August 2022, the Ministry of Mines and Energy classified the project as priority. Work has been completed and the project awaits the issue of the Operating Permit.
- **Itagibá delivery point**, in the state of Bahia, a new delivery point to attend the local distribution company, situated along the northern leg of Gasene. This Project required an investment of R\$ 23 million. Work has been completed and is now awaiting the issue of the Operating Permit, expected in the first quarter 2025.

Projects in development:

- **Itajuípe compressor station**, located on the northern leg of the Gasene pipeline, for increasing current transportation capacity by 3 million m³/day. The project is listed in the New Growth Acceleration Program (PAC).
- **Buriti delivery point**, situated on the Urucu-Manaus gas pipeline, is to be a new exit point in the city of Manaus, projected to meet local thermoelectric demand.

TAG Gas Pipelines Location



- **Connection of the Porto do Açú Regasification Terminal to the Cabiúnas-Vitória Gas Pipeline**, 45 km long and 18 million m³/day of transportation capacity, is expected to start operations in the first half of 2026. The preliminary agreement for the design was approved at the end of 2022.
- **Storage:** TAG and Origem Energia have signed a non-binding agreement for developing the first natural gas storage project in Brazil. The project's estimated total investment, when feasible, will be approximately US\$ 200 million, split into different stages. On completion of the initial stage, storage capacity will be 51 million m³/year. Over the long term, capacity may reach as much as 500 million m³/year.

In addition, other projects at different phases of study could require about R\$ 20 billion in investment, representing potential significant growth.

Contracts with Petrobras breakdown

Contraç/Section	Extension (km)	Contract Maturity ¹	Volumes	% Projected of Net	Readjustment index
			Contracted (MM m ³ /day)	Operating Revenue ²	
Gasene	1,400	Nov/33	30.3	39.5%	46% basket IGP ³ ; 54% US PPI
Malha Nordeste	2,000	Dec/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 Parada-Vitória ⁴	100	Dec/24	0.3	0.3%	IGP-M
Total	4,500.0		73.9	100.0%	

¹ Following the expiry of the agreements, a five-year tariff revision cycle will be triggered, which will decide the revised maximum permitted revenue flow (RAP).

² Variations in revenue representativeness between GTAs may occur.

³ 1/3 IGP-M, 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.

⁴ Capacity of the section contracted under the entry and exit regime through the Capacity Offer Portal (POC) for the period from January to December 2025.



Expansion

Jirau Energia - Rondônia.

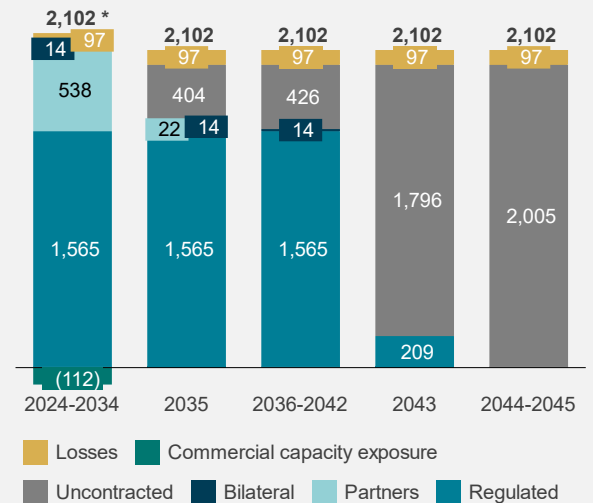
Energia Sustentável do Brasil S.A. (“ESBR” or “Jirau Energia”) is responsible for the maintenance, operation and sale of energy generated by the Jirau Hydroelectric Power Plant, located in the Madeira River, in the city of Porto Velho, state of Rondônia. Since November 2016, Jirau Hydroelectric Power Plant has 50 generating units in operation, representing a total **installed capacity of 3,750 MW**.



ENGIE Brasil Participações Ltda. (ENGIE Brasil Energia's parent company) is awaiting more favorable conditions for resume the economic-financial study for the preparation of a proposal for the transfer to ENGIE Brasil Energia of ENGIE Brasil Participações' stakes of 40% in Energia Sustentável do Brasil S.A. – and the 100% participation in Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda.

In 4Q24, the Jirau Energia generated 788 average MW, 6.3% higher than the 741 average MW for 4Q23, while the National Electrical System Operator Uptime Ratio (FID) was 100% (data subject to final Electric Energy Trade Board (CCEE) booking). The accumulated recorded generation for the year was 1,403 average MW, 7.4% above the 1,307 average MW for 2023, with FID (Uptime Factor) of 100%.

Jirau Energia PPA's Portfolio
Average MW

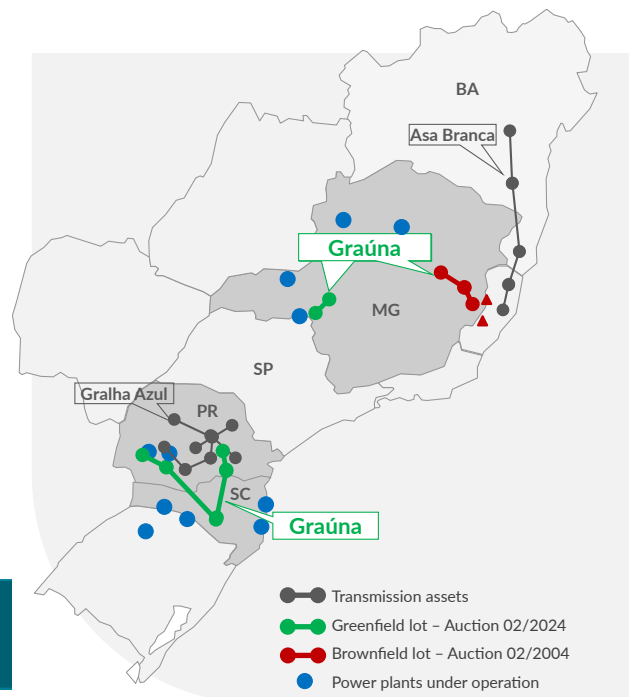


* Includes the revision of the Physical Guarantee, according to the Ordinance 709 of the Ministry of Mines and Energy, of 11/30/2022.

Graúna Transmission System – Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo and Espírito Santo.

The Company made a successful bid for **Block 1** of the Aneel Transmission Auction 02/2024, offering a discount of 48.14% of the maximum Annual Allowed Revenue (RAP). Under the denomination of Graúna, the project contemplates the implantation of **six transmission lines, totaling around 780 kilometers in length, two new substations and a new sectioning, point together with continued servicing of four lines (totaling 163 kilometers) and two existing substations** in the states of Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo, and Espírito Santo, crossing 47 municipalities.

The public service transmission line concession, including licensing, construction, operation, and maintenance of the transmission installations will be 30 years as from date of signature of the concession agreement, which occurred on December 9, 2024. The maximum permitted term for construction is 60 months, albeit with the possibility of abbreviating the period. It is worth pointing out that the Graúna Project enjoys locational synergies with Galha Azul Transmission System including the transmission line sectioning as well as other Company assets.



Block	Location	Contracted RAP (R\$ million) ¹	Estimated Aneel Capex (R\$ million)
1	Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo and Espírito Santo	252.2	2,933.6
Total		252.2	2,933.6

¹ Value as of March 2024.

Transmission Project under Implementation

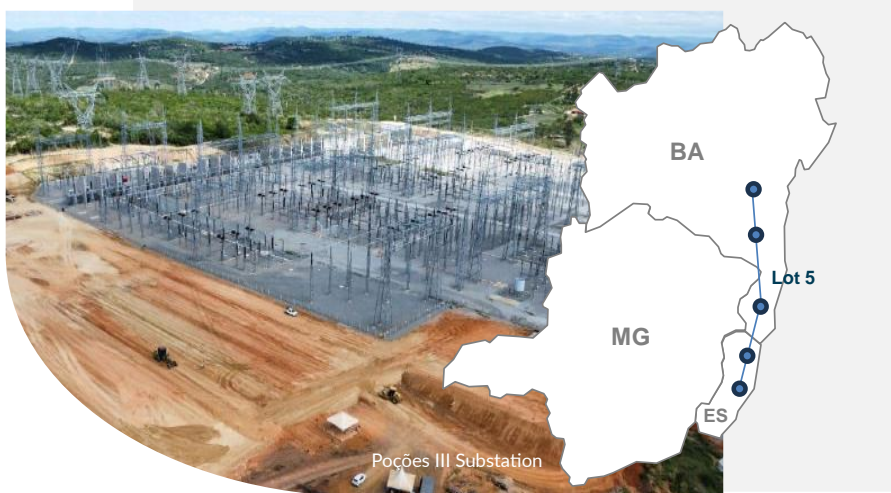


Asa Branca Transmission System - Bahia, Minas Gerais and Espírito Santo.

Acquired in the Transmission Auction 01/2023, promoted by Aneel, **Block 5** was named as Asa Branca and will have **around 1,000 kilometers of extension**. Located in the states of Bahia, Minas Gerais and Espírito Santo the project provides for the implementation of four 500 kV single-circuit transmission lines. The concession period for the public transmission service, including licensing, construction, operation and maintenance of the transmission facilities, will be 30 years from the date of execution of the concession contract, which occurred on September 27, 2023.

In 4Q24, work on the Morro do Chapéu II - Poções III stretch continued in progress with the activities of **earth movement and civil works** at the substations together with **brush clearance, civil works and assembly of metallic structures** relative to the transmission line. During October, field **delivery of the conductor cables** also began.

The maximum deadline for starting operations is March 2029, with anticipation of at least 24 months.



Block	Location	Contracted RAP (R\$ million) ¹	Estimated Aneel Capex (R\$ million)
5	Bahia, Minas Gerais and Espírito Santo	268.4	2,667.0
Total		268.4	2,667.0

¹ Value as of July 2024.

Wind Projects under Implementation

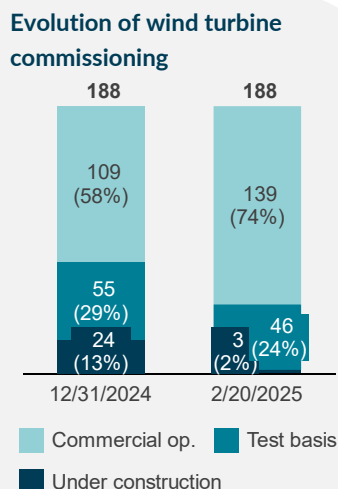


Serra do Assuruá Wind Complex - Bahia.

Comprising 24 wind farms, being installed in a single phase in the municipality of Gentio do Ouro, state of Bahia, the project's authorization grant has been issued by Aneel, the complex to have an **estimated installed capacity of 846 MW** and an estimated commercial capacity of **410.2 average MW**. Energy generated will be entirely directed to the Free Contracting Environment, the wind complex also being able to meet demand from clients in the energy self-production market. With the creation of around 3,000 direct and indirect jobs in the region, the **estimated investment is approximately R\$ 6 billion** (as of Mai/2022).



Generating units assembly



By the end of 4Q24, **97% of the work on the project had been completed**. The activities involving the assembly and commissioning of the wind turbines are being executed with anticipation of the schedule for completion of this work expected, more than 95% of the wind turbines having been assembled/erected and 76% of them commissioned. The substation, transmission line and connection bay are already completely energized. Civil engineering work have been completed and medium voltage networks are in the final stages of execution.

As of December 31, 2024, 109 wind turbines were in commercial operations while a further 55 were operating on a test basis. By February 20, 2025, 30 more generator units were operating commercially and 46 were on a test basis editing 832.5 MW of capacity to the portfolio.

The project implementation is expected to be completed in the first half of 2025.

Photovoltaic Project under Implementation



Assú Sol Photovoltaic Complex – Rio Grande do Norte.

The project is located in the municipality of Assú, state of Rio Grande do Norte and is to have an **installed capacity of approximately 752 MWac (895 MWp)** and an estimated commercial capacity of **229.8 average MW**. **At an investment worth approximately R\$ 3.3 billion** (as of Jan/23), its energy entirely fed into the Free Contracting Environment.

Implementation activities had advanced to **76% completion by the end of 4Q24**. Activities for connection to the system and brush clearance are completed while engineering, earth moving, drainage, foundation work, tracker assembly, solar panel installation and commissioning activities continue to be executed.

The entry into operation on a test basis of the first photovoltaic units took place in October 2024. **By the end of 4Q24, five of the 16 solar farms were operating on a test basis. As of February 20, 2025, four farms were operating commercially and a further three on a test basis,**

contributing with 302.7 MW to the Company's portfolio. The entry into full commercial operations is scheduled for the fourth quarter of 2025.



Implementation activities reached 76% completion. Connection to the system was concluded in 4Q24 and operations at the first solar farms begun.

Projects under Development

Power plants	Source	Location	Installed Capacity (MW)	
			Total	Company's Share
Santo Agostinho Solar Complex	Solar	Lajes and Pedro Avelino (RN)	509.0	509.0
Campo Largo Solar Complex	Solar	Umburanas e Sento Sé (BA)	308.0	308.0
Santo Agostinho Wind Complex - Phase II	Wind Farm	Lajes and Pedro Avelino (RN)	279.0	279.0
Umburanas Wind Complex - Phase II	Wind Farm	Umburanas (BA)	250.0	250.0
Campo Largo III Wind Complex	Wind Farm	Umburanas e Sento Sé (BA)	250.0	250.0
Alvorada Solar Complex	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	90.0	90.0
Total			1,686.0	1,686.0



Santo Agostinho Wind Complex – Phase II – Rio Grande do Norte.

Located next to the first phase, will capture synergies that will assist in the development and viability, such as: accommodation, external access, substation, transmission line and others. In December 2021, the Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente, the environmental protection agency for the state of Rio Grande do Norte, granted an environmental installation license for the project – its **total installed capacity being 279 MW** – optimizing the wind resources and new technologies available in the market.



Umburanas Wind Complex – Phase II – Bahia.

The environmental licensing for the Second Phase is already regularized although this is to be updated during advanced development (pre-build) to reflect the new technologies available in the market and to ensure optimum use of the region's wind resources. In due course, the project is to be developed by the Company adjacent to the Campo Largo and Umburanas – Phase I Wind Complex, in this way capturing synergies during the installation and operational stages such as the substation, site accommodation, accesses, teams and others. The project has all the necessary documentation for participation in energy auctions, although this not obviating the potential viability of the project for the sale of energy to corporate clients in the free market. The currently **installed capacity planned for the project is approximately 250 MW**, taking advantage of the best wind resources in the region.



Campo Largo Wind Complex – Phase III – Bahia.

The Company intends to add about **250 MW of installed capacity** to the Campo Largo Wind Complex with the development of its third phase. This project already has all the necessary documentation for participating in energy auctions, although this not obviating the potential viability of the project for the sale of energy to corporate clients in the free market. In March 2021, the Institute for the Environment and Water Resources (Inema), the environmental protection agency for the state of Bahia, issued a Preliminary Environmental license for the project which is located adjacent to Phases I and II of the Campo Largo Wind Complex, the relative synergies being important for ensuring the viability of Phase III.



Santo Agostinho Photovoltaic Complex – Rio Grande do Norte.

Located in the vicinity of the Santo Agostinho Wind Complex (RN), this solar energy complex has 12 photovoltaic farms, totaling a **potential installed capacity of up to 509 MW**. The project is at the development phase for participation in both free and regulated markets.



Campo Largo Photovoltaic Complex – Bahia.

Situated in the same area as the Campo Largo Wind Complex (Bahia State), the photovoltaic project is to have 9 photovoltaic solar energy plants, these totaling a **potential installation capacity of up to 308 MW**. The projects are at a development phase to participate in opportunities in both free and regulated markets.



Alvorada Photovoltaic Complex – Bahia.

ENGIE Brasil Energia has acquired a site in the state of Bahia, – a region with potential for generating solar energy – for the development of three projects comprising the Alvorada Photovoltaic Complex. The projects, which will have a **total installed capacity of up to 90 MW**. The projects are at the development phase to participate in opportunities in both the free and regulated markets.

Besides the abovementioned projects, the Company is also examining opportunities in areas with high photovoltaic potential, as well as partnerships which could accelerate the development of this energy source in line with the process of energy transition which is taking place at world level.

Operating Development

Energy Generating Park Uptime

The plants operated by ENGIE Brasil Energia reported uptime working of **88.1% in 4Q24, if all scheduled and forced shutdowns are taken into account**: 92.6% for the hydroelectric plants and 74.0% with respect to the plants fired from complementary energy sources, namely SHPs, biomass, wind and photovoltaics. The uptime ratio was 5.8 p.p. lower than reported in 4Q23, reflecting decreases of 3.0 p.p. and 12.5 p.p. in hydropower and complementary plant uptime, respectively.

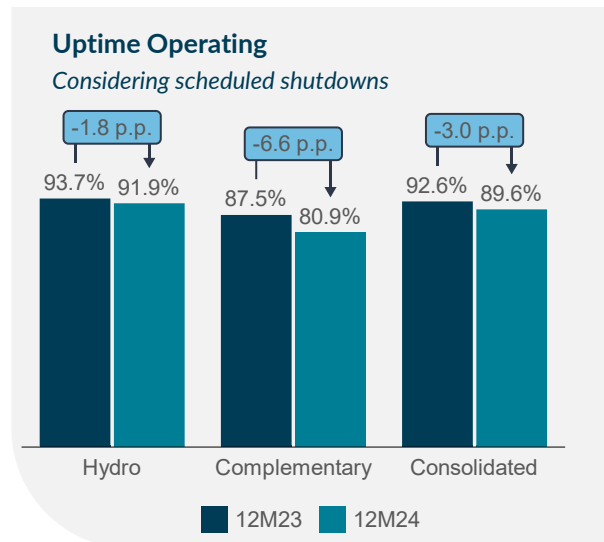
For the full **12 months of 2024, taking into consideration all scheduled and forced stoppages**, the plants operated by ENGIE Brasil Energia recorded an uptime ratio of 89.6%, namely 91.9% for hydropower plants and 80.9% in the case of plants powered from complementary energy sources. There was a reduction of 3.0 p.p. in global uptime, being 1.8 p.p. for the hydropower plants and 6.6 p.p. for the complementary units.

Uptime at the **hydropower units** in the last quarter of 2024 and reflected in the annual result on a year-on-year comparative basis, was influenced by the disconnection of the Number 2 Generator Unit at the Salto Santiago Hydropower Plant due to repair work on the turbine rotor at the manufacturer, operations only being resumed in January 2025.

With respect to the **complementary plants**, the reduction in uptime ratio in 4Q24, was impacted largely by the stoppage of the Number 4 Generator Unit of the Ferrari Thermoelectric Power Plant (Biomass), repairs continuing since the damage incurred in 3Q24. Comparing the calendar year 2024 with the result for 2023, the decline in uptime also reflects corrective maintenance carried out on the wind generators at the Umburanas Wind Complex and Rondonópolis Small Hydropower Plant.

Energy Transmission Lines Uptime

Engie Brasil Energia recorded a strong operational performance from its Gralha Azul and Novo Estado transmission assets **with a total uptime index of 99.99% in 4Q24 and in the full year 2024**. This percentage is an improvement on 2023, when the total accumulated uptime was 99.95%. The transmission assets have turned in an excellent operational performance since their entry into commercial operations.



Energy Generation

Electricity output from plants operated by ENGIE Brasil Energia was 13,491 GWh (6,110 average MW) in 4Q24, a result **8.7% lower** when compared to the production of the 4Q23.

Out of total energy production in 4Q24, the hydropower plants accounted for 10,825 GWh (4,903 average MW) and the complementary plants, 2,666 GWh (1,207 average MW). The results represent a reduction of 17.3% in generation from the hydropower plants and an increase of 57.8% in generation from complementary sources, compared with 4Q23.

The decline in total generation from the **hydropower plants** in 4Q24 compared with the calendar year 2023 is a reflection of reduced output, more especially from the units in the South due to programmed maintenance at the Salto Santiago and Salto Osório hydropower plants during the period.

