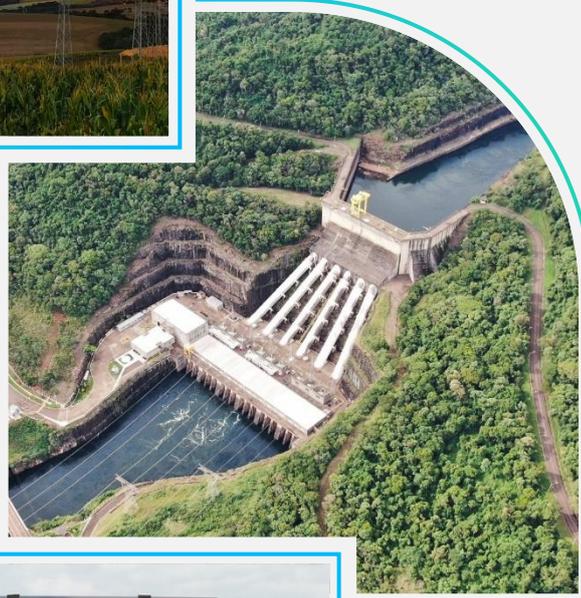
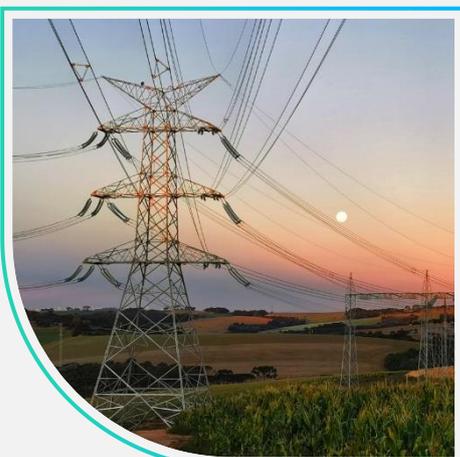


EGIE
B3 LISTED NM



Release de Resultados 3T24

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.



Para Divulgação Imediata

Mais informações:

Eduardo Sattamini
Diretor-Presidente

Eduardo Takamori
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

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

ri.BREnergia@engie.com



Videoconferência de resultados

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

[Clique aqui](#) para acessar a
transmissão.

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

IBOVESPA B3
IGC-NM B3
ITAG B3
ISEB3
IDIVERSA B3
IEE B3
ICO2 B3

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

The ENGIE logo is displayed in white, bold, sans-serif font, centered at the top of the page. It is set against a background of a landscape with green fields and several high-voltage power transmission towers with power lines stretching across the horizon under a clear sky.

ENGIE Brasil Energia vence **Lote 1** no leilão de transmissão da Aneel. Capacidade instalada em operação **atinge 11 GW**

A close-up photograph of a white wind turbine against a clear blue sky. The turbine's blades are partially visible, and the tower is in the foreground.

**POR
DENTRO
DA
EGIE3
2024**

28 de novembro

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

Destaques



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



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



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



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



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



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



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



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

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Eventos Subsequentes



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



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

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

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

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

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

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

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



Conjunto Eólico Serra do Assuruá (BA)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Boa leitura!