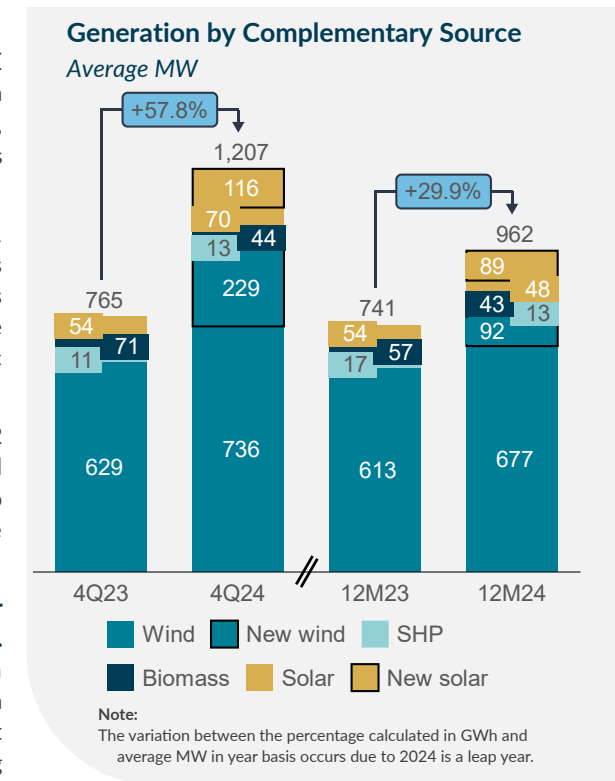
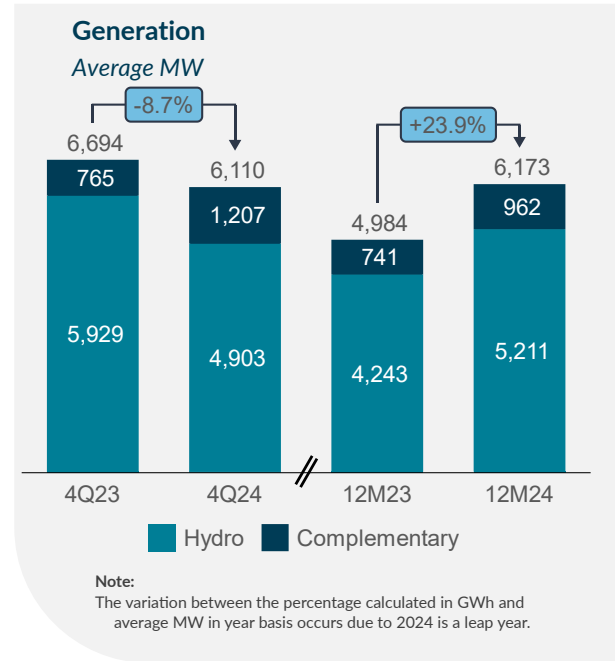
Higher generation from the **complementary units** in 4Q24 was largely due to the 53.3% increase in wind generation due to the startup in operations at the Santo Agostinho and Serra do Assuruá wind complexes which together generated 828 GWh (375 average MW) in 4Q24 – and 241.6% in solar generation – following the acquisition of the Juazeiro, Sertão Solar, Sol do Futuro, São Pedro and Lar do Sol photovoltaic complexes with an output of 256 GWh (116 average MW) in 4Q24. In addition, test operations at some of the solar farms in the Assú Sol Photovoltaic Complex as from November 2024, also gave an added impulse to this significant increase.

For calendar year 2024, global generation from the plants operated by ENGIE Brasil Energia was 54,223 GWh (6,173 average MW), 24.2% greater than 2023 when the total generated was 43,662 GWh (4,984 average MW), discounting output from the Pampa Sul Thermolectric Power Plant due to its sale in May 2023.

At the **hydropower plants**, annual production in 2024 was 45,770 GWh (5,211 average MW), 23.1% higher than 2023. There were no significant differences in the hydrological conditions in the drainage basins of the Company's plants between the years evaluated. The differences can be ascribed to the operational policy of the National Interconnected System (SIN) and specific interventions at the generator units.

As for the **complementary plants**, power output in 2024 was 8,452 GWh (962 average MW), 30.2% greater than the previous year. This enhanced production is due primarily to the startup in operations at the Santo Agostinho and Serra do Assuruá wind complexes and the acquisition of the aforementioned photovoltaic plants.

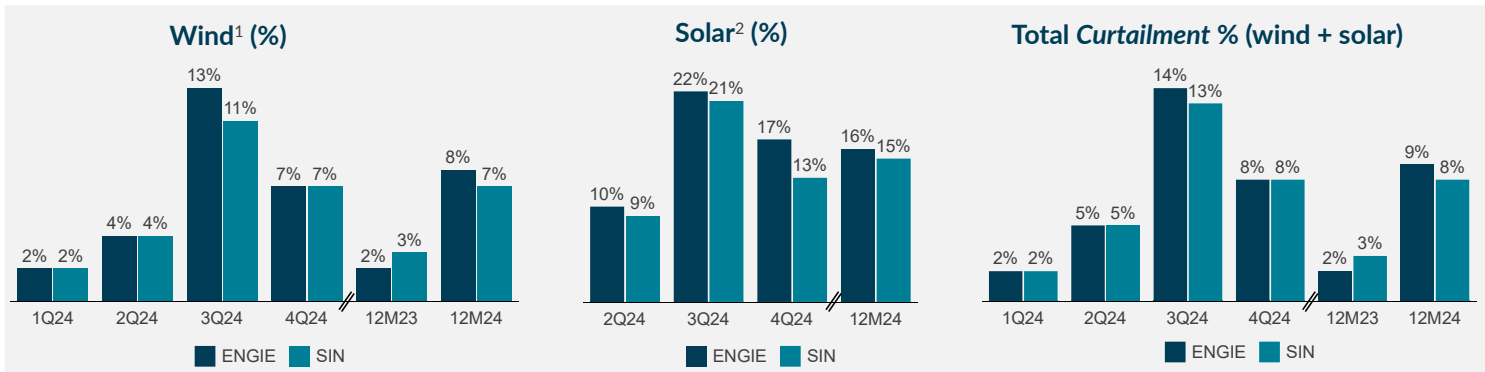
Also worth recalling is that the increase in the Company's hydropower generation does not necessarily improve economic-financial performance. Similarly, a reduction in this type of generation does not necessarily imply a deterioration in economic-financial performance. This is due to the application of the Energy Reallocation Mechanism (MRE), where the inherent hydrological risks of hydropower generation are shared proportionally among MRE participants.



Curtailment

According to the National Electric System Operator's (ONS), there are three main categories of curtailment: **Energetic** (when it is impossible to allocate generation to the load), **Electrical Reliability** (due to reasons related to the electrical reliability of equipment external to the plants) and **External Unavailability** (caused by unavailability of facilities external to the plants). Of these, External Unavailability only allows the agent to potentially be reimbursed for generation limitations, as long as the conditions comply with the established Aneel and ONS parameters.

According to an analysis of the data published by the ONS in **4Q24**, the wind and solar power plants operated by ENGIE Brasil Energia recorded 8% generation curtailment, same percentage recorded in the other plants in the National Interconnected System (SIN). Of this total, the Company's wind farms recorded a 7% reduction in production compared to 7% in the SIN, and 17% in solar versus 13% for the SIN, as can be seen in the following graphs:



Notes:

1 Published data for wind generation as from January 23.

2 Published data for photovoltaic generation as from April/24.

Source: In-house study by ENGIE Brasil Energia based on assumptions published by the ONS and subject to updates.

Curtailment by asset

Wind power plants	Commercial capacity (avgMW)	4Q24 (%)	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%

Solar power plants ²	Commercial capacity (avgMW)	4Q24 (%)	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%

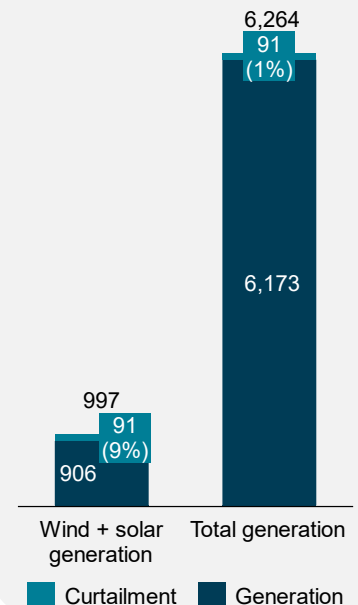
Nota:

1 Operational capacity on 09/30/2024.

2 Solar data available from April/2024.

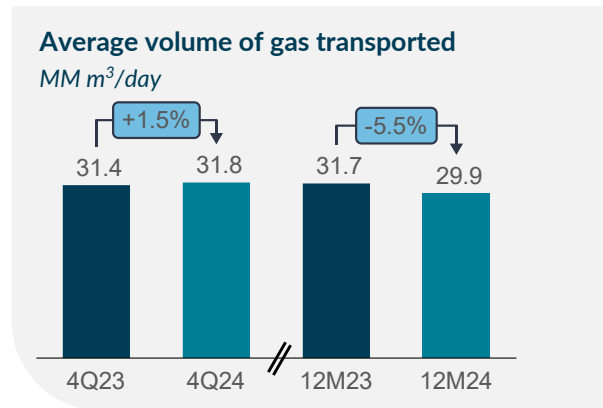
Source: In-house study by ENGIE Brasil Energia based on assumptions published by the ONS and subject to updates.

% Curtailment over generation 2024 Average MW



Gas Transportation

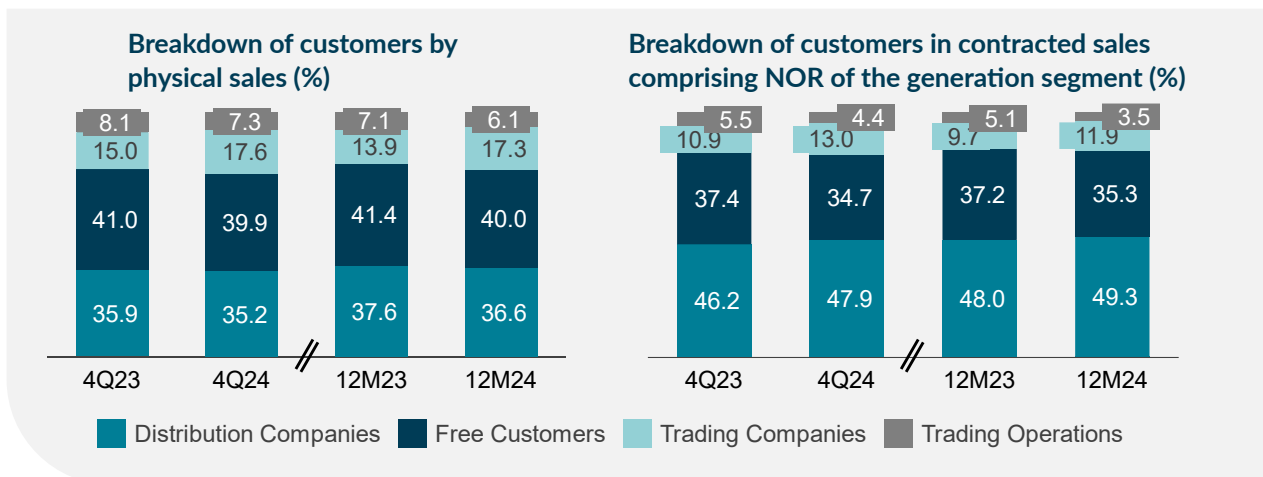
In 4Q24, TAG transported an average volume of gas of 31.8 million m³/day (31.4 million m³/day in the 4Q23). For the year as a whole, transported gas volumes were 29.9 million m³/day (31.7 million m³/day in 2023). Extraordinary agreement volume was 10.6 million m³/day, representing approximately 11% of TAG's total contracted volume, and 15% if only the integrated network (excluding Gas Transportation Pipeline (GTA) Urucu-Manaus, where Petrobras remains sole carrier) is considered. In 2024, TAG signed 228 firm agreements (45 active) with 24 distributors.



Electric Energy Sales Portfolio

In 4Q24, the participation of free consumers in the Company's portfolio (excluding the CCEE and other revenues) reached 39.9% of total physical sales and 34.7% of Net Operating Revenue (NOR), of the generation segment, decreases of 1.1 p.p. and 2.7 p.p., respectively, in relation to the same period in 2023. In 12M24, free consumers (with the exception of CCEE and other revenues) represented 40.0% of physical sales and 35.3% of net operating revenue, amounts 1.4 p.p. and 1.9 p.p. lower when compared to 2023.

The variation between quarters and years is due mainly to the change in commercialization class of some existing customers in the Company's portfolio from Free Consumer to Trading Companies, given existing advantages for the latter economic group.



Commercialization Strategy of Electric Energy

The Company pursues a commercial strategy of gradual sales of future energy availability for any given year as a means of mitigating the risk of exposure to spot prices (Price for Settlement of Differences – PLD) for that particular year. Electric energy sales are made during windows of opportunity that open when the market shows a greater buying propensity. ENGIE Brasil Energia's energy balance based on proprietary commercial capacity and power purchasing agreements outstanding as of **December 31, 2024**, is as follows:

Energy Balance

(in average MW)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Auction Gross Price (R\$/MWh)	Reference Date	Gross Price Adjusted (R\$/MWh)	Net Price of PIS/COFINS/P&D (R\$/MWh)
Own Resources	4,788	4,880	4,880	4,880	4,880	4,798				
+ Purchases for Resale	569	448	334	329	234	212				
= Total Resources (A)	5,357	5,328	5,214	5,209	5,114	5,010				
Government Auction Sales ¹	1,849	1,839	1,813	1,803	1,803	1,803				
2005-NE-2010-30	200	200	200	200	200	200	115.1	Dec-05	314.7	282.7
2006-NE-2009-30	493	493	493	493	493	493	128.4	Jun-06	343.4	308.5
2006-NE-2011-30	148	148	148	148	148	148	135.0	Nov-06	360.5	323.9
2007-NE-2012-30	256	256	256	256	256	256	126.6	Oct-07	324.9	291.9
Proinfa	19	19	10	-	-	-	147.8	Jun-04	441.0	424.9
1st Reserve Energy Auction	2	-	-	-	-	-	158.1	Aug-08	379.9	366.1
Auction Mix (New Energy / Reserve)	8	-	-	-	-	-	-	-	368.3	354.9
2014-NE-2019-25	10	10	10	10	10	10	206.2	Nov-14	345.7	333.1
2014-NE-2019-20	82	82	82	82	82	82	139.3	Nov-14	234.2	212.6
2015-NE-2018-20	46	46	46	46	46	46	188.5	Aug-15	293.7	266.5
8th Reserve Energy Auction (Assú V/Floresta/Paracatu/Juazeiro/Sol do Futuro)	119	119	119	119	119	119	298.2	Nov-15	471.4	427.8
7th Reserve Energy Auction (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
Government Auction - Quotas regime										
2018 - Quotas (UHJA) - 2018-30	227	227	227	227	227	227	-	Jul-17	206.3	196.8
2018 - Quotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	132	-	Jul-17	239.6	228.6
+ Bilateral Sales	2,750	2,619	2,090	1,579	732	638				
= Total Sales (B)	4,599	4,458	3,903	3,382	2,535	2,441				
- Structural GSF Hedge (0.80)	521	521	521	521	521	521				
Balance (A - B)	237	349	790	1,306	2,058	2,048				
Sales average net price (R\$/MWh) ^{2, 3} :	221.9	215.6	221.6							
Purchases average net price (R\$/MWh) ⁴ :	141.5	146.9	159.4							

1 XXXX-YY-WWW-ZZ, where:

XXXX → year of auction

YY → EE = existing energy or NE = new energy

WWW → year of delivery start

ZZ → supply contract duration (in years)

2 Sales price, including trading operations, is net of ICMS and taxes over revenue (PIS/Cofins, R&D), i.e. future inflation is not considered.

3 Disconsidering sales for quota regime (Jaguara and Miranda HPPs).

4 Purchase net prices, considering trading operations and benefits from PIS/Cofins credits, i.e. future inflation is not considered.

Notes:

- The balance refers to the settlement point (net of losses of internal consumption of the plant).

- The average prices are considered simply estimates and are based on financial planning revisions, not capturing volume changes, which are updated quarterly.



Lar do Sol Photovoltaic Complex (MG)

Economic-Financial Performance

Results by segment – 4Q24 X 4Q23 (in R\$ million)

	Electric Energy			Gas transportation	Consolidated
	Generation ¹	Transmission	Trading		
4Q24					
Net operating revenue	2,537	634	100	-	3,271
Operational costs	(1,229)	(347)	(100)	-	(1,676)
Gross income (loss)	1,308	287	-	-	1,595
Selling, general and administrative expenses	(134)	(12)	(1)	-	(147)
Other operating (expenses) revenues, net	(22)	1	-	-	(21)
Impairment reversal	14	-	-	-	14
Sale of subsidiary	25	-	-	-	25
Equity income	-	-	-	219	219
Income (loss) before financial results and taxes	1,191	276	(1)	219	1,685
4Q23					
Net operating revenue	2,325	269	117	-	2,711
Operational costs	(1,161)	(56)	(118)	-	(1,335)
Gross income	1,164	213	(1)	-	1,376
Selling, general and administrative expenses	(124)	(4)	(1)	-	(129)
Other operating expenses, net	43	2	-	-	45
Impairment reversal	59	-	-	-	59
Sale of subsidiary	2	-	-	-	2
Equity income	-	-	-	217	217
Income (loss) before financial results and taxes	1,144	211	(2)	217	1,570
Change					
Net operating revenue	212	365	(17)	-	560
Operational costs	(68)	(291)	18	-	(341)
Gross income (loss)	144	74	1	-	219
Selling, general and administrative expenses	(10)	(8)	-	-	(18)
Other operating (expenses) revenues, net	(65)	(1)	-	-	(66)
Impairment reversal	(45)	-	-	-	(45)
Sale of subsidiary	23	-	-	-	23
Equity income	-	-	-	2	2
Income before financial results and taxes	47	65	1	2	115

¹ Generation and sale of electric energy from the Company's portfolio ("Generation").

The Company's financial result is not allocated by segment since Management administers the cash flow on a consolidated and corporate basis.

Results by segment – 12M24 X 12M23 (in R\$ million)

	Electric Energy				Consolidated
	Generation	Transmission	Trading	Gas Transportation	
	12M24				
Net operating revenue	9,410	1,521	288	-	11,219
Operational costs	(4,271)	(546)	(295)	-	(5,112)
Gross income (loss)	5,139	975	(7)	-	6,107
Selling, general and administrative expenses	(466)	(37)	(5)	-	(508)
Other operating (expenses) revenues, net	(55)	27	-	-	(28)
Impairment reversal	45	-	-	-	45
Disposal of subsidiary	16	-	-	-	16
Disposal of equity interest in a jointly controlled subsidiary	-	-	-	1,336	1,336
Equity income	-	-	-	714	714
Income (loss) before financial results and taxes	4,679	965	(12)	2,050	7,682
	12M23				
Net operating revenue	9,174	1,135	439	-	10,748
Operational costs	(4,096)	(310)	(435)	-	(4,841)
Gross income	5,078	825	4	-	5,907
Selling, general and administrative expenses	(408)	(20)	(4)	-	(432)
Other operating (expenses) revenues, net	40	(59)	-	-	(19)
Impairment reversal, net	1,198	-	-	-	1,198
Disposal of subsidiary	(1,287)	-	-	-	(1,287)
Equity income	-	-	-	993	993
Income before financial results and taxes	4,621	746	-	993	6,360
	Change				
Net operating revenue	236	386	(151)	-	471
Operational costs	(175)	(236)	140	-	(271)
Gross income	61	150	(11)	-	200
Selling, general and administrative expenses	(58)	(17)	(1)	-	(76)
Other operating (expenses) revenues, net	(95)	86	-	-	(9)
Impairment reversal, net	(1,153)	-	-	-	(1,153)
Disposal of subsidiary	1,303	-	-	-	1,303
Disposal of equity interest in a jointly controlled subsidiary	-	-	-	1,336	1,336
Equity income	-	-	-	(279)	(279)
Income (loss) before financial results and taxes	58	219	(12)	1,057	1,322

The Company's financial result is not allocated by segment since Management administers the cash flow on a consolidated and corporate basis.

Net Operating Revenue

Operating revenue by segment – 4Q24 X 4Q23 (in R\$ million)

	Electric Energy			Consolidated
	Generation	Transmission	Trading	
4Q24				
Distribution companies	1,079	-	-	1,079
Free consumers	781	-	-	781
Remuneration of concession assets	134	255	-	389
Construction revenue	-	352	-	352
Trading companies	292	-	-	292
Transactions in the short-term market	188	-	-	188
Energy trading operations	-	-	100	100
Services rendered revenue	39	27	-	66
Indemnification	18	-	-	18
Other revenues	6	-	-	6
Net operating revenue	2,537	634	100	3,271
4Q23				
Distribution companies	977	-	-	977
Free consumers	789	-	-	789
Remuneration of concession assets	108	198	-	306
Construction revenue	-	51	-	51
Trading companies	229	-	-	229
Transactions in the short-term market	144	-	-	144
Energy trading operations	-	-	117	117
Services rendered revenue	37	20	-	57
Indemnification	33	-	-	33
Other revenues	8	-	-	8
Net operating revenue	2,325	269	117	2,711
Change				
Distribution companies	102	-	-	102
Free consumers	(8)	-	-	(8)
Remuneration of concession assets	26	57	-	83
Construction revenue	-	301	-	301
Trading companies	63	-	-	63
Transactions in the short-term market	44	-	-	44
Energy trading operations	-	-	(17)	(17)
Services rendered revenue	2	7	-	9
Indemnification	(15)	-	-	(15)
Other revenues	(2)	-	-	(2)
Net operating revenue	212	365	(17)	560

In 4Q24, net operating revenue increased 20.7% (R\$ 560 million) from R\$ 2,711 million to **R\$ 3,271 million** when compared to 4Q23.

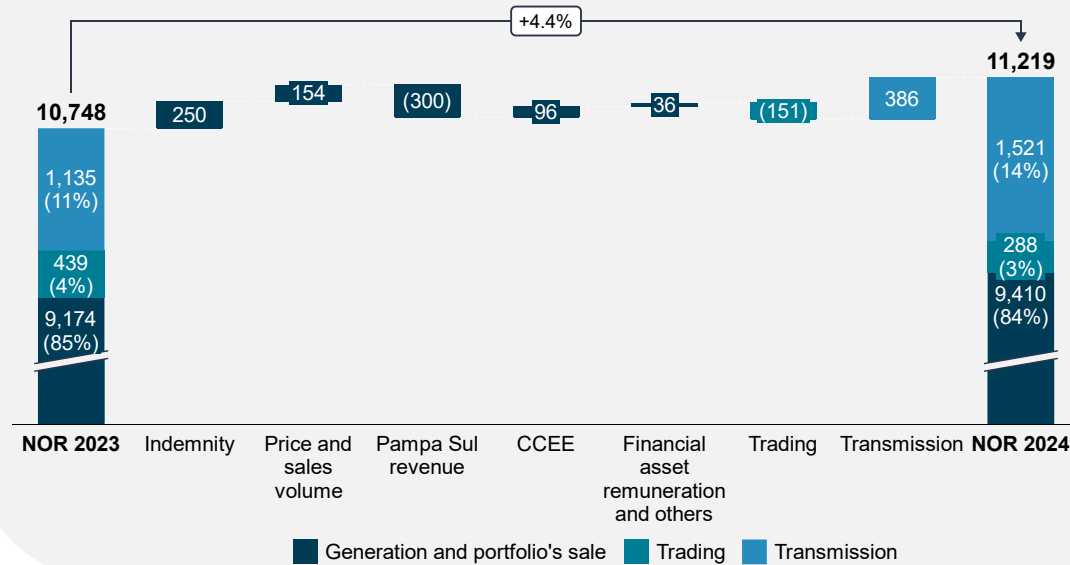
Operating revenue by segment – 12M24 X 12M23 (in R\$ million)

	Electric Energy			Consolidated
	Generation	Transmission	Trading	
12M24				
Distribution companies	4,077	-	-	4,077
Free consumers	2,908	-	-	2,908
Remuneration of concession assets	499	935	-	1,434
Construction revenue	-	500	-	500
Trading companies	978	-	-	978
Transactions in the short-term market	484	-	2	486
Energy trading operations	-	-	286	286
Service rendered revenue	152	86	-	238
Indemnification	287	-	-	287
Other revenues	25	-	-	25
Net operating revenue	9,410	1,521	288	11,219
12M23				
Distribution companies	4,106	-	-	4,106
Free consumers	3,176	-	-	3,176
Remuneration of concession assets	468	831	-	1,299
Construction revenue	-	237	-	237
Trading companies	827	-	-	827
Transactions in the short-term market	388	-	1	389
Energy trading operations	-	-	438	438
Service rendered revenue	145	67	-	212
Indemnification	37	-	-	37
Other revenues	27	-	-	27
Net operating revenue	9,174	1,135	439	10,748
Change				
Distribution companies	(29)	-	-	(29)
Free consumers	(268)	-	-	(268)
Remuneration of concession assets	31	104	-	135
Construction revenue	-	263	-	263
Trading companies	151	-	-	151
Transactions in the short-term market	96	-	1	97
Energy trading operations	-	-	(152)	(152)
Service rendered revenue	7	19	-	26
Indemnification	250	-	-	250
Other revenues	(2)	-	-	(2)
Net operating revenue	236	386	(151)	471

Net operating revenue increased from R\$ 10,748 million in 2023 to **R\$ 11,219 million in 2024**, that is an increase of R\$ 471 million (4.4%).

Net Operating Revenue Change by Segment

R\$ million



Comments on Variation in Net Operating Revenue

Generation and Sales of Energy from the Portfolio

- Net Average Selling Price and Sales Volume**

The average selling price of energy, net of charges on revenue and trading operations was **R\$ 224.93/MWh** in 4Q24. This amount was **1.9% lower** than 4Q23, which was R\$ 229.33/MWh. In the **12 months of 2024**, average prices stood at **R\$ 220.79/MWh**, 2.5% lower than R\$ 226.42/MWh practiced in 2023.

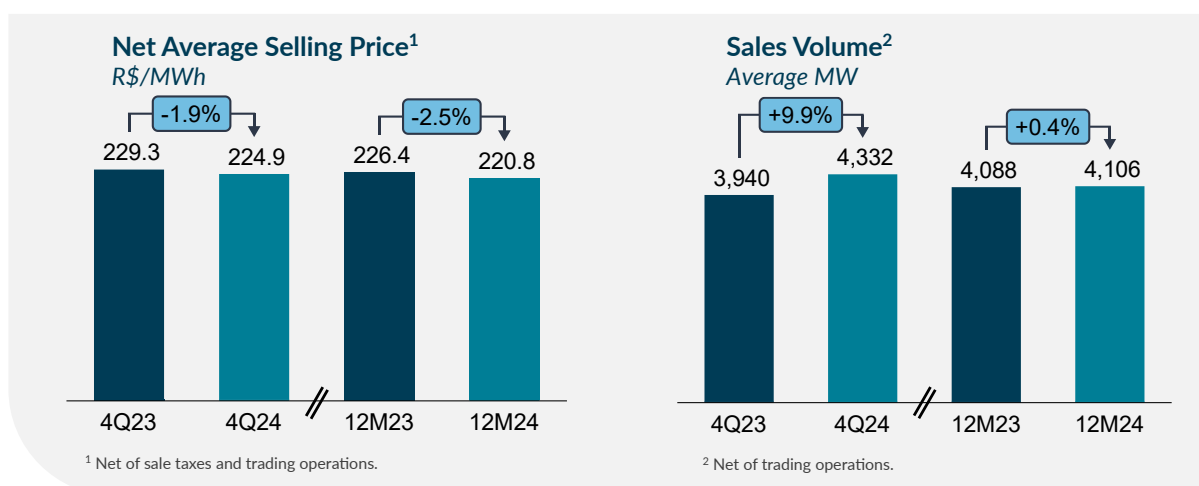
During the year 2024, there were reimbursements caused by the delivery of wind and solar power in amounts inferior to that required under regulated contracting environment agreements with the distributors. Disregarding the impact of the reimbursements in the quarters, the average energy selling price decreased from R\$ 231.50/MWh in 4Q23 to **R\$ 228.68/MWh in 4Q24, a reduction of 1.2%. In the calendar year 2024**, the net annual average selling price decreasing from R\$ 228.90 in 2023 to **R\$ 226.26 in 2024, a reduction of 1.2%.**

The reduction in price between the periods under analysis was driven mainly, (i) by the improvement in the hydrological scenario in the past few years, combined with the increase in renewable energy and growth in distributed generation, impacting energy prices in the free market comprising Free Consumer and Trading Companies. Additionally, no significant operations were undertaken since the deterioration in the hydrological scenario beginning of 2024, reflecting in both 4Q24 and 2024 as a whole, given the good level of contracting for the portfolio; (ii) growth in the reimbursements already mentioned; and (iii) by the divestment of Pampa Sul TPP in May 2023, this plant's energy sales being conducted at prices higher than the remainder of the Company's portfolio; partially offset by the (iv) acquisition of the Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar and Lar do Sol photovoltaic complexes ("Photovoltaic Complexes"), assets which have their energy output contracted at higher prices than the average for the remainder of the portfolio; and (v) monetary restatement of the current long-term agreements. Excluding the effects of the sale of Pampa Sul, average selling prices would have fallen 1.8% between the years under analysis.

Energy volumes sold in agreements net of trading operations, recorded an increase from 8,699 GWh (3,940 average MW) in 4Q23 to **9,566 GWh (4,332 average MW) in 4Q24**, a growth of 867 GWh (392 average MW), or 9.9%, between compared periods. **In 2024**, energy sales volume was **36,064 GWh (4,106 average MW)**, against 35,816 GWh (4,088 average MW) reported in 2023, an increase of 248 GWh (18 average MW) or 0.4%.

The increase in volume sold in the quarter was largely driven by the increase in sales volume to the distributors, reflecting the acquisition of the Photovoltaic Complexes, and increased sales in the free contracting environment, the result of growth in proprietary installed capacity between the periods under analysis following the entry into full commercial operations of the Santo Agostinho Wind Complex and partial operation of the Serra do Assuruá Wind Complex. Conversely, the annual variation was a reflection of the acquisition of the Photovoltaic Complexes and by the increase in sales to the free contracting environment, due to the growth in proprietary installed capacity between the periods under analysis although attenuated by the decrease in sales volume to the distributors following the sale of the Pampa Sul subsidiary.

The variation in sales volume and in average prices together produced an increase of R\$ 157 million in the quarter, while for the accumulated period 2024 there was a reduction of R\$ 146 million in the Company's net operating revenue. Out of the annual decrease, R\$ 300 million relates to the sale of the Pampa Sul subsidiary in 2Q23.



- **Revenue from Sale of Electric Energy**

- **Distribution Companies:**

Revenues from sales to the distributors were R\$ 1,079 million in 4Q24, R\$ 102 million (10.4%) higher than the R\$ 977 million reported in 4Q23. The variation was driven by the following effects: (i) an increase of R\$ 71 million due to a growth of 240 GWh (109 average MW) in volumes sold; and (ii) elevation of R\$ 31 million due to a 3.2% higher average selling price.

In 2024, revenue amounted to R\$ 4,077 million, a reduction of R\$ 29 million (0.7%) in relation to 2023, when sales volume to distributors was R\$ 4,106 million. This decrease is explained by the following items: (i) a decline of R\$ 124 million in tandem with the reduction of 438 GWh (54 average MW) in volumes sold; and (ii) the increase of R\$ 95 million due to the increase of 2.3% in net average selling price.

Comparing the quarters under analysis, the increase in sales volume is largely due to the acquisition of the Photovoltaic Complexes as well as the seasonalizing of sales. The reduction in sales volume year-on-year is a consequence primarily due to the sale of the Pampa Sul subsidiary with a commercial capacity of 323.5 average MW, albeit this effect offset by the acquisition of the Photovoltaic Complexes.

The increase in net average selling price between compared quarters and years under analysis was largely due to (i) the acquisition of the Photovoltaic Complexes, assets with energy contracted at prices higher than remaining revenues generated via the Regulated Contracting Environment; (ii) monetary restatement of selling prices in the compared periods; and offset (iii) by the reimbursements already mentioned.

Excluding the impact of the reimbursements aforementioned, the average net selling price to distributors rose 4.6% and 5.1%, respectively, between the quarters and the years under analysis.

- **Free Consumers:**

Revenue from sales to free consumers fell R\$ 8 million (1.0%) between quarters from R\$ 789 million in 4Q23 to R\$ 781 million in 4Q24. The variation was due to a decrease of 6.6% in the net average selling price (R\$ 52 million), attenuated by the increase of 232 GWh (105 average MW) in energy sales volume (R\$ 44 million).

The reduction in net average selling price was largely due to the decrease in energy prices on the free market, occasioned by an improvement in the hydrological scenario as explained previously, combined with the increase in the supply of renewable energy in the past few years, albeit attenuated by monetary restatement of existing agreements. The variation in the amount of energy sold is largely due to the entry into operations of the Serra do Assuruá Wind Complex during the second half of 2024, resulting in an increase in available energy in the Company's portfolio.

In 2024, revenue reached R\$ 2,908 million, an amount R\$ 268 million (8.4%) lower on the R\$ 3,176 million recorded in 2023. This decrease was due to the reduction of 4.5% in net average selling price (R\$ 143 million) and the reduction of 629 GWh (76 average MW) in energy sales volume (R\$ 125 million).

Net average selling price in 2024 as well as 4Q24, was impacted by the decrease in free market energy prices. The reduction recorded in the amount of energy sold is a consequence substantially of the following factors: (i) the expiring of agreements; (ii) the change in commercialization class of existing customers in the Company's portfolio from Free Consumers to the Trading Companies classification, given current advantages for this economic group; and offset (iii) by the entry into operation of the Serra do Assuruá Wind Complex.

- **Trading Companies:**

In 4Q24, sales revenue from trading companies was R\$ 292 million, R\$ 63 million (27.5%) greater than revenue posted in 4Q23 at R\$ 229 million. The variation is explained by a combination of the increase of 395 GWh (178 average MW) in energy volume sold (R\$ 64 million) with a decrease of 0.2% in the average selling price (R\$ 1 million).

In the calendar year 2024, revenues were R\$ 978 million, R\$ 151 million (18.3%) greater than the revenue recorded in 2023 of R\$ 827 million. This increase is the result of the growth of 1,315 GWh (148 average MW) in energy sales volume (R\$ 193 million), attenuated by the decline of 5.2% in net average selling price (R\$ 42 million).

The reduction in net average selling prices experienced in 4Q24 and for the full year 2024 is due basically to the decrease in energy prices on the free market in the light of the improvement in the hydrological scenario, as already explained, combined with the increased supply of renewable energy over the past few years, factors attenuated by monetary restatement of current agreements.

The increase in volumes between the quarters and years under analysis largely reflects the entry into effect of new agreements, the acquisition of the Lar do Sol Photovoltaic Complex and the change in classification of Free Consumers to Trading Companies.

- **Transactions in the Short-term Energy Market**

In 4Q24, revenue generated in the short-term market was R\$ 188 million, as opposed to 4Q23 when revenues were R\$ 144 million, representing a growth of R\$ 44 million (30.6%) between the quarters under comparison. In the 12 months of 2024 in relation to 2023, there was a growth of R\$ 96 million (24.7%) in revenue from short-term transactions, these increasing from R\$ 388 million in 2023 to R\$ 484 million in 2024. Further explanations on these operations and on variations may be obtained in "Details of short-term operations."

- **Remuneration of Financial Assets of Concessions**

The financial assets of concessions represent the present value of future cash flows of the portion of energy allocated to the Regulated Contracting Environment (ACR) of the Jaguara and Miranda Hydropower Plants, equivalent to 70% of the physical guarantee of these plants. These assets are remunerated at the annual internal rate of return and according to the variation in the Amplified Consumer Price Index (IPCA).

Remuneration of financial assets of concessions increased from R\$ 108 million in 4Q23 to R\$ 134 million in 4Q24, an increase of R\$ 26 million (24.1%). Based on an annual comparison, there was an increase of R\$ 31 million (6.6%) from R\$ 468 million in 2023 to R\$ 499 million in 2024, the result largely due to the increase in the IPCA between periods under comparison.

- **Indemnification**

During 2024, the Company reported the amount of R\$ 262 million, arising from indemnifications for non-compliance with contractual conditions by the supplier responsible for the construction of the Santo Agostinho Wind Complex, largely related to the delay in the conclusion of the work. The amount compensating the Company for unearned revenue due to delays in the Complex's start-up schedule.

The other amounts disclosed under this heading, in the years and quarters under analysis, reflect contractual penalties for downtime relating to the O&M contracts for the wind farms comprising the Campo Largo, Campo Largo II, Trairi and Umburanas wind complexes.



Ponte de Pedra Hydroelectric Power Plant (MT)

Operational Costs

Costs by segment – 4Q24 x 4Q23 (in R\$ million)

	Electric Energy			Consolidated
	Generation	Transmission	Trading	
	4Q24			
Electric power purchases	350	-	93	443
Construction costs	-	317	-	317
Depreciation and amortization	275	3	-	278
Materials and third-party services	176	19	-	195
Charges for the use of power grid and connection	181	-	-	181
Transactions in the short-term market	77	-	3	80
Personnel	63	2	-	65
Royalties	54	-	-	54
Insurance	36	-	-	36
Unrealized losses on trading operations	-	-	4	4
Other operational costs, net	17	6	-	23
Operational costs	1,229	347	100	1,676
	4Q23			
Electric power purchases	334	-	113	447
Construction costs	-	32	-	32
Depreciation and amortization	218	3	-	221
Materials and third-party services	99	16	-	115
Charges for the use of power grid and connection	167	-	-	167
Transactions in the short-term market	40	-	-	40
Personnel	61	2	-	63
Royalties	65	-	-	65
Insurance	25	1	-	26
Unrealized losses on trading operations	-	-	5	5
Hydrological risk renegotiation	124	-	-	124
Other operational costs, net	28	2	-	30
Operational costs	1,161	56	118	1,335
	Change			
Electric power purchases	16	-	(20)	(4)
Construction costs	-	285	-	285
Depreciation and amortization	57	-	-	57
Materials and third-party services	77	3	-	80
Charges for the use of power grid and connection	14	-	-	14
Transactions in the short-term market	37	-	3	40
Personnel	2	-	-	2
Royalties	(11)	-	-	(11)
Insurance	11	(1)	-	10
Unrealized losses on trading operations	-	-	(1)	(1)
Hydrological risk renegotiation	(124)	-	-	(124)
Other operational costs, net	(11)	4	-	(7)
Operational costs	68	291	(18)	341

Operational costs increased by R\$ 341 million (25.5%) between quarters under comparison from R\$ 1,335 million in 4Q23 to **R\$ 1,676 million in 4Q24**. This variation was a reflection largely of a combination of the following factors: (i) growth of R\$ 291 million (519.6%) in the costs of the transmission segment, mainly the increase in construction costs of the Asa Branca Transmission System; (ii) an increase of R\$ 68 million (5.9%) in the costs of the Company's energy generation and sales from the portfolio segment; and (iii) a decrease of R\$ 18 million (15.3%) in the costs of energy trading operations.

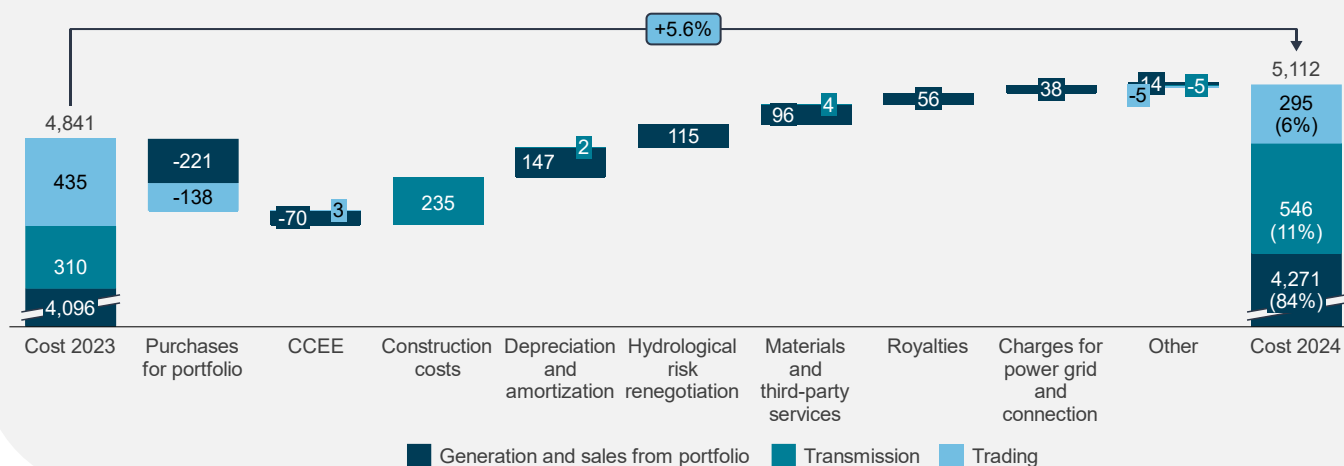
Costs by segment – 12M24 x 12M23 (in R\$ million)

	Electric Energy			Consolidated
	Generation	Transmission	Trading	
12M24				
Electric power purchases	1,271	-	280	1,551
Construction costs	-	463	-	463
Depreciation and amortization	1,018	13	-	1,031
Materials and third-party services	467	47	-	514
Charges for the use of power grid and connection	706	-	-	706
Transactions in the short-term market	131	-	3	134
Personnel	245	10	-	255
Royalties	225	-	-	225
Insurance	120	2	-	122
Unrealized losses on trading operations	-	-	12	12
Other operational costs, net	88	11	-	99
Operational costs	4,271	546	295	5,112
12M23				
Electric power purchases	1,492	-	418	1,910
Construction costs	-	228	-	228
Depreciation and amortization	871	11	-	882
Materials and third-party services	371	43	-	414
Charges for the use of power grid and connection	668	-	-	668
Transactions in the short-term market	201	-	-	201
Personnel	237	12	-	249
Royalties	169	-	-	169
Insurance	85	3	-	88
Unrealized losses on trading operations	-	-	17	17
Hydrological risk renegotiation	(115)	-	-	(115)
Fuel for generation	66	-	-	66
Other operational costs, net	51	13	-	64
Operational costs	4,096	310	435	4,841
Change				
Electric power purchases	(221)	-	(138)	(359)
Construction costs	-	235	-	235
Depreciation and amortization	147	2	-	149
Materials and third-party services	96	4	-	100
Charges for the use of power grid and connection	38	-	-	38
Transactions in the short-term market	(70)	-	3	(67)
Personnel	8	(2)	-	6
Royalties	56	-	-	56
Insurance	35	(1)	-	34
Unrealized losses on trading operations	-	-	(5)	(5)
Hydrological risk renegotiation	115	-	-	115
Fuel for generation	(66)	-	-	(66)
Other operational costs, net	37	(2)	-	35
Operational costs	175	236	(140)	271

In 2024, operational costs were R\$ 5,112 million, R\$ 271 million higher (5.6%) compared with operational costs in 2023, of R\$ 4,841 million. This variation was a reflection of the combination of the following factors: (i) growth of R\$ 236 million (76.1%) in the costs of the transmission segment, largely due to the increase in construction costs of the Asa Branca and Gavião Real transmission systems; (ii) an increase of R\$ 175 million (4.3%) in the energy generation and sales from the portfolio segment; and a (iii) reduction of R\$ 140 million (32.2%) in the costs of energy trading operations.