**Eduardo Antonio
Gori Sattamini**

Diretor-Presidente



**Eduardo Takamori
Guiyotoku**

*Diretor Financeiro e de
Relações com Investidores*

Detalhamento dos Ativos da Companhia

Ativos de Geração de Energia

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

Parque Gerador em 30 de setembro de 2024

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Vencimento da Concessão	Energia assegurada (MWm) Participação da Companhia	
			Total	Participação da Companhia			
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	dez/32	528,7	
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçú (PR)	1.420,0	1.420,0	nov/30	702,2	
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	414,8	out/35	143,7	
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO e MA)	1.087,0	435,6	fev/47	244,1	
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçú (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 Araguaçu (MG)	408,0	408,0	jun/48	188,3	
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	jun/40	140,8	
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	abr/31	107,5	
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	mar/37	127,6	
Total - Hidrelétricas			8.115,1	6.415,4		3.242,0	
Usina	Tipo	Centrais geradoras ¹	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Vencimento da Autorização	Energia assegurada (MWm) Participação da Companhia
				Total	Participação da Companhia		
Conjunto Serra do Assuruá ²	Eólica	5	Gentio do Ouro (BA)	225,0	225,0	nov/56	113,5
Conjunto Santo Agostinho - Fase I	Eólica	14	Lages e Pedro Avelino (RN)	434,0	434,0	mai/56	224,2
Conjunto Campo Largo II	Eólica	11	Umburanas (BA)	361,2	361,2	ago/54	192,5
Conjunto Umburanas - Fase I	Eólica	18	Umburanas (BA)	360,0	360,0	ago/49	213,3
Conjunto Campo Largo I	Eólica	11	Umburanas (BA)	326,7	326,7	mai/51	166,5
Conjunto Trairi	Eólica	8	Trairi (CE)	212,6	212,6	set/41	97,2
Conjunto Lar do Sol ³	Solar	3	Pirapora (MG)	198,0	198,0	abr/54	53,0
Conjunto Paracatu	Solar	4	Paracatu (MG)	132,0	132,0	jun/51	34,0
Conjunto Juazeiro	Solar	4	Juazeiro (BA)	120,0	120,0	jun/51	34,8
Conjunto Sertão Solar	Solar	4	Barreiras (BA)	94,6	94,6	jul/53	26,1
Conjunto Floresta	Solar	3	Areia Branca (RN)	86,0	86,0	jun/51	25,1
Conjunto Sol do Futuro	Solar	3	Aquiraz (CE)	81,0	81,0	jun/51	16,2
Ferrari Termoelétrica	Biomassa		Pirassununga (SP)	72,5	72,5	jun/42	25,6
Conjunto São Pedro	Solar	2	Bom Jesus da Lapa (BA)	54,0	54,0	mar/51	16,0
Assú V	Solar		Assú (RN)	34,0	34,0	jun/51	9,2
Ibitiúva Bioenergética	Biomassa		Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	abr/30	9,7
Rondonópolis	PCH		Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	dez/37	14,0
José Gelazio da Rocha	PCH		Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24,4	24,4	dez/37	11,9
Nova Aurora	Solar		Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável ⁴	0,2
Tubarão	Eólica		Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável ⁴	0,3
Tubarão 2	Eólica		Tubarão (SC)	4,2	4,2	não aplicável ⁴	0,0
Total - Complementares				2.884,9	2.874,8		1.283,3
Total				11.000,0	9.290,2		4.525,3

¹ Para composição dos conjuntos eólicos e fotovoltaicos.

² Conjunto composto por 24 centrais eólicas, das quais 14 em operação comercial integral em 30/09/2024.

³ A usina Lar do Sol não possui garantia física declarada, portanto sua capacidade comercial é baseada na geração prevista.

⁴ Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

Ativos de Transmissão de Energia

Ativos de transmissão em operação em 30 de setembro de 2024

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

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

Ativos de Transporte de Gás



Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

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

A rede de gasodutos possui diversos pontos de interconexão, com 15 pontos de recebimento de gás ativos (incluindo três terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)) e 90 pontos de entrega de gás (há mais um em construção), conexão com 10 distribuidoras de gás, atendendo três refinarias, oito termelétricas e duas plantas de fertilizantes. A rede conta ainda com 11 estações de compressão ao longo da malha, todas próprias. A operação dos ativos é realizada da Central de Supervisão e Controle (CSC), localizada na sede da empresa no Rio de Janeiro (RJ).

A TAG encontra-se 100% contratada, possuindo contratos legados de longo-prazo com a Petrobras, com prazo médio ponderado de aproximadamente seis anos, regulados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Além destes, a TAG assinou **128 contratos firmes ao longo de 2024**, que totalizaram um volume de 10 milhões de 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



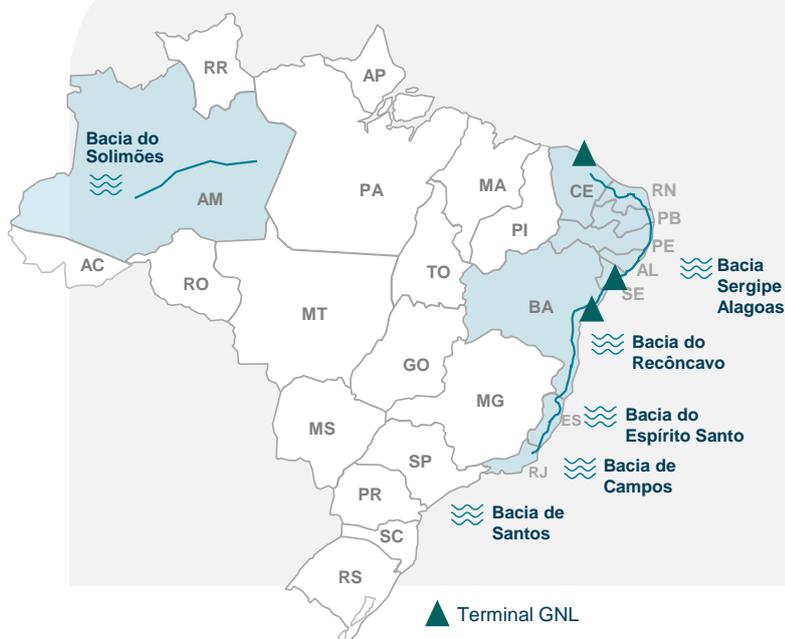
Em junho de 2024, a TAG fez uma emissão de debêntures institucionais, do tipo simples e quirografária, no valor de R\$ 3,0 bilhões, com um prazo de vencimento de 5 anos, a um custo de CDI + 0,98%.