Operational Costs Change

R\$ million



The change in the energy generation and sales from the portfolio segment is essentially due to movement of the main components as follows:

Comments on Variations in Operational Costs

Generation and Energy Sales from the Portfolio

- Energy purchases:** between 4Q23 and 4Q24, there was an increase of R\$ 16 million (4.8%) in energy purchases, driven largely by the combination of an increase of 138 GWh (63 average MW) in energy volume purchased (R\$ 25 million) and an increase of 2.9% in net average energy purchasing prices (R\$ 9 million). When comparing 2023 x 2024, the Company reported a decrease of R\$ 221 million (14.8%) in these operations, largely the result of a combination of the following events: (i) R\$ 139 million – a reduction of 9.9% in the net average purchasing of energy price; and (ii) R\$ 82 million – a decline of 456 GWh (52 average MW) in the amount of energy purchased. The variation in average purchasing prices was a reflection of the improvement in the hydrological outlook at the time of contracting, as mentioned above, combined with an increase in the supply of renewable energy over recent years, factors which have depressed energy prices on the free market. Variations in volume reflect the management of the portfolio of the Company, which has seen an increase in proprietary installed capacity over recent years, this in turn, reducing the need for energy purchases from third parties for the interval between the two compared periods.
- Depreciation and amortization:** increases of R\$ 57 million (26.1%) and R\$ 147 million (16.9%), respectively between the quarters and years analyzed. The variation can be explained mainly in the light of the acquisition of the Photovoltaic Complexes, in March 2024, and by the start-up in commercial operations of the Santo Agostinho and Serra do Assuruá wind complexes in March 2023 and August 2024, respectively.
- Material and third-party services:** increases of R\$ 77 million (77.8%) and R\$ 96 million (25.9%) when comparing the quarters and years analyzed. The leading drivers here are as follows: (i) the rendering of consultancy and advisory services; (ii) repair and maintenance work on the Company's hydropower plants and wind farms; (iii) an increase in IT expenditures; (iv) costs involved in the acquisition of the Photovoltaic Complexes; and (v) the entry into commercial operations of the Santo Agostinho and Serra do Assuruá wind complexes. The impact of the annual variation was attenuated by the divestment of the Pampa Sul TPP.
- Charges for use of the network and connection:** growth of R\$ 14 million (8.4%) and R\$ 38 million (5.7%) when comparing the quarters and years analyzed, respectively, largely the result of: (i) the acquisition of the Photovoltaic Complexes; (ii) the entry into commercial operations of the Santo Agostinho and Serra do Assuruá wind complexes; and (iii) the annual readjustment of the transmission and distribution tariffs. The annual variation was offset by the sale of Pampa Sul TPP.
- Transactions in the short-term energy market:** costs with these transactions were R\$ 37 million (92.5%) higher between the quarters analyzed albeit R\$ 70 million lower (34.8%) when these overheads are analyzed on an annual basis. Further explanations on these operations and on variations may be obtained in "Details of short-term operations."

- **Financial compensation for the use of water resources (Royalties):** a decrease of R\$ 11 million (16.9%) due largely to the reduced generation by the hydropower plants during 4Q24 when compared to 4Q23, attenuated by the annual adjustment in royalties. However, comparing the calendar years 2023 and 2024, the Company posted an increase of R\$ 56 million (33.1%), by virtue of the increased generation from the hydropower plants in addition to the annual adjustment in royalties.
- **Insurance:** increases of R\$ 11 million (44.0%) and R\$ 35 million (41.2%) insurance costs between quarters and the years analyzed, respectively, largely the result of: (i) the acquisition of the Photovoltaic Complexes; (ii) the start-up in commercial operations of the Santo Agostinho and Serra do Assuruá wind complexes; and (iii) the annual readjustment of insurance policies. The year-on-year variation was offset by the divestment of Pampa Sul TPP.
- **Hydrological risk renegotiation: Law 13.360/16** decrees that Aneel may add to the concession period the days involved in delay of start-up of plant operations caused by factors outside the control of the agent and recognized by the regulator. On the basis of this Law, Aneel's Technical Note 877/2022 ruled that these days be allocated to the extension of the GSF (Generation Scaling Factor). On April 27, 2023, Aneel requested to CCEE the calculations for extending the concession term, the outcome being an increase of 852 days in the concession term of Estreito HPP. Subsequent to a recalculation, on May 10, 2023, the CCEE published their findings resulting in a further 620 days over and above the number of days previously calculated. Consequently, the effect on the result of this transaction was a net gain of R\$ 115 million in 2023.
- **Fuel for generation:** a decrease of R\$ 66 million (100.0%) when comparing the consecutive calendar years. The variation was impacted by the sale of the Pampa Sul TPP and the Lages Co-generation Plant (UCLA), respectively finalized in May 2023 and June 2024.

The remaining costs of this segment showed no significant variations between the quarters and years analyzed.

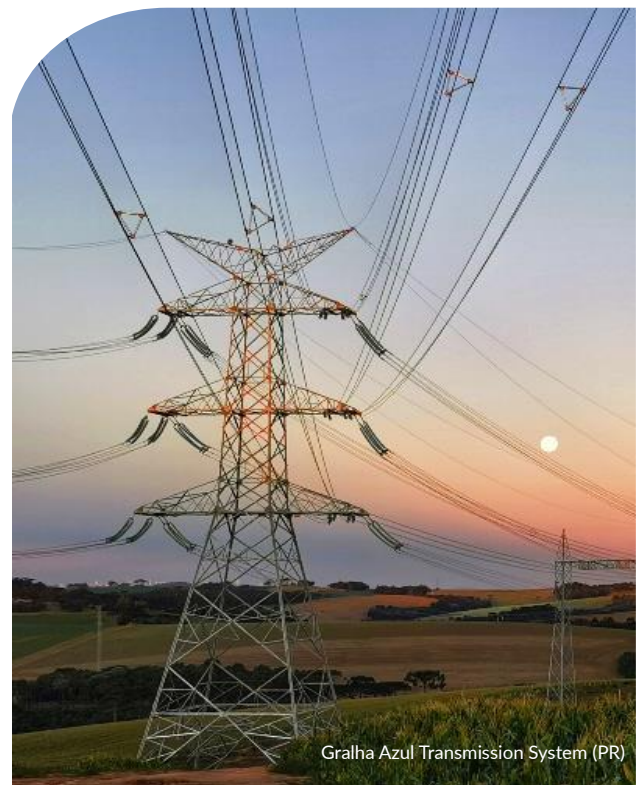
Operational Result from the Energy Transmission Segment

The Company has primary responsibility for the construction and installation of infrastructure pertaining to the Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real and Asa Branca transmission systems and is exposed to the risks and benefits of these constructions. Consequently, based on prevailing accounting practices, the Company books revenue over the course of the implementation of the transmission infrastructure for an amount corresponding to the construction costs plus a gross margin on the construction services provided. Expenditures incurred in the construction are recognized in the cost of the transmission infrastructure. The Annual Allowed Revenue (RAP) is received once the transmission system goes into commercial operations. Thus, only resources generated from operational activities are received from then onwards. The Gralha Azul and Novo Estado transmission systems went into full commercial operations on February 19 and 27, 2023, respectively. In addition, on July 8, 2024, the Company finalized the implementation of the Gavião Real Transmission System project with the complete energization as incorporated in the Delivery and Acceptance Certificate (TLD) issued by the National System Operator (ONS) on July 12, 2024.

The gross result from the energy transmission segment reached a positive R\$ 287 million in 4Q24, an increase of R\$ 74 million (34.7%) in relation to the same quarter in 2023, value for which was R\$ 213 million. The variations largely reflect (i) the growth of R\$ 57 million (28.8%) in the remuneration of the concession assets, driven in particular by the increase in inflation rates; and (ii) the positive effect of R\$ 16 million (84.2%) in the variation of the net result between construction revenue and costs (increases of R\$ 301 million and R\$ 285 million, respectively), principally due to progress of work on the Asa Branca Transmission System.

The value of the RAP, net of PIS and Cofins, received in 4Q24, was R\$ 185 million, (R\$ 189 million in 4Q23), R\$ 158 million (R\$ 169 million in 4Q23) corresponding to the amortization of the contract asset, registered as a counterbalancing item of the contract asset, and R\$ 27 million (R\$ 20 million in 4Q23) relative to revenue from O&M services rendered. We would point out that the reduction in RAP year-on-year was mainly due to the reduction in RAP following the Periodic Tariff Review (RTP) for 2023.

In the year 2024, the gross result was R\$ 975 million, R\$ 150 million (18.2%) higher than the result for 2023 of R\$ 825 million. The variations stem largely from: (i) the growth of R\$ 104 million (12.5%) in the remuneration of the concession assets due in large part to the increase in inflation rates; and (ii) the positive effect of R\$ 28 million (311.1%) in the variation of the net result of construction revenues and costs (a growth of R\$ 263 million and R\$ 235 million, respectively), arising mainly from progress of work at the Asa Branca Transmission System.



Gralha Azul Transmission System (PR)

In addition, during 2024, an amount of R\$ 25 million was booked to the other operational expenses/revenues group with a positive effect on the result counterbalancing against the contract asset. This result is based mainly on the expectation of the executed revision in the investment structure and the capital remuneration rate, in turn resulting in modifications in the values of future RAP. In the light of the revision, the balance of the contract asset has been adjusted to incorporate the new financial flow. Conversely in 2023, an amount of R\$ 64 million was booked to the other operational expenses group with a negative impact on the result reflecting the periodic tariff review when set against the contract asset as a counterbalancing item. This was based on Official CVM Circular 04/2020 and Aneel Ratifying Resolution 3.216 of July 04, 2023 due to a reduction in NTN-B and calculated on the basis of the composition of debt already issued and on interest rates implicit in secondary market quotations over the past 5 years. Given this revision, the balance of the contracted asset is adjusted to take into account the new financial flow.

RAP value, net of PIS and Cofins, received in 2024, was R\$ 742 million, (R\$ 695 million in 2023), R\$ 656 million (R\$ 628 million in 2023) corresponding to the amortization of the contracted asset booked as a compensating item to the contracted asset, and R\$ 86 million (R\$ 67 million in 2023) relative to revenue from O&M services rendered.

Below is the composition of regulatory transmission Ebitda:

(in R\$ million)	4Q24	4Q23	Chg. (R\$)	2024	2023	Chg. (R\$)
RAP, net of PIS and Cofins	185	189	(4)	742	695	47
Operational costs	(27)	(21)	(6)	(70)	(71)	1
Selling, general and administrative expenses	(12)	(4)	(8)	(37)	(20)	(17)
Other operating (expenses) revenues, net	1	2	(1)	2	5	(3)
Regulatory transmission Ebitda	147	166	(19)	637	609	28

Operational Result of the Energy Trading Segment

The Company operates in the physical energy trading market in order to generate results through energy price variations, within preestablished limits of risk. Energy trading operations are transacted in an active market and for accounting purposes, are defined as financial instruments according to their fair value. This is principally due to the fact that there is no commitment to match purchase and sale operations, flexibility being permitted to manage the contracts and obtain results through price variations in the market.

Gross result in 2024 was R\$ 7 million negative, a decrease of R\$ 11 million when compared to a positive R\$ 4 million in 2023, substantially due to the negative impact of R\$ 16 million in executed energy purchase and sale transactions. This effect was partially reduced thanks to the positive effect of a mark to market of R\$ 5 million.

Details of Short-Term Operations

Short-term operations are classified as energy purchase or sale operations, the principal objective being the management of the Company's exposure on the CCEE. Consequently, the price of these operations is characterized by the linkage with the Price for Settlement of Differences (PLD). This item also includes the transactions conducted through the CCEE, given their volatile and seasonal nature, therefore, short-term, of the results originating from accounting movement in the CCEE. Additionally, the long and short positions are settled at the PLD, thus, similar to the short-term operations described above.

In relation to the transactions conducted through the CCEE, the various monthly credit or debit entries to the account of a Board agent are summarized in a single billing as a receivable or a payable. This therefore requires an entry to either an income or an expense item. In this context, it is worth pointing out that due to adjustments in the Company's portfolio management strategy, changes have been taking place in the profile of the mentioned billings. Such fluctuations complicate the direct comparison of the elements comprising each billing for the periods being analyzed - the reason for including this specific topic. The strategy allows us to analyze the fluctuations of the principal elements involved in spite of allocation being either to an income or expenses account according to the credit or debit nature of the billing to which they relate.

Generically, these elements are revenues or expenses arising, for example, (i) from the application of the Energy Reallocation Mechanism (MRE); (ii) from the Generation Scaling Factor (GSF), triggered when generation of plants, part of the MRE, is smaller or greater (Secondary Energy) than the allocated energy; (iii) from the so-called "submarket risk"; (iv) dispatch driven by the Risk Aversion Curve (CAR); (v) the application of System Service Charges (ESS), resulting in dispatch which diverges from the thermal plants order of merit; and (vi) naturally, exposure (a short or long position in the monthly accounting) and settled at the PLD.

Net Result of Short-Term Operations (in R\$ million)

	Generation	Trading	Consolidated
4Q24			
Net operating revenue	188	-	188
Operational costs	(77)	(3)	(80)
Net result	111	(3)	108
4Q23			
Net operating revenue	144	-	144
Operational costs	(40)	-	(40)
Net result	104	-	104
Change			
Net operating revenue	44	-	44
Operational costs	(37)	(3)	(40)
Net result	7	(3)	4

In 4Q24 and 4Q23, **net results** (the difference between revenues and costs – less tax) due to short-term transactions – more especially those executed across the CCEE – **were positive at R\$ 108 million** and R\$ 104 million, respectively. The amount represents an **increase of R\$ 4 million between compared periods**, being a growth of R\$ 7 million derived from the result of transactions in the energy generation and sale from the portfolio segment and a reduction of R\$ 3 million in the energy trading segment.

These variations were a consequence primarily of a combination of the positive effect of the increase in free energy due to the strategy of seasonalized energy allocation over the periods combined with positive variation in PLD (Price for Settlement of Differences). These positive effects were offset by: (i) the negative impact by virtue of the reduction in the MRE Adjustment Factor (GSF), taking into account the allocation of physical guarantee and the generation of participating plants (the average GSF went from 83.8% in 4Q23 to 79.9% in the 4Q24); (ii) a negative effect with the MRE (Reallocation Mechanism), due to the reduction in the hydropower generation and the lower volume of energy produced by the plants participating in the MRE; and (iii) reductions in month-end operations, rebooking and modulations between the quarters analyzed.

	Generation	Trading	Consolidated
12M24			
Net operating revenue	484	2	486
Operational costs	(131)	(3)	(134)
Net result	353	(1)	352
12M23			
Net operating revenue	388	1	389
Operational costs	(201)	-	(201)
Net result	187	1	188
Change			
Net operating revenue	96	1	97
Operational costs	70	(3)	67
Net result	166	(2)	164

In the calendar year 2024, the **net result**, fruit of short-term transactions, **was positive at R\$ 352 million**, an increase of R\$ 164 million compared with the positive result of R\$ 188 million for 2023, an increase of R\$ 166 million in the results for the energy generation and sales from the portfolio segment and a reduction of R\$ 2 million in the result for the energy trading segment.

These variations were fundamentally a consequence of the combination of the following positive factors: (i) an increase in free energy due to the strategy of seasonalized energy allocation in agreed periods with the positive variation in PLD; and (ii) despite the reduction in hydropower generation of participating plants in the MRE, the Company posted an increase in hydropower production from the plants in its portfolio between compared years translating into a greater participation in the MRE and a consequent positive effect through the intermediary of increased TEO (Energy Optimization Tariffs).

These factors were attenuated by the following negative effects: (iii) negative impact due to the reduction from 89.7% in 2023 to 87.1% in calendar 2024 in the MRE Adjustment Factor (GSF) in view of the allocation of a physical guarantee and generation of participating plants; and (iv) reductions in month-end operations, rebooking and modulations between the years analyzed.

In December 2024, Aneel established PLD maximum and minimum limits for 2025 at R\$ 751.73/MWh and R\$ 58.60/MWh, respectively. The following table shows average PLD values for the submarkets in which the Company operates in MWh.

Average PLD in R\$/MWh	4Q24	4Q23	Chg. (%)	12M24	12M23	Chg. (%)
South	216.36	77.78	178.2%	127.89	72.17	77.2%
Southeast/Center-West	216.36	77.78	178.2%	127.88	72.17	77.2%
Northeast	205.59	77.78	164.3%	118.34	72.17	64.0%

Selling, general and administrative expenses

The Company reported increases in sales, general and administrative expenses of R\$ 18 million between 4Q24 and 4Q23 and R\$ 76 million between 2024 and 2023. The key variations in the quarters and years under analysis, a function of the generation segment, in the amounts of R\$ 10 million and R\$ 58 million respectively, were impacted largely by the following events: (i) the increase in general IT services; (ii) the increase in labor expenses due to the annual adjustment in employee salaries and benefits as well as new hiring between the quarters and years under review; and (iii) the acquisition costs of the Photovoltaic Complexes, with the engagement of advisory services.

Other Operational (Expenses) Revenues, Net

In 4Q24, the Company booked an amount of R\$ 22 million with respect to the writing off of assets in the generation segment, R\$ 14 million relating to the Paracatu Photovoltaic Complex due to wind damage in the region in April 2023. For the full 12-month period, the total write-off of assets was R\$ 57 million, R\$ 45 million of it relative to the Paracatu Photovoltaic Complex.

In addition, during 2024, R\$ 25 million was booked to the other operational expenses/revenues group with respect to the transmission segment with a positive effect on the result and counterbalancing against the contract asset. More details being described under the specific Transmission Segment item.

In 4Q23 the Company booked R\$ 45 million to the generation segment by way of an indemnification against an insurance claim for damages at the Paracatu Photovoltaic Complex and registered under other operational revenues. Additionally, during 2023, R\$ 64 million was booked to the transmission segment with a negative effect on the result with respect to the periodic tariff review counterbalanced against the contract asset. More details being described above under the specific item.

Reversal (Provision) of Impairment and Disposal of a Subsidiary

	Generation				Generation				
	Pampa Sul	Paracatu	Diamante	Consolidated	Pampa Sul	Paracatu	Lages	Diamante	Consolidated
	4Q24				12M24				
Impairment reversal	-	14	-	14	-	45	-	-	45
Disposal of subsidiary	25	-	-	25	25	-	(9)	-	16
	4Q23				12M23				
Impairment reversal, net	-	59	-	59	1,243	(45)	-	-	1,198
Disposal of subsidiary	(7)	-	9	2	(1,296)	-	-	9	(1,287)
	Change				Change				
Impairment reversal, net	-	(45)	-	(45)	(1,243)	90	-	-	(1,153)
Disposal of subsidiary	32	-	(9)	23	1,321	-	(9)	(9)	1,303

Impairment Reversal

In 4Q24, the Company booked a R\$ 14 million (R\$ 59 million in 4Q23) reversal against an impairment previously recorded due to an incident occurring at the Paracatu Photovoltaic Complex in April 2023. This reversal was the result of the writing off of assets, which were reimbursed by the insurance company. During 2024, the above reversal amounted to R\$ 45 million, representing the reversal of the remainder of the amount originally provisioned. Worthy of note is that the writing off of assets, together with reimbursement from the insurer, had no effect on the Company's results.

During 2023 the Company reported reversals of R\$ 1,243 million of impairment due to the sale of the Pampa Sul TPP subsidiary and the amount of R\$ 45 million of a provision for a reduction in the recovered value (net of the reversal booked in 4Q23), with respect to the incident at the Paracatu Photovoltaic Complex.

Divestment of a Subsidiary

In 4Q24, the Company booked revenue from the divestment of R\$ 25 million, a reflection of the adjustment in selling price of the Pampa Sul subsidiary, divestment of which was in 2023. This price adjustment the result of the satisfactory performance of conditions precedent.