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

Projetos em construção:

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

Localização dos Gasodutos da TAG



Projetos em desenvolvimento:

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

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

Detalhamento dos contratos com a Petrobras

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

¹ Após o vencimento dos contratos, será iniciado um ciclo de revisão tarifária, estimado em 5 anos, que determinará a receita máxima permitida (RAP).

² Variações na representatividade da receita entre os contratos podem ocorrer.

³ 1/3 IGP-M, 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.

⁴ O contrato de Lagoa-Parda foi renovado para 2024, porém como contrato extraordinário, com vencimento em 31/12/2024.



Expansão



Jirau Energia - Rondônia.

A Energia Sustentável do Brasil S.A. (“ESBR” ou “Jirau Energia”) é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia. Desde novembro de 2016, a Usina Hidrelétrica Jirau conta com todas as suas 50 unidades geradoras em operação, totalizando **3.750 MW de capacidade instalada**.

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

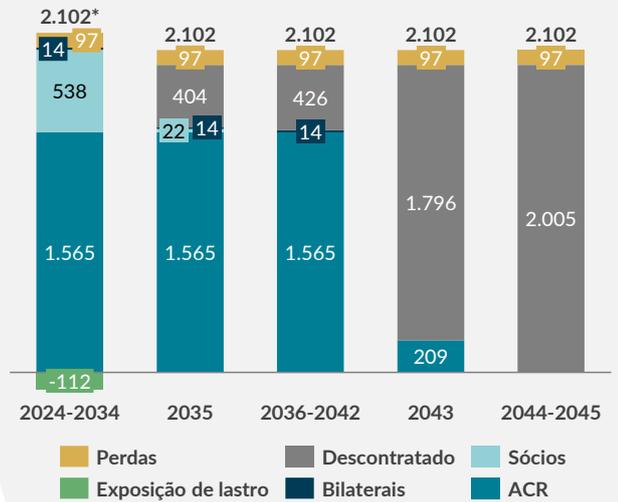


A ENGIE Brasil Participações Ltda., controladora da Companhia, está aguardando condições mais favoráveis para retomar o estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia de sua participação de 40% na Energia Sustentável do Brasil S.A., e sua participação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

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

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.



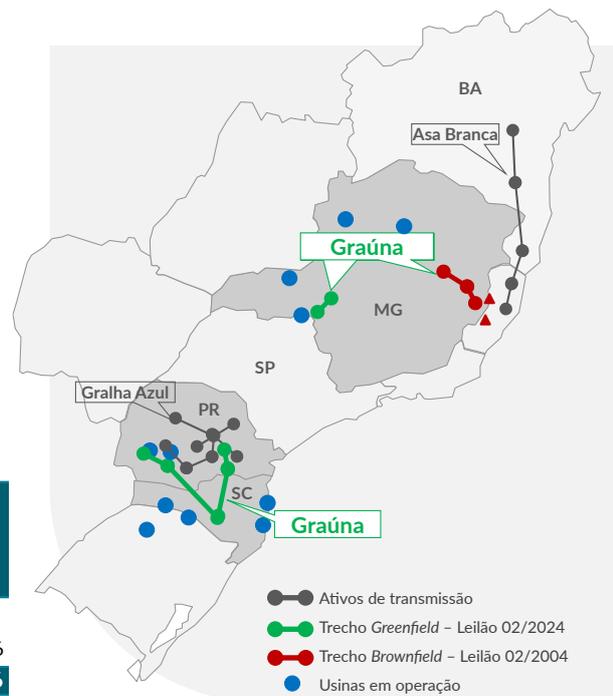
Graúna Transmissora de Energia – Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo.