On June 28, 2024, following compliance with conditions precedent, the sale of the Company's corporate stake in the Lages Bioenergética Ltda. ("Lages") subsidiary was concluded. As of this date, the corporation ceased to be controlled/consolidated by the Company. The result of the sale of the asset, net of selling costs, was negative at R\$ 9 million in 2024.

Following the satisfactory fulfillment of conditions precedent, on May 31, 2023, the sale of the corporate stake in Pampa Sul TPP was concluded. As of this date, the corporation ceased to be controlled/consolidated by the Company. The result of the divestment of the asset, net of selling costs (a negative R\$ 1,296 million) and the reversal of the impairment (R\$ 1,243 million), was a negative R\$ 53 million in 2023.

In addition to this operation, in 4Q23 The Company reported sales revenue of R\$ 9 million arising from a price adjustment of the sale of the Diamante subsidiary in 2021, again this adjustment arising from the fulfillment of conditions precedent. In addition to this operation, in 4Q23, the Company booked R\$ 7 million in the selling costs of Pampa Sul TPP, this value being included in the R\$ 1,296 million mentioned in the preceding paragraph.

Sale of a stake in a jointly held subsidiary

At a meeting held on December 28, 2023, the Company's Board of Directors approved a share purchase agreement and other covenants between, on the one hand, the Company, and on the other, Caisse de Dépôt et Placement du Québec ("CDPQ"), through its wholly-owned subsidiary CDP Groupe Infrastructures Inc., with the intermediation and agreement of TAG. Through the agreement the terms and conditions were established for the sale, by the Company to CDPQ, of shares, the issue of TAG and the ownership of the Company, representing 15% of the total capital stock of TAG.

The base selling price was R\$ 3,113 million in the form of a locked box structure with the related monetary restatement up to the closing date, in line with the usual terms for operations of this size and nature and as enshrined in the share purchase agreement.

As of January 10, 2024, following compliance with all conditions precedent, the sale of a corporate stake of 15% held by the Company in TAG was concluded through the transfer of shares and the settlement of the price pursuant to the terms of the share purchase agreement of December 28, 2023 between the Company in the quality of seller and TAG, as the intervening consenting party, and by CDPQ, through its wholly-owned subsidiary CDP Groupe Infrastructure Inc., in the quality of purchaser. The closing price of the sale was R\$ 2,780 million, an amount verified after price adjustments enshrined in the purchase agreement.

The Company continues to be a shareholder of TAG, holding shares representing 17.5% of the total capital stock of TAG. The ENGIE Group continues to hold 50% of the total capital stock of TAG, both parties to the shareholders' agreement, the existing group control being maintained. The result of the sale, net of selling costs, was positive at R\$ 1,336 million.

Equity Income – Gas Transportation

As of December 31, 2024, the Company held a 17.5% direct corporate stake in TAG as compared with December 31, 2023 when it directly held a 32.5% shareholding.

The result of equity income from TAG for the compared quarters in analysis is composed of the following items:

Income statement (in R\$ million)	4Q24		4Q23	
	100%	Company's share ¹	100%	Company's share
Net operational revenue	2,466	432	2,020	657
Costs of services provided	(663)	(116)	(603)	(196)
Gross income	1,803	316	1,417	461
General and administrative expenses	82	14	(52)	(17)
Income before financial result and taxes	1,885	330	1,365	444
Financial result	(459)	(80)	(365)	(119)
Income before taxes	1,426	250	1,000	325
Income tax and social contribution	(177)	(31)	(333)	(108)
TAG's net income	1,249	219	667	217

¹Until January 9, 2024, ENGIE Brasil Energia held 32.5% of TAG shares, and from January 10, 2024 it held 17.5% of shares.

The reconciliation of TAG's Ebitda is shown in the following table:

Ebitda (in R\$ million)	4Q24		4Q23	
	100%	Company's share	100%	Company's share
Income before financial result and taxes	1,885	330	1,365	444
Depreciation and amortization	173	30	166	54
Amortization of <i>mais valia</i>	150	26	148	48
Ebitda¹	2,208	386	1,679	546
Ebitda Margin	89.5%		83.1%	

¹ In accordance with the guidelines established in CVM Resolution No. 156 (RCVM 156) and Circular Letter CVM/SNC/SEP No. 01/2023, of June 23, 2022 and February 13, 2022, respectively.

Between 4Q23 and 4Q24, equity income increased by R\$ 2 million (0.9%) from R\$ 217 million to R\$ 219 million, respectively.

The variation was mainly a consequence of the increase in the net profit of TAG, attenuated by the reduction in the Company's percentage stake in the subsidiary.

In relation to the increase in TAG's result, the variation was largely a consequence (i) of the increase in Ebitda due in large part to the combination of the following effects: (i.i) an increase in exchange variation of revenue from the transportation agreement of the GASENE System; (i.ii) the positive impact of regulatory provisions, in lower amounts recorded in 4Q24, compared to 4Q23, previously agreed with the National Petroleum Agency (ANP), to be returned to the market over the next few years; and (i.iii) the reversal of the impairment of the GASFOR II Project; (ii) the reduction in Income Tax (IR) and Social Contribution (CSLL) expenses by virtue of the fiscal benefits for businesses established in regions enjoying tax incentives under the auspices of SUDAM (Superintendence for the Development of Amazonia) and SUDENE (Superintendence for the Development of the Northeast), attenuated by the increase in pre-tax profit; and attenuated by (iii) the increase in net financial expenditure arising in large part from (iii.i) the issue of debentures in June 2024; (iii.ii) the appreciation of the US Dollar, the increase in the SOFR (Secured Overnight Financing Rate) and the increase in outstanding US Dollar debt.

Worthy of note is that the significant reduction in IR and CSLL in 4Q24 is a result of the approval of new tax incentives at the end of 2024, the effect of which being booked during 4Q24 and reflecting for the year 2024 as a whole.

TAG's equity income result for the years 2024 and 2023 is made up of the following items:

Income Statement - in R\$ million	12M24				12M23	
	100%	Company's share			100%	Company's share
		32.5% ¹	17.5% ¹	Total		
Net operational revenue	9,062	80	1,543	1,623	9,029	2,934
Costs of services provided	(2,260)	(20)	(385)	(405)	(2,486)	(808)
Gross income	6,802	60	1,158	1,218	6,543	2,126
General and administrative expenses	(64)	(2)	(10)	(12)	(233)	(76)
Income before financial result and taxes	6,738	58	1,148	1,206	6,310	2,050
Financial result	(1,769)	(15)	(302)	(317)	(1,662)	(540)
Income before taxes	4,969	43	846	889	4,648	1,510
Income tax and social contribution	(970)	(11)	(164)	(175)	(1,592)	(517)
TAG's net income	3,999			714	3,056	993

¹ Until January 9, 2024, ENGIE Brasil Energia held 32.5% of TAG shares, and from January 10, 2024 it held 17.5% of shares.

The reconciliation of TAG's Ebitda is shown in the following table:

Income Statement - in R\$ million	12M24				12M23	
	100%	Company's share			100%	Company's share
		32.5% ¹	17.5% ¹	Total		
Income before financial result and taxes	6,738	58	1,148	1,206	6,310	2,050
Depreciation and amortization	669	6	114	120	674	219
Amortization of <i>mais valia</i>	436	5	74	79	592	192
Ebitda	7,843			1,405	7,576	2,461
Ebitda Margin	86.5%				83.9%	

Comparing 2023 x 2024, equity income fell by R\$ 279 million (28.1%) from R\$ 993 million to R\$ 714 million, respectively.

The variation was largely a consequence of the reduction in the Company's percentage stake although offset by the increase in TAG's net income.

The variation in the Company's net income was substantially the consequence of (i) the reduction in Income Tax and Social Contribution, due to the tax benefits granted to enterprises which establish their business in regions receiving incentives from SUDAM and SUDENE, attenuated by pre-tax profit; (ii) the increase in Ebitda due largely to the combination of the following effects: (ii.i) the increase in the foreign exchange variation of revenue from the transportation agreement with the GASENE System; (ii.ii) the reversal of the GASFOR II Project impairment; (ii.iii) regulatory provisions, in lower amounts recorded in the year 2024, compared to 2023, previously agreed with the National Petroleum Agency (ANP), to be returned to the market over the course of the next few years; offset by (ii.iv) updating, with a negative effect of the transportation tariffs, due to the negative variation in the IGPM and US PPI (United States Producer Price Index); (iii) a reduction in the amortization of the *mais valia* in the light of the revision of the useful life of the *mais valia*; and attenuated (iv) by the increase in net financial expenses, largely due to the booking of gains from debt renegotiation in 2023, offset by FX and monetary variation between the years analyzed.

Balance Sheet

TAG's principal asset and liability groups as of December 31, 2024 and 2023 were as follows:

Balance Sheet	12/31/2024	12/31/2023
ASSETS		
Current assets	4,443	3,439
Cash and cash equivalents	2,325	1,423
Accounts receivables from clients	1,830	1,541
Derivative financial instruments - hedge	-	50
Other current assets	288	425
Non-current assets	28,955	29,573
Restricted deposits	326	633
Other non-current assets	155	119
Property, plant and equipment	25,727	26,074
Intangible	2,747	2,747
Total	33,398	33,012
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		
Current liabilities	4,377	4,693
Debt instruments	3,432	3,107
Derivative financial instruments - hedge	7	-
Other current liabilities	938	1,586
Non-current liabilities	22,409	20,505
Debt instruments	16,419	13,969
Derivative financial instruments - hedge	77	376
Deferred income taxes and social contribution	5,204	5,626
Other non-current liabilities	709	534
Shareholders' equity	6,612	7,814
Total	33,398	33,012



Passo Fundo Hydroelectric Power Plant (RS)

Ebitda and Ebitda Margin

Ebitda by segment - 4Q24 x 4Q23 (in R\$ million)

	Electric Energy				Consolidated
	Generation	Transmission	Trading	Gas transportation	
	4Q24				
Income (loss) before financial results and taxes	1,191	276	(1)	219	1,685
Depreciation and amortization	285	3	-	-	288
Ebitda¹	1,476	279	(1)	219	1,973
Impairment reversal	(14)	-	-	-	(14)
Disposal of subsidiary	(25)	-	-	-	(25)
Adjusted Ebitda	1,437	279	(1)	219	1,934
Adjusted Ebitda margin	56.6%	44.0%	(1.0%)	-	59.1%
	4Q23				
Income before financial results and taxes	1,144	211	(2)	217	1,570
Depreciation and amortization	230	3	-	-	233
Ebitda¹	1,374	214	(2)	217	1,803
Impairment reversal	(59)	-	-	-	(59)
Disposal of subsidiary	(2)	-	-	-	(2)
Insurance indemnity ²	(104)	-	-	-	(104)
Adjusted Ebitda	1,209	214	(2)	217	1,638
Adjusted Ebitda margin	52.0%	79.6%	(1.7)	-	60.4%
	Change				
Income (loss) before financial results and taxes	47	65	1	2	115
Depreciation and amortization	55	-	-	-	55
Ebitda	102	65	1	2	170
Impairment reversal	45	-	-	-	45
Disposal of subsidiary	(23)	-	-	-	(23)
Insurance indemnity	104	-	-	-	104
Adjusted Ebitda	228	65	1	2	296
Adjusted Ebitda margin	4.6 p.p.	(35.6 p.p.)	0.7 p.p.	-	(1.3 p.p.)

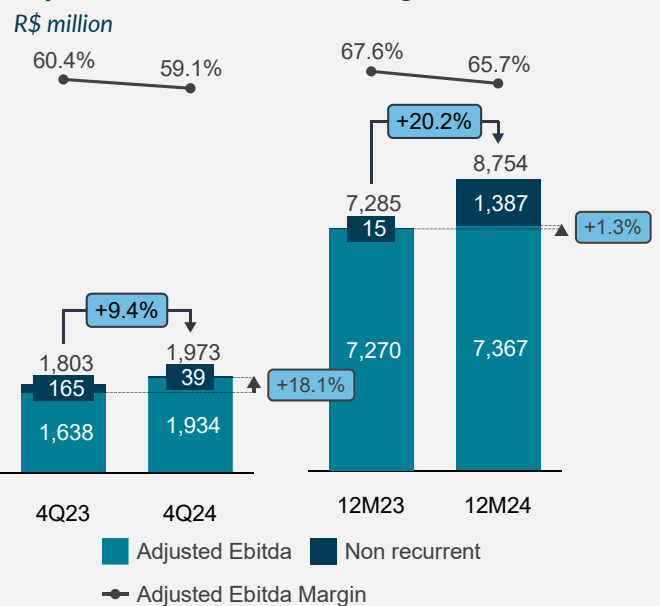
¹ In accordance with the guidelines established in CVM Resolution No. 156 (RCVM 156) and Circular Letter CVM/SNC/SEP No. 01/2023, of June 23, 2022 and February 13, 2022, respectively.

² Insurance compensation due to the loss occurred at the Paracatu Photovoltaic Complex.

Between 4Q24 and 4Q23, adjusted Ebitda increased R\$ 296 million (18.1%) from R\$ 1,638 million in 4Q23 to **R\$ 1,934 million in 4Q24**. The variation was a consequence of the combination of the following **positive effects**: (i) R\$ 228 million (18.9%) in the energy generation and sales from the portfolio segment; (ii) R\$ 65 million (30.4%) derived from the energy transmission segment; (iii) R\$ 2 million (0.9%) due to the improved result from the corporate stake in the jointly held subsidiary – TAG; and (iv) R\$ 1 million (50.0%) from the energy trading segment.

The key variations in the adjusted Ebitda lie in the electric energy generation and sales segment as noted in the item (i) above, the **positive effects** of which were: (i) R\$ 157 million from the combination of the variations in energy sales volume and the net average selling price; (ii) R\$ 124 million with respect to hydrological risk renegotiation; (iii) an increase of R\$ 26 million of remuneration revenue and monetary restatement from the Jaguará and Miranda hydropower plant concessions assets; and (iv) R\$ 14 million with respect to other revenues, operational costs and administrative expenses. These effects were attenuated by the following variations with **negative effects**: (v) an increase of R\$ 77 million in the costs of materials and third-party services; and (vi) an increase of R\$ 16 million in energy purchases.

Adjusted Ebitda¹ and Ebitda Margin



¹ Adjusted Ebitda: net income + income tax and social contribution + financial results + depreciation and amortization + impairment + non recurrent effects.

In addition, in 4Q24, Ebitda was positively impacted by the transmission segment, the effects of which were largely a combination of the following factors: (i) an increase of R\$ 57 million in remuneration revenue from contractual assets; (ii) R\$ 16 million increase in the construction result; (iii) an increase of R\$ 1 million in the O&M margin (O&M RAP, net of the costs); and attenuated by the (iv) increase of R\$ 9 million in other costs, and selling, general and administrative expenses and other operational expenses, net.

Ebitda by segment – 12M24 x 12M23 (in R\$ million)

	Electric Energy				Consolidated
	Generation	Transmission	Trading	Gas transportation	
12M24					
Income (loss) before financial results and taxes	4,679	965	(12)	2,050	7,682
Depreciation and amortization	1,059	13	-	-	1,072
Ebitda	5,738	978	(12)	2,050	8,754
Costs of subsidiary acquisition	10	-	-	-	10
Impairment reversal	(45)	-	-	-	(45)
Disposal of subsidiary	(16)	-	-	-	(16)
Disposal of equity interest in a jointly controlled subsidiary	-	-	-	(1,336)	(1,336)
Adjusted Ebitda	5,687	978	(12)	714	7,367
Adjusted Ebitda margin	60.4%	64.3%	(4.2%)	-	65.7%
12M23					
Income before financial results and taxes	4,621	746	-	993	6,360
Depreciation and amortization	914	11	-	-	925
Ebitda	5,535	757	-	993	7,285
Impairment reversal, net	(1,198)	-	-	-	(1,198)
Disposal of subsidiary	1,287	-	-	-	1,287
Insurance indemnity	(104)	-	-	-	(104)
Adjusted Ebitda	5,520	757	-	993	7,270
Adjusted Ebitda margin	60.2%	66.7%	-	-	67.6%
Change					
Income (loss) before financial results and taxes	58	219	(12)	1,057	1,322
Depreciation and amortization	145	2	-	-	147
Ebitda	203	221	(12)	1,057	1,469
Costs of subsidiary acquisition	10	-	-	-	10
Impairment reversal, net	1,153	-	-	-	1,153
Disposal of subsidiary	(1,303)	-	-	-	(1,303)
Disposal of equity interest in a jointly controlled subsidiary	-	-	-	(1,336)	(1,336)
Insurance indemnity	104	-	-	-	104
Adjusted Ebitda	167	221	(12)	(279)	97
Adjusted Ebitda margin	0.2 p.p.	(2.4 p.p.)	(4.2 p.p.)	-	(1.9 p.p.)

Between 2024 and 2023, adjusted Ebitda increased R\$ 97 million (1.3%) from R\$ 7,270 million in 2023 to **R\$ 7,367 million in 2024**. The variation was the result of a combination of the following **positive effects**: (i) R\$ 221 million (29.2%) from the energy transmission segment; and (ii) R\$ 167 million (3.0%) from the electric energy generation and sales from the Company's portfolio segment. These positive impacts were partially offset by the following **negative impacts**: (iii) R\$ 279 million (28.1%) due largely to the reduction of the percentage stake in the jointly held subsidiary – TAG; and (iv) R\$ 12 million from the energy trading segment.

The transmission segment had a positive impact on Ebitda, effects of which are mainly as follows: (i) R\$ 104 million increase in remuneration revenue from the contractual assets; (ii) a positive effect in 2024 of R\$ 64 million due to the periodic tariff review reported in 2023; (iii) R\$ 28 million growth of the construction result, a reflection of the progress made towards concluding the work; (iv) R\$ 25 million with a positive effect due to the expectation of the revision of the executed investment structure and the rate of capital remuneration, resulting in modifications to the values of future RAP; (v) R\$ 20 million increase in O&M margin (O&M RAP net of costs); and offset (vi) by the increase of R\$ 20 million (152.9%) in other costs, sales, general and administrative expenses, and other operational expenses, net.

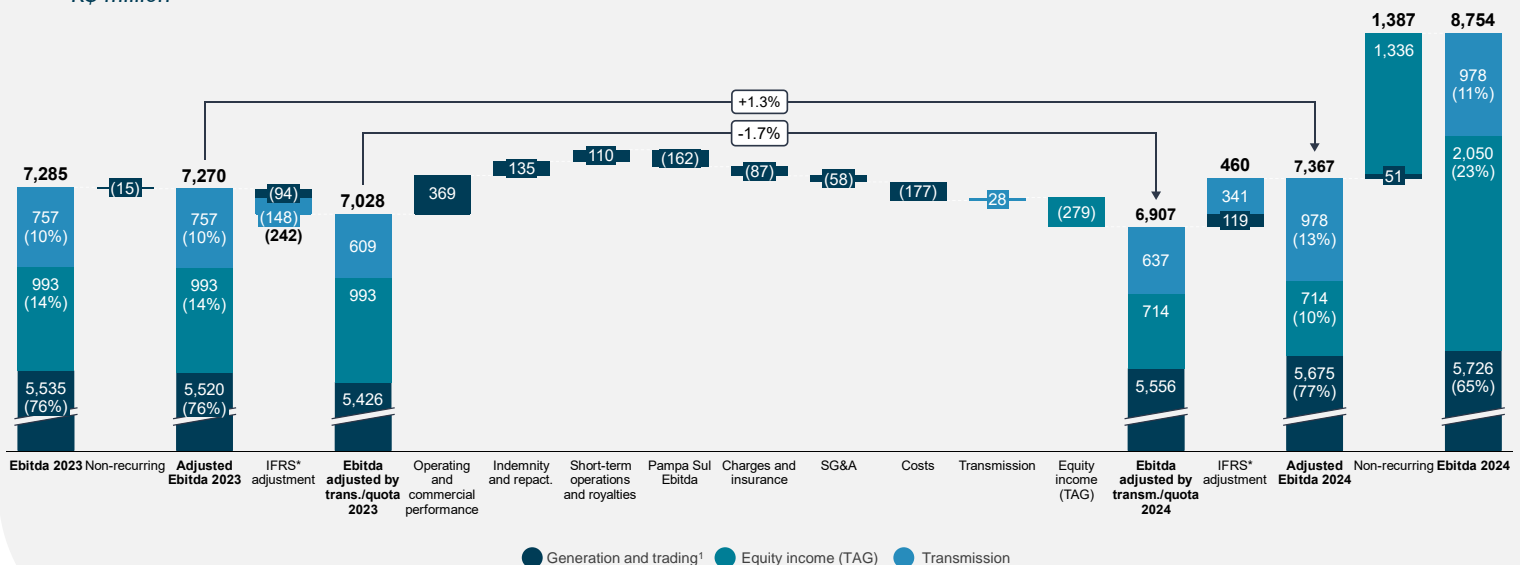
The electric energy generation and sales segment, indicated in item (ii) above, positively impacted Ebitda, the **positive effects** of which were: (i) an increase of R\$ 250 million in revenues from indemnities; (ii) decrease of R\$ 221 million in energy purchases, of which R\$ 6 million refer to Pampa Sul; (iii) positive impact of R\$ 166 million in transactions executed on the short-term market; (iv) R\$ 66 million reduction in fuels originating from the disposal of Pampa Sul; and (v) an increase of R\$ 31 million in remuneration revenue and monetary restatement on Jaguará and Miranda hydropower plant concession assets. These effects were attenuated by the **negative impact** of the following factors: (vi) R\$ 146 million of the combination of the variations in energy sales volume and the average selling price, R\$ 300 million impact from the sale of Pampa Sul; (vii) R\$ 115 million with respect to the hydrological risk renegotiation (GFOM) booked in 2023; (viii) R\$ 96 million increase in costs of materials and third party services, which were mitigated by the sale of Pampa Sul for R\$ 36 million; (ix) increase of R\$ 58 million in sales, general and administrative expenses; (x) an increase of R\$ 56 million in royalties; (xi) R\$ 38 million in charges for the use of the electricity network and connections, mitigated by R\$ 14 million due to the sale of Pampa Sul; (xii) R\$ 35 million of insurance costs; and (xiii) R\$ 23 million relative to other revenues, costs and operational and administrative expenses, of which Pampa Sul softened by R\$ 16 million.

For the purposes of reconciliation of net income with Ebitda, as well as the impacts of regulatory adjustments of transmission segment, we show the following table:

(in R\$ million)	4Q24	4Q23	Chg. (%)	12M24	12M23	Chg. (%)
Recurrent net income	1,090	948	15.0	4,303	3,429	25.5
(+) Income tax and social contribution	148	198	(25.3)	1,403	968	44.9
(+) Net financial result	447	424	5.4	1,976	1,963	0.7
(+) Depreciation and amortization	288	233	23.6	1,072	925	15.9
Ebitda	1,973	1,803	9.4	8,754	7,285	20.2
Non-recurrent effects						
(+) Subsidiary acquisition costs	-	-	-	10	-	100.0
(-) Impairment reversal, net	(14)	(59)	(76.3)	(45)	(1,198)	(96.2)
(+) Disposal of subsidiary	(25)	(2)	1,150.0	(16)	1,287	(101.2)
(+) Disposal of equity interest in a jointly controlled subsidiary	-	-	-	(1,336)	-	100.0
(+) Insurance indemnity	-	(104)	(100.0)	-	(104)	(100.0)
Adjusted Ebitda	1,934	1,638	18.1	7,367	7,270	1.3
Statutory transmission Ebitda (IFRS)	(279)	(214)	30.4	(978)	(757)	29.2
Regulatory transmission Ebitda (RAP)	147	166	(11.4)	637	609	4.6
Statutory quota holders Ebitda (IFRS)	(207)	(162)	27.8	(784)	(726)	8.0
Regulatory quota holders Ebitda	171	158	8.2	665	632	5.2
Ebitda adjusted by transmission and quota effects	1,766	1,586	11.3	6,907	7,028	(1.7)

Ebitda Change

R\$ million



* IFRS: International Financial Reporting Standards.

¹ Considering the result from generation and trading segments.

Financial Result

(in R\$ million)	4Q24	4Q23	Chg. (R\$)	12M24	12M23	Chg. (R\$)
Income from financial investments	116	90	26	543	392	151
Other financial income	17	6	11	79	57	22
Total financial income	133	96	37	622	449	173
Debt:						
Interest	(230)	(216)	(14)	(998)	(1,029)	31
Monetary restatement	(222)	(109)	(113)	(784)	(645)	(139)
Other financial expenses, net	92	(22)	114	(61)	(139)	78
Total financial expenses	(360)	(347)	(13)	(1,843)	(1,813)	(30)
Concessions payable (Use of Public Asset):						
Monetary restatement	(96)	(49)	(47)	(261)	(109)	(152)
Present value restatement	(124)	(124)	-	(494)	(490)	(4)
Total concession payable expenses (Use of Public Asset)	(220)	(173)	(47)	(755)	(599)	(156)
Financial result	(447)	(424)	(23)	(1,976)	(1,963)	(13)

Financial income: in 4Q24, financial revenue reached R\$ 133 million, R\$ 37 million or 38.5% more than the R\$ 96 million recorded in 4Q23, substantially due to the increase of R\$ 26 million in revenue from financial investments. Growth was driven first and foremost by the increase in outstanding average balances of financial investments in the periods analyzed, offset by the decrease in CDI.

On an annual comparison basis financial revenues rose by R\$ 173 million (38.5%), from R\$ 449 million in 2023 to R\$ 622 million in 2024 by virtue of growth in revenue from financial investments in the amount of R\$ 151 million. The increase was largely driven by higher outstanding balances of financial investments between compared years but offset partially by the reduction in CDI.

Financial expenses: financial expenses in 4Q24 were R\$ 360 million, that is, R\$ 13 million or 3.7% over the amount reported for 4Q23, which was R\$ 347 million. Key variations were due to: (i) the increase of R\$ 127 million in indebtedness between the quarters analyzed due largely to the growth of R\$ 113 million with respect to monetary restatement in the light of higher rates of inflation; ameliorated (ii) by the positive result of R\$ 142 million in the process of adjusting the market value of debt instruments, net of hedge, recorded in the other financial expenses net item. It is worth noting that the amounts of debt interest remained stable between the quarters observed, due to the increase of R\$ 99 million (130.3%) in capitalization in fixed assets, resulting from the progress of the works at the Serra do Assuruá Wind Complex and the Assú Sol Photovoltaic Complex, which occurred during the year 2024.

On a calendar year basis, expenses increased from R\$ 1,813 million in 2023 to R\$ 1,843 million in 2024, an increase of R\$ 30 million (1.7%), the result of the following factors: (i) an increase of R\$ 108 million of debt between the years analyzed mainly due to the increase of R\$ 139 million of monetary restatement, a higher rate of inflation; and attenuated (ii) by the positive result of R\$ 104 million in the adjustment to market value of debt instruments, net of hedge, booked to the other financial expenses, net item. Regarding the stability of debt interest, this fact was the result of the increase in capitalization in fixed assets, mentioned above, from R\$ 219 million in 2023 to R\$ 463 million in 2024, representing a growth of R\$ 244 million (111.4%).

Concession expenses payable (Use of a Public Asset): concession expenses payable increased R\$ 47 million (27.2%), amounting to R\$ 220 million in 4Q24 as opposed to the R\$ 173 million in 4Q23 due to the increase of R\$ 47 million of monetary restatement due largely to the increase of IGPM and IPCA.

On a 2023 x 2024 basis, there was a growth of R\$ 156 million, or 26.0%, from R\$ 599 million in 2023 to R\$ 755 million in 2024, mainly a result of the increase of R\$ 152 million in monetary restatement, again largely driven by the increases in IPCA and IGPM between the years.

Income Tax and Social Contribution

The amount of **IR and CSLL in 4Q24 was R\$ 148 million**, a variation of R\$ 50 million (25.3%) as compared to the same quarter in 2023, which was R\$ 198 million. The variation is largely a reflection of the adjustment in the effective tax rate applied to the deferred asset base due to the renewal of the SUDENE tax benefit in the case of the Estreito Hydropower Plant in 2024.

For the full year, these expenses increased by R\$ 435 million (44.9%) from R\$ 968 million in 2023 to **R\$ 1,403 million in 2024**. The variation was largely a function of the increase in pre-tax (IR and CSLL) profit between the periods analyzed.

Excluding non-recurring effects, IR and CSLL overheads fell R\$ 23 million (14,2%) and R\$ 14 million (1.5%), respectively between the quarters and years under review.

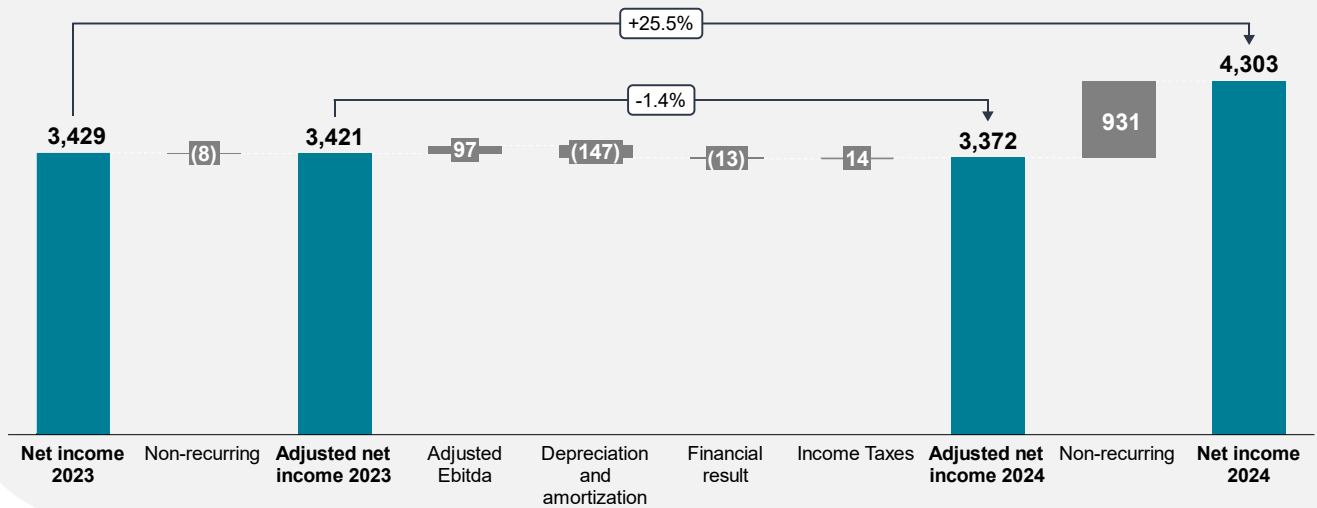
Net Income

The Company reported net income for 4Q24 of R\$ 1,090 million, R\$ 142 million, or 15.0% higher than the R\$ 948 million posted for the same quarter in 2023. This improvement reflects a combination of the following effects: (i) an increase of R\$ 296 million in the adjusted Ebitda; (ii) a reduction of R\$ 23 million in IR and CSLL, considering recurring transactions. These factors were attenuated by the following: (iii) variation in non-recurring effects with a net negative impact of R\$ 99 million; (iv) an increase of R\$ 55 million in depreciation and amortization; and (v) a negative effect of R\$ 23 million in the net financial result. Excluding non-recurring effects of impairment reversal, sale of a subsidiary and an insurance claim reimbursement, net income increased R\$ 241 million (29.4%) between compared quarters.

On an annual comparative basis, net income increased from R\$ 3,429 million in 2023 to R\$ 4,303 million in 2024, that is an increase of R\$ 874 million or 25.5%. This increase is a combination of the following factors: (i) variation of non-recurring effects with a net positive impact of R\$ 923 million; (ii) an increase of R\$ 97 million in adjusted Ebitda; (iii) a reduction of R\$ 14 million in IR and CSLL, considering recurring transactions; attenuated by the (iv) increase of R\$ 147 million in depreciation and amortization; and by (v) a negative effect of R\$ 13 million in the net financial result. Excluding non-recurring effects, acquisition costs of subsidiaries, reversal of impairment net, divestment of a subsidiary, sale of a corporate stake in a jointly controlled subsidiary (TAG) and an insurance indemnity, net income fell by R\$ 49 million (1.4%) between 2023 and 2024.

Net Income Change

R\$ million



Debt

As of December 31, 2024, **total consolidated gross debt**, representing principally loans, financing, debentures and preferred shares redeemable, net of hedging operations, **totalled R\$ 24,442 million – an increase of 16.9%** (R\$ 3,537 million) compared to the position as of December 31, 2023. The **average debt maturity** at the end of 4Q24 was **7.6 years**.

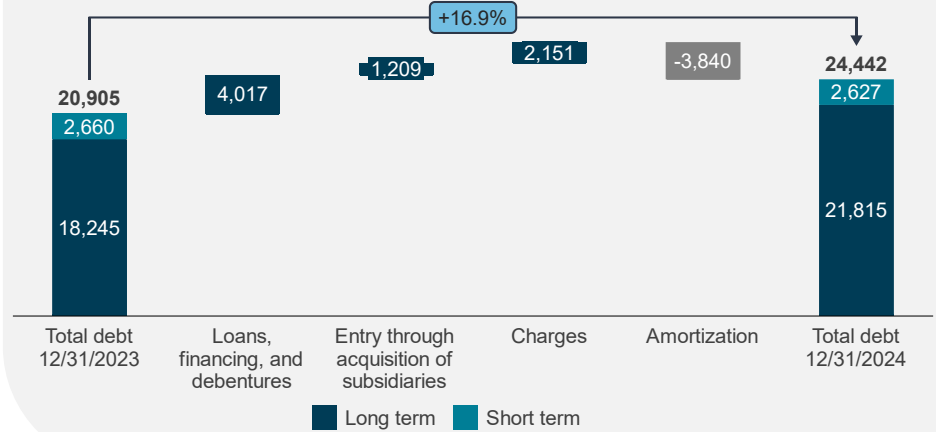
The variation in Company's debt is related principally to a combination of the following factors during 2024: (i) an additional R\$ 1,209 million with the acquisition of subsidiaries; (ii) R\$ 1,089 million in drawdowns from the Brazilian National Development Bank (BNDES), Banco do Nordeste do Brasil (BNB) and Banco da Amazônia (BASA), for the construction of new projects; (iii) R\$ 2,928 million from the Company's 12th and 13th debenture issues; (iv) generation of R\$ 2,151 million in charges incurred to be paid and monetary restatement; and (v) R\$ 3,840 million in amortization of loans, financing, debentures and preferred shares.

The **average weighted nominal cost of debt** at the end of 4Q24 **was 10.5%** – equivalent to IPCA + 5.4% – **0.4 p.p. higher than recorded at the end of the 4Q23** (10.1% – equivalent to IPCA + 5.3%).

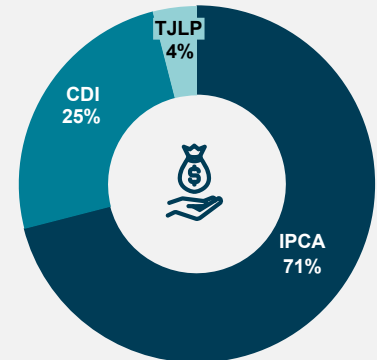
On December 31, 2024, the Company's **net debt** (total debt less result of derivatives operations, deposits earmarked to the guarantee of debt servicing and cash and cash equivalents) was **R\$ 20,126 million, an increase of 31.2%** compared to the end of 2023.

Total Debt Change

R\$ million



Debt Breakdown

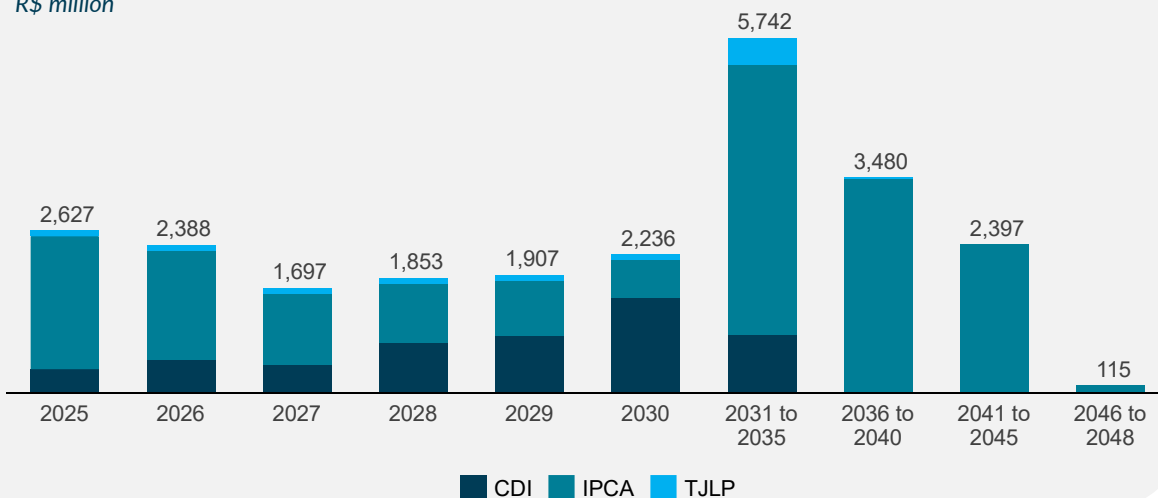


Net Debt

(in R\$ million)	12/31/2024	12/31/2023	Chg. %
Gross debt	24,135	20,677	16.7
Result of hedge operations	307	228	35.1
Deposits earmarked for the payment of debt	(357)	(314)	13.6
Cash and cash equivalents	(3,959)	(5,256)	(24.7)
Total net debt	20,126	15,335	31.2
Net debt x Ebitda	2.7X	2.1X	

Maturity Term Loans

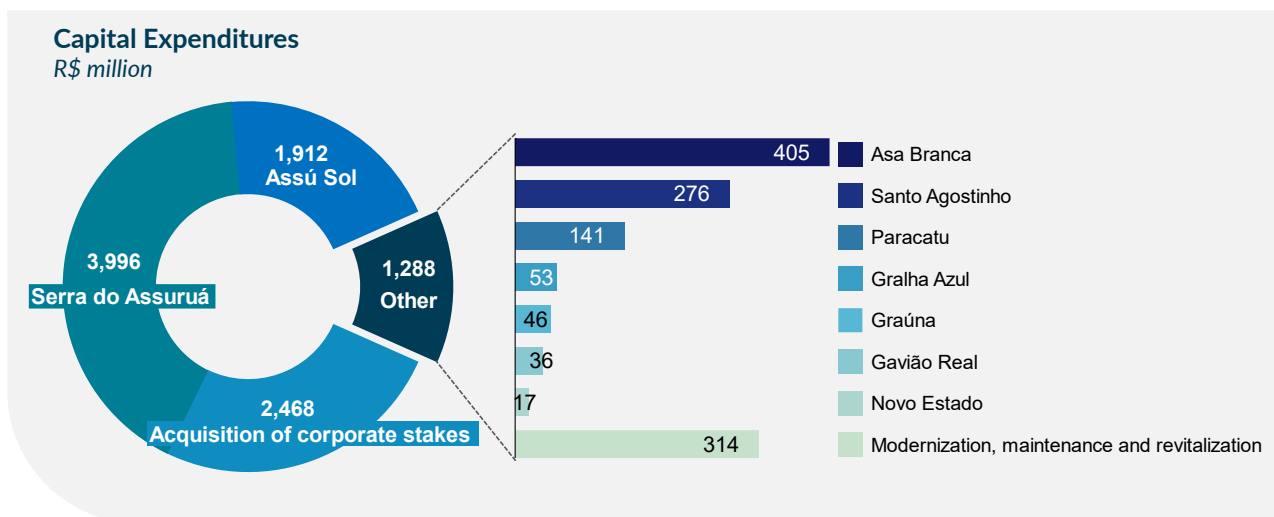
R\$ million



Capital Expenditures

Total investments at ENGIE Brasil Energia in 4Q24 reached R\$ 2,157 million, of which: (i) R\$ 20 million corresponding to the payment for the acquisition of the Serra do Assuruá wind project; (ii) R\$ 2,003 million were applied in the construction of the new projects, being: (ii.i) R\$ 1,222 million in the Serra do Assuruá Wind Complex; (ii.ii) R\$ 407 million in the Assú Sol Photovoltaic Complex; (ii.iii) R\$ 302 million in Asa Branca Transmission System; (ii.iv) R\$ 46 million in compensation for operational assets of Graúna Transmission System; (ii.v) R\$ 9 million for the other transmission lines; (ii.vi) R\$ 2 million for the conclusion of Santo Agostinho Wind Complex – Phase I; and (ii.vii) R\$ 15 million in the recovery of the Paracatu Photovoltaic Complex; (iii) R\$ 71 million dedicated to maintenance and revitalization projects in the generator complex; and (iv) R\$ 63 million for the modernization of the Salto Osório, Jaguará and Miranda Hydroelectric Power Plants.

In 2024, the Company invested R\$ 9,664 million, of which: (i) R\$ 2,468 million were applied in the acquisition of corporate stakes, being: (i.i) R\$ 2,364 million in the acquisition of photovoltaic plants; and (i.ii) R\$ 104 million for the Serra do Assuruá Wind Complex; (ii) R\$ 6,882 million in the construction of new projects, being: (ii.i) R\$ 3,996 million concentrated in the Serra do Assuruá Wind Complex; (ii.ii) R\$ 1,912 million in the Assú Sol Photovoltaic Complex; (ii.iii) R\$ 405 million in Asa Branca Transmission System; (ii.iv) R\$ 276 million for the Santo Agostinho Wind Complex – Phase I; (ii.v) R\$ 141 million in the recovery of the Paracatu Photovoltaic Complex; (ii.vi) R\$ 46 million in compensation for operational assets of Graúna Transmission System; (ii.vii) R\$ 106 million for the other transmission lines; e (iii) R\$ 167 million dedicated to maintenance and revitalization projects in the generator complex; e (iv) R\$ 147 million for the modernization of the Salto Osório, Jaguará and Miranda Hydroelectric Power Plants.



Dividends and Interest on Shareholders' Equity

ENGIE Brasil Energia's Board of Directors, at the meeting of August 7, 2024, approved the credit of **interim dividends based on the financial statements raised on June 30, 2024 in the amount of R\$ 932.8 million (R\$ 1.14324649075 per share)**, representing a **payout of 55%** of distributable net income - excluding gains from partial disposal of investments in TAG - for the first half of 2024. The Company's shares were be traded **ex-dividends as from August 22, 2024** and the payout date will be decided by the Executive Board in due course.

Subsequently, at the Meeting of December 13, 2024, the distribution of **interest on shareholders' equity for fiscal year 2024 of R\$ 250.0 million (R\$ 0.30639968191 per share)** was approved. The ex-interest on shareholders' equity date was December 20, 2024. The payment date has been set for February 7, 2025.

In addition, the Meeting of February 20, 2025 approved the proposal for distribution of **mandatory and complementary dividends for fiscal year 2024 of R\$ 715.1 million (R\$ 0,87648135220 per share)**. The proposal mentioned is to be ratified by the Annual General Meeting – on which it is incumbent to decide the conditions for credit and payout.

The total amount proposed for distribution of earnings in 2024 reached R\$ 1,898.0 million (R\$ 2,32612752486 per share), equivalent to 55% of the adjusted net income, a dividend yield of 5.6%.

Commitment to Sustainable Development

Sustainable Management

ENGIE's ambition is to spearhead the carbon-neutral transition process worldwide, supporting our clients in their journey of reducing emissions and associated to differentiated socio-environmental offers, thereby encouraging sustainable development with positive impacts both locally and globally. Through our medium term Strategic ESG Goals, we endeavor to address the trinomial of "People, Planet and Performance".

All plants under the Company's responsibility adhere to ENGIE Brasil Energia Sustainable Management Policy, which covers the areas of Governance, Quality, Environment, Climate Change, Occupational Health and Safety, Social Responsibility and Engagement of Related Parties. On December 31, 2024, out of the 115 plants installed in 12 states of Brazil's five regions, 11 are certified in accordance with NBR ISO 9001 (for Quality), NBR ISO 14001 (for the Environment) and NBR ISO 45001 (for Occupational Health and Safety) standards, with an aggregate capacity of 72.0% of the total operated by the Company.

In addition to the Sustainable Management Policy mentioned above, other commitments to sustainable development can be accessed from Company's website, covering such themes as Human Rights and Ethics. The Sustainability Reports are published annually according to the recommendations of the Global Reporting Initiative (GRI), Sustainability Accounting Standard Board (SASB) and the framework of International Integrated Reporting Council (IIRC).

To increase engagement with sustainable development, the Company is a signatory of the UNO Global Compact, of the Brazilian Business Council for Sustainable Development (CEBDS) and of the Coalizão Brasil Clima, Florestas e Agricultura (Coalizão Brasil) movement. Internationally, we are party to the Action Declaration on Climate Policy Engagement, which aims to support climate-related action in line with the Paris Accord.

Journey for Climate

The ENGIE Group has a global commitment to i) reduce CO₂ emissions by 59% between 2017 and 2030, which is a Science Based Target; and ii) attain emissions neutrality by 2045.

In line with these commitments, ENGIE Brasil Energia has enshrined a specific program to contribute to the corresponding objectives. Called "Jornada pelo Clima" (Journey for Climate), it is based on scientific targets in pursuit of the decarbonization of all the Company's activities, which also includes the value chain. Based on three pillars – Management, Mitigation and Adaptation –, it lies at the root of **the Company's goals and commitments in Brazil**, particular emphasis due on:

- **Reducing emissions intensity (Scopes 1, 2 and 3) by 30% by 2025, and 56% by 2030;**
- **Expanding renewable energy capacity;**
- **Having 100% of assets covered by climate adaptation plans by 2030;**
- **Engaging 100% of the top Scope 3 -offending suppliers to set science-based targets by 2030.**

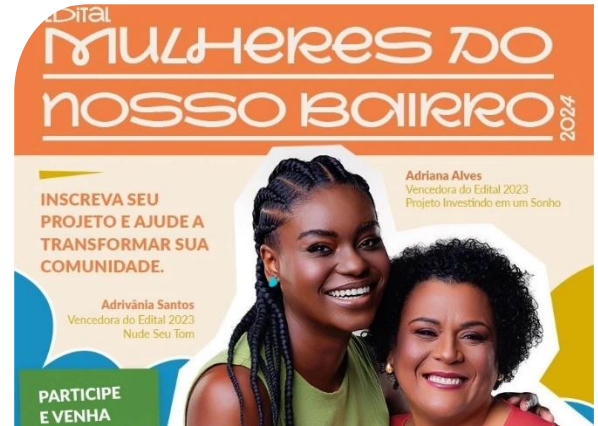
Sustainability Committee

The Sustainability Committee was set up in 2007 as a body that reports to the Board of Directors, under the coordination of the People, Processes and Sustainability Director, and composed of 14 members drawn from different areas, more especially those related most closely to stakeholders, such as shareholders, clients, suppliers, employees, the media and communities, as well as a representative of the Board. Among others, the Committee has as its objectives to:

- Contribute towards maintaining the balance of interests of the different stakeholders in relation to the Company;
- Develop awareness programs to propagate concepts and practices of sustainability among both internal and external audiences;
- Propose changes and improvements to the Sustainable Management Policy and other ENGIE Brasil Energia policies and guidelines directly associated with sustainability;
- Propose corporate sustainability objectives, targets and actions to Executive Management, in line with the Company's commitments to sustainable development, and monitor their fulfillment by the executive areas;
- Articulate with organizational units to attain the Sustainability Committee's goals; and
- Advise the Board of Directors and provide inputs for decision-making as concerns sustainability-related matters.

Highlights of the Quarter

- The 5th edition of the **Women of Our Neighborhood Program**, ENGIE Brasil Energia's program directed at promoting gender equality through female entrepreneurship, selected 100 initiatives in different regions of Brazil. Each one will receive R\$ 10 thousand to give an added impulse to their business in addition to training in the area of entrepreneurial management, the amount invested totaling more than R\$ 1 million. For this year's invitation for projects, those put forward by black women and/or mothers were prioritized, 70% of those chosen declared themselves as black and 60% as mothers. Initiatives in 65 cities located in 22 different states were chosen. Learn more about the Program and the listed initiatives in the website: www.engie.com.br/mulheres-do-nosso-bairro.
- The 4th edition of **ENGIE Brasil Energia's Invitation for Educational Projects** selected 36 initiatives covering schools in 29 cities in 12 Brazilian states. The Invitation this year, which received a record 272 enrollments, prioritized mental health projects and those encouraging mental development in the mathematics and Portuguese language disciplines, important for improving the Basic Education Development Index (IDEB). Each of the projects selected is to receive R\$ 10 thousand. The purpose is to foster and finance projects which benefit children and adolescents at high school and elementary levels in both public and private educational institutions. Among selection criteria, are viability, innovation, coverage and replicability.
- Assisting the Company's suppliers in the development of their own decarbonization journey (and indirectly reducing Scope 3 emissions), the **Suppliers' Decarbonization Program** was awarded the United Nations Organization's Global Pact Award – Brazil Network in the **"Guardians for the Climate"** category, during a ceremony at the 29th Climate Conference (COP 29) in Baku, Azerbaijan.
- ENGIE was recognized in three categories in the **AEVO Intrapreneurship Award**, in particular being placed 5th in the Company category – Open Innovation and 7th in the Team – Transformation Innovation category.
- The certifications of **NBR ISO 9001 (Quality)**, **NBR ISO 14001 (Environment)** and **NBR ISO 45001 (Occupational Health and Safety)** management standards underwent an external audit with a recommendation that certification should be maintained. The audits were performed by Bureau Veritas Certification (BVC), the latter not only verifying the Company's controls and processes but also providing help in identifying important improvements.
- Promoted by the National Electricity System Operator (ONS), the **Meeting for Debates on Operational Matters - EDAAO**, is the key forum for debate with respect to the operation of the electricity system and its installations from the technical point of view and also in terms of management. The event provides for an exchange of experiences and knowledge through the presentation of studies, debate panels and short courses. The 18th version of the meeting was organized and sponsored by ENGIE Brasil Energia and held in Florianópolis between November 5 and 7.
- For the seventh consecutive time, ENGIE Brasil Energia was awarded the **Paraná Climate Seal** certification, the Company receiving the highest classification, namely Category A. The aim of the Paraná Climate Seal is to recognize companies and entities that operate in the state in alignment with the preservation of the natural resources.
- For the first time, the Company has become a component of the **Dow Jones Sustainability Emerging Markets Index**. The index represents approximately 10% of the 800 largest companies in 20 emerging markets based on long-term economic, environmental and social criteria. **In 2024, 114 companies were chosen, among which 10 were Brazilian and just one from the electricity sector – ENGIE Brasil Energia.** In the global Electric Utilities sector, 182 companies were evaluated, with ENGIE Brasil Energia being the best placed Brazilian representative.



Sustainability Indices

Since 2012, it has been a practice of the Company to publish the principal sustainability indicators for each period in its quarterly and annually results presentations. The following table shows the indicators for 4Q24 X 4Q23.

Sustainability Indices

Aspect	Theme	Unit of measurement	Performance 4Q24	Performance 4Q23	Change	Performance 12M24	Performance 12M23	Change
E	Emissions intensity by energy generation	tonCO ₂ e/MWh	0.0095	0.0123	-22.9%	0.0059	0.0131	-54.9%
	Emissions intensity by revenue	tCO ₂ e/million R\$	36.1	65.8	-45.2%	27.3	52.8	-48.3%
	Total emissions (Scope 1, 2 and 3)	Tons	117,992.2	178,474.7	-33.9%	306,309.3	567,416.3	-46.0%
	Water consumption intensity	m ³ /MWh	0.045	0.038	20.5%	0.034	0.046	-25.9%
	Engaged people - "Conexão" Community Relationship Program ¹	People	26,480	24,681	7.3%	122,251	122,350	-0.1%
S	Frequency rate - Direct employees + service providers	n° accid/million hours	0.453	0.000	0.45 p.p.	0.274	0.740	-0.47 p.p.
	Frequency rate - Direct employees	n° accid/million hours	0.000	0.000	0.00 p.p.	0.000	0.00	0.00 p.p.
	Frequency rate - Service providers	n° accid/million hours	0.520	0.000	0.52 p.p.	0.312	0.92	-0.61 p.p.
	% of employees formally trained	%	5.0%	4.6%	0.4 p.p.	99.5%	99.9%	-0.4 p.p.
	Turnover rate	%	3.9%	2.7%	1.3 p.p.	9.1%	10.9%	-1.8 p.p.
	Voluntary turnover rate	%	0.9%	1.8%	-0.9 p.p.	2.6%	4.4%	-1.7 p.p.
	Investments in Social Responsibility - Incentivized Resources	R\$	17,589,132	5,208,000	237.7%	39,352,330	10,339,000	280.6%
G	Investments in Social Responsibility - Own Resources	R\$	1,303,648	964,000	35.2%	5,832,066	3,944,000	47.9%
	Investment in Innovation ²	R\$	17,889,596	14,123,066	26.7%	58,504,570	55,612,461	5.2%
	Headcount	Employees	1,173	1,099	6.7%	1,173	1,099	6.7%
	% of employees in certified operations (ISO 9.001, 14.001, 45.001) ²	%	85.3%	87.2%	-1.9 p.p.	85.3%	87.2%	-1.9 p.p.
	% of women in the Company	%	32.1%	29.4%	2.7 p.p.	32.1%	29.4%	2.7 p.p.
% of women in leadership positions	%	31.4%	27.7%	3.8 p.p.	31.4%	27.7%	3.8 p.p.	
% employees with disabilities	%	5.1%	4.9%	0.2 p.p.	5.1%	4.9%	0.2 p.p.	

Notes:

- 1 - The Connection Program encompasses visits to the Company's operations across the country, dialogues with the community and environmental education.
- 2 - Contains adjustments of competency periods.

Corporate Governance

The Company regularly seeks to improve its management mechanisms with the optimization of control procedures, compliance and transparency, with defined roles and responsibilities and processes evaluated and audited annually through the intermediary of both internal and independent structures. It is a component of the Novo Mercado, the listing segment for companies with the highest level of corporate governance trading their shares on the Stock Exchange. The Company has an Audit Committee composed of three members, two of whom are independent members of the Board of Directors. The aim of the Committee is to advise the Board of Directors on the financial statement's evaluation, ethical matters, internal controls, the internal and external audit and risk management. On another related front, the management of corporate compliance procedures was improved, implementing three policies to give greater transparency to the activities and procedures of senior management: Nomination, Remuneration and Evaluation.



The system of internal controls uses best market practices and is based on the self-assessment technique in which all areas of the Company have professionals trained to evaluate annually key processes and controls in their own areas of activity. Currently, **the Internal Controls Program consists of 12 processes and 41 subprocesses with its efficiency regularly tested by an independent audit and certified by the Management.** Deviations detected in any of the established controls immediately triggers action plans, managed by the areas of the organization involved and by the internal controls team.

The system of internal controls uses best market practices and is based on the self-assessment technique in which all areas of the Company have professionals trained to evaluate annually key processes and controls in their own areas of activity. Currently, **the Internal Controls Program consists of 12 processes and 41 subprocesses with its efficiency regularly tested by an independent audit and certified by the Management.** Deviations detected in any of the established controls immediately triggers action plans, managed by the areas of the organization involved and by the internal controls team.

Additionally, the Company is a component of the Stock Exchange Sustainability Index (ISE). ENGIE Brasil Energia's Board of Directors comprises nine effective members, one representing the employees while four are independent directors. None of the Board members hold executive positions in the Company and consequently the Chairman of the Board does not occupy the position of Chief Executive Officer. With the exception of the member chosen by the employees, all are elected by the shareholders at the Annual General Meeting.

A Code of Ethics provides the basis of conduct at the Company: a public document available from its website. The Company also has an Ethics Committee which is subordinated to the Board of Directors and responsible for constantly updating the Code and for evaluating ethical issues. **In 2021, ENGIE Brasil Energia signed up to the Brazilian Business Pact for Integrity and against Corruption:** an initiative of the Ethos Institute, in association with the United Nations Global Compact, of which ENGIE Brasil Energia has been a signatory since launch. The Company is also certified by ISO 37001, which evaluates the requirements and provide guidance in order to establish, implement, maintain, revise and improve the corporate antibribery management system.

ENGIE Brasil Energia's Bylaws establishes a minimum mandatory dividend of 30% of net income for the fiscal year, adjusted pursuant to Law 6,404/76. Additionally, the Board of Directors approved, on 11/14/2005, an indicative dividend policy, which determines the intention of paying, in each calendar year, dividends and/or interest on shareholders' equity for a value of not less than 55% of adjusted net income in the form of semi-annual payouts.

With respect to the asset transfer model and other transactions with related parties, ENGIE Brasil Energia and its controlling shareholder understand that its existing corporate governance standards should be raised even further. Among the initiatives implemented stands out the creation, by means of adaptation to the Company's Bylaw, of the **Special Independent Committee for Valuation of Transactions with Related Parties**, a non-permanent body, which, when called, will be composed in its majority by independent directors of the ENGIE Brasil Energia's Board.

Capital Markets

ENGIE Brasil Energia is part of more than ten indexes in the Brazilian market. Since its listing on B3's Novo Mercado has become a component of the Special Corporate Governance Stock Index (IGC) and the Special Tag Along Stock Index (ITAG), incorporating those companies offering greater protection to minority shareholders in the event of the sale of a controlling stake. The Company's shares are also included in the Corporate Sustainability Stock Index (ISE), comprising companies with a recognized commitment to social and corporate responsibility, as well as the Electric Energy Stock Index (IEE), which is a sector index made up of the more significant listed companies in the industry. The Company's shares are also traded on B3's leading stock index – the Ibovespa – and are traded under the **EGIE3 ticker**. On the United States Over-The-Counter (OTC) market, the Company's Level 1 American Depositary Receipts (ADR) are traded under the **EGIEY Code**, one ADR being equivalent to one common share.

Share Performance – EGIE3

The Brazilian financial market faced a challenging 2024. A growing skepticism on the part of investors over the course of the year as to the management of the country's fiscal policy, increased the uncertainty surrounding the future of the economy. This situation, in tandem with global economic instability due among other economic drivers to high interest rates in the United States and a slowdown in the Chinese economy, in 2024, were critical factors which led to a 10.4% depreciation in the Ibovespa, the Brazilian bourse's leading stock index. This performance was the worst since 2021.

Following a positive third quarter 2024, the Ibovespa fell 8.7% in the fourth, closing the year in the region of 120 thousand points. This declined following the federal administration's announcement of fiscal measures deemed not to have met market expectations, this in juxtaposition with tight monetary policy in the United States. As a result, the US Dollar appreciated against the Real above forecast, the various factors at play reducing capital inflows to emerging markets.

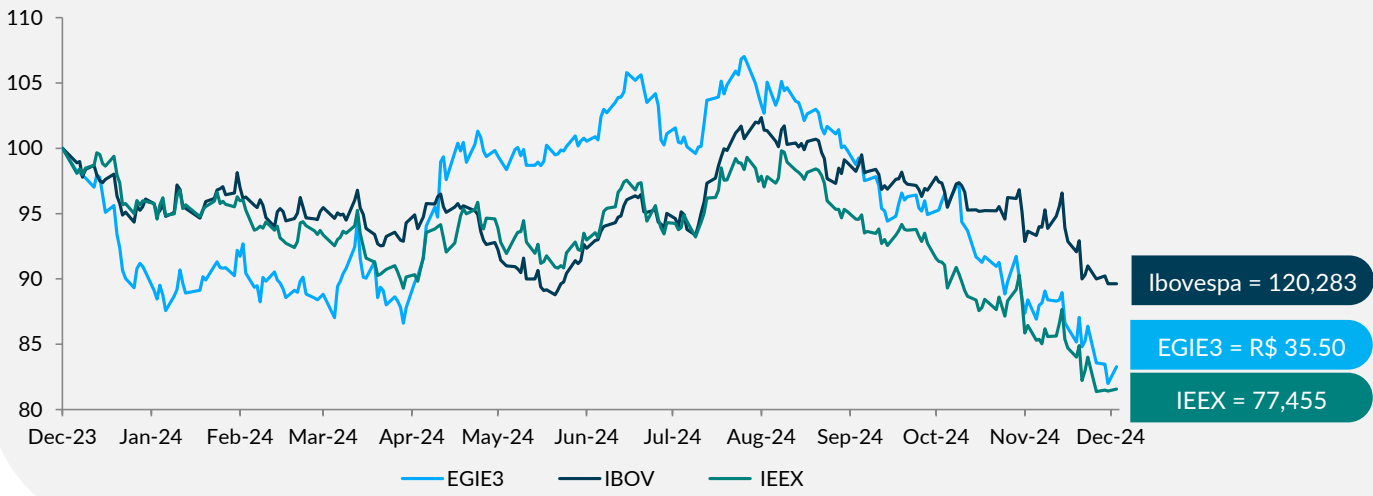
ENGIE Brasil Energia's shares depreciated by 15.7%, in 4Q24. In the same period, the Electricity Sector Index (IEEX) and the Ibovespa presented negative performance of 13.8% and 8.7%, respectively. **In 2024, the Company's shares fell 16.7% as opposed to a decline of 18.4% in the IEEX**, the index for Brazilian Electric energy companies. As already commented, the Ibovespa decreased by 10.4% in the period.

EGIE3 recorded an average daily trading volume of R\$ 55.8 million in the 4Q24, 19.9% lower than in 4Q23 when the volume was R\$ 69.7 million. For the year 2024 as a whole, the average daily trading volume reached R\$ 62.0 million, a decrease of 9.7% in relation to the year 2023, when it recorded a volume of R\$ 68.7 million.

On the last trading day in December 2024, the closing price of the Company's shares was R\$ 35.50/share, translating into a **market capitalization of R\$ 29.0 billion.**

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX

(Base 100 - 12/31/2023)



ATTACHMENT 1

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CONSOLIDATED BALANCE SHEET – ASSETS

(In thousands of R\$)	12/31/2024	12/31/2023
Current Assets	7,198,390	8,913,451
Cash and cash equivalents	3,958,758	5,255,767
Accounts receivables from clients	1,174,405	1,132,836
Credit of income tax and social contribution	490,704	249,839
Dividends receivable	-	325,000
Derivative financial instruments - hedge	54,670	-
Derivative financial instruments - trading	34,844	74,532
Restricted deposits	37,274	36,177
Concession financial assets	395,040	377,543
Contractual assets	646,028	615,096
Other current assets	402,090	842,084
Non current asset held for sale	4,577	4,577
Non Current Assets	42,913,911	33,311,022
Long Term Assets	11,387,786	9,942,777
Derivative financial instruments - hedge	55,305	12,921
Derivative financial instruments - trading	7,289	30,110
Restricted deposits	360,682	322,021
Deposits in court	72,591	59,005
Risk premium to appropriate - Hydrological risk renegotiation	43,234	55,328
Concession financial assets	3,070,039	2,955,998
Contractual assets	7,028,394	6,214,341
Other non current assets	750,252	293,053
Investments	1,250,625	2,713,065
Property, Plant and Equipment	24,857,228	16,317,245
Intangible	5,088,963	4,091,783
Right of use of leases	329,309	246,152
Total	50,112,301	42,224,473

ATTACHMENT 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CONSOLIDATED BALANCE SHEET – LIABILITIES

(In thousands of R\$)	12/31/2024	12/31/2023
Current Liabilities	7,273,026	6,113,665
Suppliers	1,061,422	798,963
Dividends and interest on shareholder's equity	1,595,587	411,578
Loans and financing	911,871	1,411,534
Debentures	1,698,919	1,043,498
Redeemable preferred shares	10,142	94,831
Lease liabilities	38,459	29,902
Concessions payable (Use of Public Asset)	796,725	762,588
Tax and social contribution obligations payable	323,212	171,180
Other fiscal and regulatory obligations	142,120	148,736
Labor obligations	130,989	136,387
Derivative financial instruments - trading	29,139	64,008
Provision	5,819	951
Obligations related to retirement benefits	32,284	34,127
Other current liabilities	496,338	1,005,382
Non Current Liabilities	30,558,877	26,294,598
Loans and financing	12,931,409	11,008,698
Debentures	8,105,450	6,642,526
Redeemable preferred shares	477,145	476,157
Lease liabilities	315,538	209,918
Concessions payable (Use of Public Asset)	4,572,379	4,657,314
Derivative financial instruments - trading	6,986	23,004
Provision	598,429	507,607
Obligations related to retirement benefits	231,977	366,076
Deferred income taxes and social contribution	2,519,353	2,087,298
Other non current liabilities	800,211	316,000
Shareholders' Equity	12,280,398	9,816,210
Share capital	4,902,648	4,902,648
Capital reserve	(176,543)	(176,543)
Net income reserves	6,386,073	3,950,408
Additional dividends	348,033	721,661
Adjustment on fixed asset	(193,510)	(535,403)
Non controlling interests	1,013,697	953,439
Total	50,112,301	42,224,473

ATTACHMENT 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A. CONSOLIDATED INCOME STATEMENT

(In thousands of R\$)	4Q24	4Q23	Chg. %	12M24	12M23	Chg. %
Net Operational Revenue	3,270,901	2,710,991	20.7	11,218,630	10,747,784	4.4
Operational Costs	(1,674,947)	(1,334,607)	25.5	(5,112,048)	(4,840,645)	5.6
Electric power purchases	(446,069)	(452,717)	-1.5	(1,563,227)	(1,927,007)	-18.9
Transactions in the short term energy market	(79,713)	(39,659)	101.0	(133,521)	(200,695)	-33.5
Charges for the use of and connection to the electricity grid	(181,859)	(167,367)	8.7	(706,434)	(668,063)	5.7
Fuel expenses	-	-	0.0	-	(66,032)	-100.0
Financial compensation for use of hydro resources (royalties)	(53,346)	(64,878)	-17.8	(224,602)	(168,604)	33.2
Personnel	(64,821)	(62,260)	4.1	(254,733)	(248,561)	2.5
Materials and third-party services	(195,291)	(115,249)	69.5	(514,365)	(413,918)	24.3
Depreciation and amortization	(278,871)	(221,993)	25.6	(1,031,423)	(881,946)	16.9
Insurance	(35,772)	(25,671)	39.3	(121,585)	(88,007)	38.2
Reversals of operating provisions, net	3,678	(7,482)	-149.2	8,495	(4,561)	-286.3
Cost of implementing transmission infrastructure	(316,661)	(32,227)	882.6	(462,567)	(228,289)	102.6
Hydrological risk renegotiation	-	(124,789)	-100.0	-	114,508	-100.0
Others	(26,222)	(20,315)	29.1	(108,086)	(59,470)	81.7
Gross Income	1,595,954	1,376,384	16.0	6,106,582	5,907,139	3.4
Operating Income (Expenses)	(129,216)	(23,607)	447.4	861,354	(539,958)	-259.5
Selling, general and administrative expenses	(147,330)	(129,446)	13.8	(508,070)	(432,012)	17.6
Reversal of provision for reduction in the Impairment, net	14,104	58,602	-75.9	45,061	1,198,494	-96.2
Disposal of subsidiary and subsidiary and joint venture interest	25,095	1,743	1,339.8	1,352,048	(1,287,320)	-205.0
Other operating revenues (expenses), net	(21,085)	45,494	-146.3	(27,685)	(19,120)	44.8
Result of corporate participations	218,532	217,410	0.5	714,115	993,117	-28.1
Equity income	218,532	217,410	0.5	714,115	993,117	-28.1
Income Before Financial Result and Taxes	1,685,270	1,570,187	7.3	7,682,051	6,360,298	20.8
Net Financial Result	(447,203)	(424,316)	5.4	(1,976,080)	(1,962,998)	0.7
Financial income	133,316	96,268	38.5	622,113	448,980	38.6
Financial expenses	(361,104)	(347,440)	3.9	(1,842,511)	(1,813,081)	1.6
Concession payable expenses (Use of Public Asset)	(219,415)	(173,144)	26.7	(755,682)	(598,897)	26.2
Income Before Taxes	1,238,067	1,145,871	8.0	5,705,971	4,397,300	29.8
Income tax	(83,275)	(137,414)	-39.4	(983,859)	(682,259)	44.2
Social contribution	(65,048)	(60,904)	6.8	(419,271)	(285,981)	46.6
Net Income for the Period	1,089,744	947,553	15.0	4,302,841	3,429,060	25.5
Income allocated to:						
ENGIE Brasil Energia's shareholders	1,068,913	947,866	12.8	4,279,349	3,429,555	24.8
Non-controlling shareholder of Ibitiúva Bioenergética, Maracanã and Lar do Sol	20,831	(313)	-6,755.3	23,492	(495)	-4,845.9
Number of Ordinary Shares	815,927,740	815,927,740		815,927,740	815,927,740	
Net Income per Share	1.3101	1.1617	12.8	5.2448	4.2033	24.8

ATTACHMENT 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A. CONSOLIDATED STATEMENT OF CASH FLOW

(In thousands of R\$)	12M24	12M23
Cash Flow from Operating Activities		
Income before taxes on income	5,705,971	4,397,300
Reconciliation of net income with operating cash flow:		
Equity loss	(714,115)	(993,117)
Depreciation and amortization	1,072,024	924,259
Impairment, net	(45,061)	(1,198,494)
Interests and monetary variation	1,782,033	1,683,893
Concessions payable expenses	755,682	598,897
Disposal of subsidiary and joint venture interest	(1,336,133)	-
Subsidiary sale	(15,915)	1,287,320
Adjustments to market value of securities	(100,084)	3,443
Extension of the concession	-	(114,508)
Remuneration of financial concession asset	(498,797)	(467,748)
Contract asset remuneration	(934,643)	(831,388)
Unrealized losses on trading operations, net	11,622	16,477
Transmission infrastructure construction revenue	(499,463)	(236,755)
Losses due to construction inefficiency	3,231	538
Others	21,615	128,238
Adjusted Net Income	5,207,967	5,198,355
(Increase) reduction in assets		
Accounts receivables from clients	(51,716)	28,947
Tax credits recoverable	(36,878)	4,540
Deposits in court and restricted deposits	13,012	17,641
Financial concession asset	367,259	354,484
Contract assets	611,231	628,560
Other assets	83,398	(203,084)
(Reduction) Increase in liabilities		
Suppliers	40,313	(41,032)
Fiscal and regulatory obligations	(18,822)	19,709
Labor obligations	(5,398)	(17,627)
Obligations related to retirement benefits	(45,078)	(49,770)
Other liabilities	374,443	126,800
Cash Generated from Operating Activities	6,539,731	6,067,523
Payment of interests on debt, net of hedge	(1,377,917)	(1,120,734)
Payment of income tax and social contribution	(1,007,572)	(360,847)
Cash from Operating Activities	4,154,242	4,585,942
Investments Activities	(5,910,504)	(2,042,414)
Dividends received from joint ventures	937,500	1,040,000
Acquisitions of subsidiaries	(2,361,046)	-
Cash and cash equivalents from acquired subsidiaries	271,494	-
Used in fixed assets and intangibles	(6,646,060)	(2,565,799)
Receipt for sale of equity interest in a jointly held subsidiary	2,766,468	-
Payment of liabilities linked to acquisition of assets	(104,225)	(10,191)
Receipt for sale of subsidiary, net of selling costs	52,679	36,482
Cash and cash equivalents from disposed subsidiaries	(19,873)	(107,999)
Payments of concessions payable (Use of Public Asset)	(806,480)	(434,947)
Others	(961)	40
Financing Activities	459,253	476,352
Inflow of debt instruments	4,016,631	3,450,536
Payment of debt instruments, net of hedge	(2,462,243)	(1,497,918)
Payments of concessions payable	(1,133,999)	(2,379,596)
Debt servicing deposits	38,864	(48,429)
Capital contribution from minority shareholders, net of issuance costs	-	951,759
Increase in Cash and Cash Equivalents	(1,297,009)	3,019,880
Reconciliation of Cash and Cash Equivalents		
Opening balance	5,255,767	2,235,887
Closing balance	3,958,758	5,255,767
Increase in Cash and Cash Equivalents	(1,297,009)	3,019,880
Transactions that do Not Affect Cash and Cash Equivalents		
Dividends intended by subsidiaries and joint venture	612,500	1,365,000
Interim, intermediate, additional credited, mandatory dividends, and interest on equity	2,283,246	2,641,629
Prescribed dividends and interest on equity	16,934	-
Unclaimed dividends and interest on equity	-	10,208
ICMS on energy sales	11,833	2,452
Measurement of obligations with retirement benefits	(123,726)	145,326
Credit of income tax and social contribution	153,306	59,104
Supplier's of fixed assets and intangibles	166,884	293,753
Net assets of subsidiary transferred to ANCMV	-	19,800
Net assets of subsidiaries acquired	-	2,805
Payment of ineffective hedge (Supplier's of fixed assets and intangibles)	(106,336)	-
Write-off of investment due to the sale of equity interest in a joint venture company	(1,430,335)	-
Write-off of investment due to the disposal of subsidiary	(34,975)	-
Net assets of acquired subsidiaries	1,204,362	-
Provisions for expropriations without cash effect in construction of transmission	-	213

ATTACHMENT 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

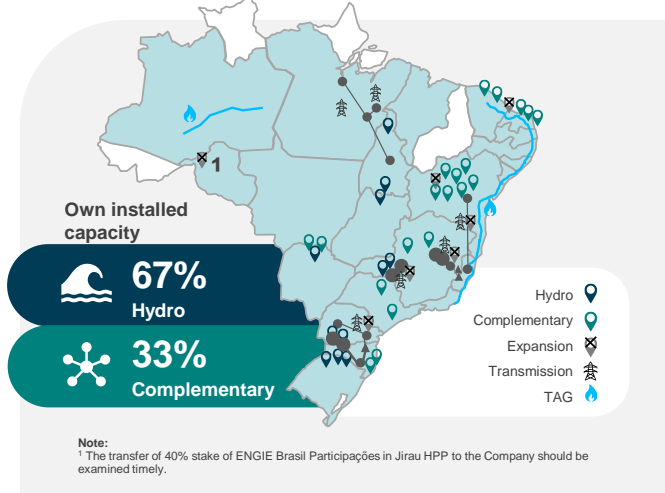
FACT SHEET 4Q24

Corporate Overview

ENGIE Brasil Energia is an investment platform in energy infrastructure, active in the areas of generation, commercialization, trading and transmission as well as natural gas transportation, through the intermediary of Transportadora Associada de Gás – TAG, jointly with other partners. As the largest 100% renewable energy generator in the Brazilian private sector, implements and operates projects from renewable sources such as hydroelectric, wind farms, photovoltaic and biomass plants together with small hydroelectric plants. The Company operates with transparency, financial discipline, respect for the environment, support for communities and focus on operational efficiency as drivers of long-term growth.

The market cap, as of December 31, 2024, was R\$ 29.0 billion, and the own installed capacity totaled **9,556 MW**, which comprises a generating complex of **115 plants**, of which 11 are hydroelectric power plants and 104 fired from complementary sources: two biomass-fired plants, 75 wind power plants, two small hydroelectric plants and 25 solar plants. In the transmission segment, the Galha Azul, Novo Estado and Gavião Real Transmission Systems are in full operation.

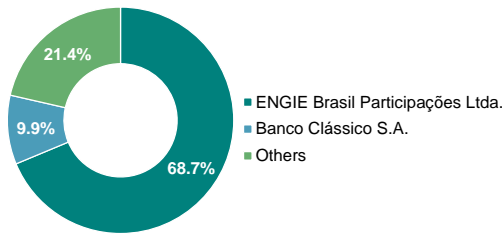
Balanced portfolio of business in energy infrastructure



Own installed capacity of **9,556 MW (4,661 aMW)**, **2,710 Km** of transmission lines under operation and a stake of **17.5%** in TAG.

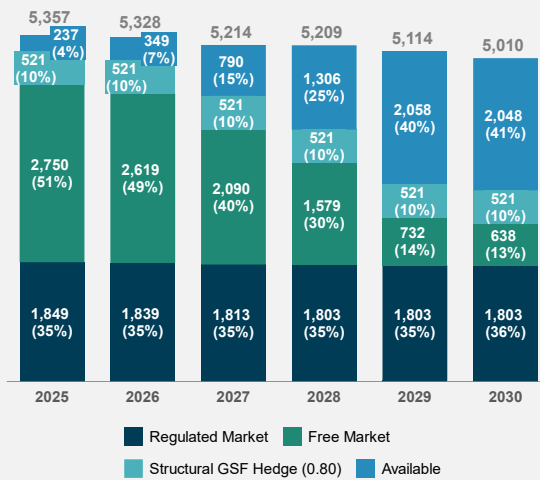
Ownership Structure

ENGIE Brasil Energia is controlled by French group ENGIE, a global leader in the independent production of energy with its activities in around 30 countries. ENGIE is a major operator in the electricity, natural gas and energy services businesses with a worldwide electric energy capacity of about **100 GW** holding **68.7%** of the Brazilian company through ENGIE Brasil Participações Ltda.



Energy Balance

Energy Balance (% of total; in aMW) | as of December 31, 2024



EGIE
B3 LISTED NM

IBOVESPA B3

IEE B3

ITAG B3



ATTACHMENT 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

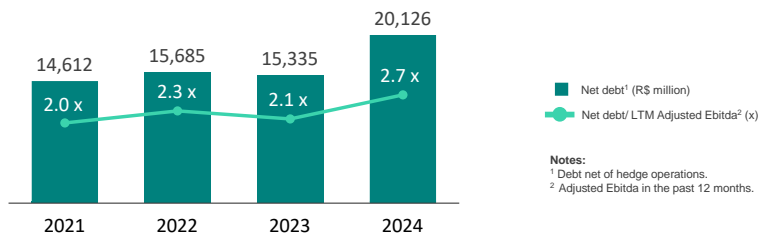
FACT SHEET 4Q24

Consolidated (in R\$ million)	4Q24	4Q23	Chg.	12M24	12M23	Chg.
Net Operating Revenue (NOR)	3,271	2,711	20.7%	11,219	10,748	4.4%
Results from Operations (EBIT)	1,685	1,570	7.3%	7,682	6,360	20.8%
Adjusted Ebitda ¹	1,934	1,638	18.1%	7,367	7,270	1.3%
Non-recurrent effects adjusted Ebitda ²	1,766	1,586	11.3%	6,907	7,028	-1.7%
Adjusted Ebitda / NOR - (%) ¹	59.1	60.4	-1.3 p.p.	65.7	67.6	-1.9 p.p.
Adjusted Net Income	1,060	819	29.4%	3,372	3,421	-1.4%
Adjusted Return on Equity (ROE) ³	27.4	34.9	-7.5 p.p.	27.4	34.9	-7.5 p.p.
Adjusted Return on Invested Capital (ROIC) ⁴	17.1	20.3	-3.2 p.p.	17.2	20.3	-3.1 p.p.
Gross Power Production (avg MW) ⁵	6,110	6,694	-8.7%	6,173	4,984	23.9%
Energy Sold (avg MW) ⁶	4,332	3,940	9.9%	4,106	4,088	0.4%
Average Net Sales Price (R\$/MWh) ⁷	224.93	229.33	-1.9%	220.79	226.42	-2.5%
Number of Employees - Total	1,210	1,136	6.5%	1,210	1,136	6.5%

Notes:

- ¹ Adjusted Ebitda: net income + income tax and social contribution + financial result + depreciation and amortization + impairment + non-recurrent.
² Adjusted EBITDA, net of IFRS effects from the transmission segment and quota plants.
³ ROE: adjusted net income of the past 4 quarters / shareholders' equity.
⁴ ROIC: effective rate x adjusted EBIT / invested capital (invested capital: debt - cash and cash equivalents - deposits earmarked for debt servicing + SE).
⁵ Total gross electricity output from the plants operated by ENGIE Brasil Energia.
⁶ Disregarding sales for quotas regime (Jaguara and Miranda HPPs).
⁷ Net of taxes and trading operations.

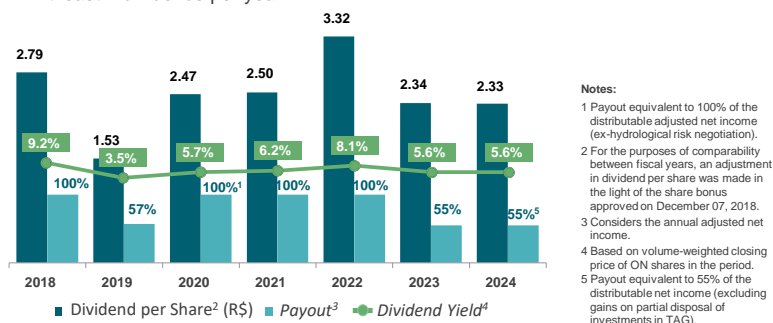
Indebtedness (R\$ million)



- Notes:**
¹ Debt net of hedge operations.
² Adjusted Ebitda in the past 12 months.

Dividend Policy

- By-law minimum payout: **30%** of distributable net income.
- Management commitment: minimum payout of **55%** of distributable net income.
- At least 2 dividends per year.



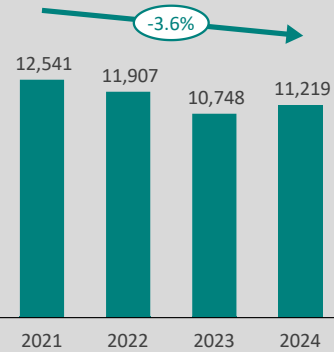
- Notes:**
¹ Payout equivalent to 100% of the distributable adjusted net income (ex-hydrological risk negotiation).
² For the purposes of comparability between fiscal years, an adjustment in dividend per share was made in the light of the share bonus approved on December 07, 2018.
³ Considers the annual adjusted net income.
⁴ Based on volume-weighted closing price of ON shares in the period.
⁵ Payout equivalent to 55% of the distributable net income (excluding gains on partial disposal of investments in TAG).

ISEB3

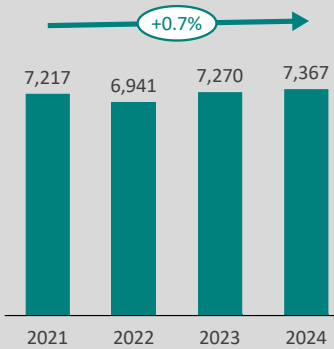
ICO2 B3

IDIVERSA B3

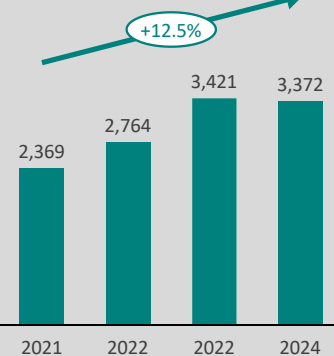
Net revenue (R\$ million)



Adjusted Ebitda (R\$ million)



Adjusted net income (R\$ million)



Investors Relations
 Rua Paschoal Apóstolo Pitsica, 5064 –
 Zip Code 88025-255 Florianópolis – SC
 Phone: +55 (48) 3221-7904
www.engie.com.br/investidores/
ri.BREnergia@engie.com