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, contará com cerca de **780 quilômetros de extensão**, contemplando a implantação de **seis linhas de transmissão, duas subestações e um seccionamento novos, e continuidade na prestação de serviços de quatro linhas (totalizando 162,6 quilômetros) e duas subestações existentes**, nos estados de Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo, cruzando 47 municípios.

O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a operação e a manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão. O prazo máximo para construção é de 60 meses, com possibilidade de antecipação.

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

¹ Valor na data-base de setembro de 2024.



Projeto de Transmissão em Implantação



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

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

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

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



Lote	Localização	RAP Contratada (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 3T24, **o progresso da obra atingiu 80,4%**. As atividades de montagem e comissionamento de aerogeradores estão sendo executadas com antecipação ao cronograma previsto, contando com mais de 60% dos aerogeradores montados e 45% comissionados. A subestação, linha de transmissão e bay de conexão estão completamente energizadas. As atividades de obras civis e redes de média tensão estão em fase final de execução, sendo prevista sua conclusão até o fim de 2024.

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

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

Projeto Fotovoltaico em Implantação



Conjunto Fotovoltaico Assú Sol – Rio Grande do Norte.

O projeto está localizado no município de Assú, no Rio Grande do Norte e terá **capacidade instalada de aproximadamente 752 MWac (895 MWp)** e capacidade comercial estimada em **228,7 MW médios**. Com investimento previsto da ordem de **R\$ 3,3 bilhões** (base jan/23), a energia está sendo totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre.

As atividades de implantação atingiram **58% de avanço até o final do 3T24**. Estão sendo executadas atividades de engenharia, supressão vegetal, terraplenagem, drenagem, fundações e montagens dos *trackers*, instalação dos painéis solares e comissionamento. As atividades de conexão ao sistema atingiram 99% de avanço físico, com as atividades de construção e comissionamento da linha de transmissão e do *bay* de conexão já finalizadas, enquanto na subestação coletora estão sendo realizadas as atividades de comissionamento.



Montagem dos *trackers* e instalação dos painéis

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

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

Projetos em Desenvolvimento

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



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

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



Conjunto Eólico Umburanas – Fase II – Bahia.

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



Conjunto Eólico Campo Largo – Fase III – Bahia.

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



Conjunto Fotovoltaico Santo Agostinho – Rio Grande do Norte.

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



Conjunto Fotovoltaico Campo Largo – Bahia.

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



Conjunto Fotovoltaico Alvorada – Bahia.

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

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

Desempenho Operacional

Disponibilidade do Parque Gerador de Energia

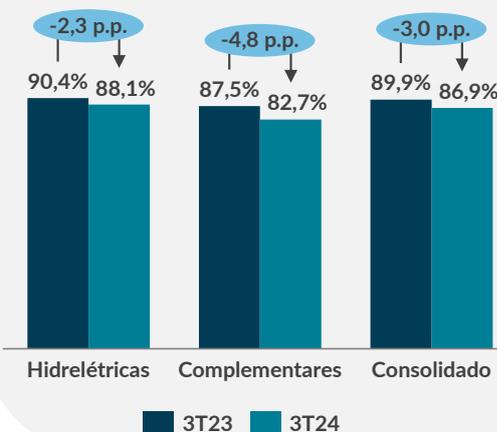
No 3T24, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade interna global de **86,9%**, (considerando-se as paradas programadas e forçadas), sendo 88,1% nas usinas hidrelétricas e 82,7% nas usinas de fontes complementares – PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

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

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

Disponibilidade

Considerando as paradas programadas



Disponibilidade das Linhas de Transmissão de Energia

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

Produção de Energia

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

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

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

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

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

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

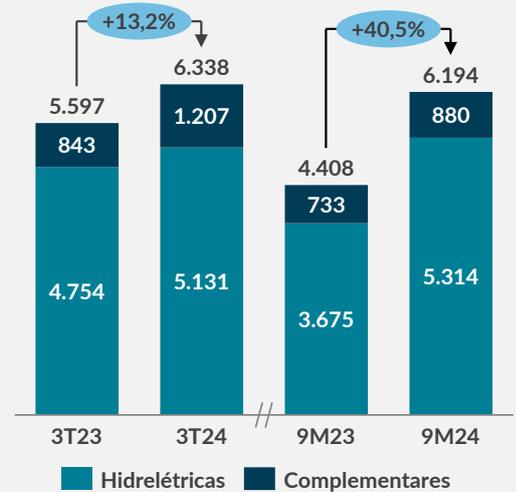
Cumprir destacar que o aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria do seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, uma redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente em deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação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

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

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

Geração

MW médios

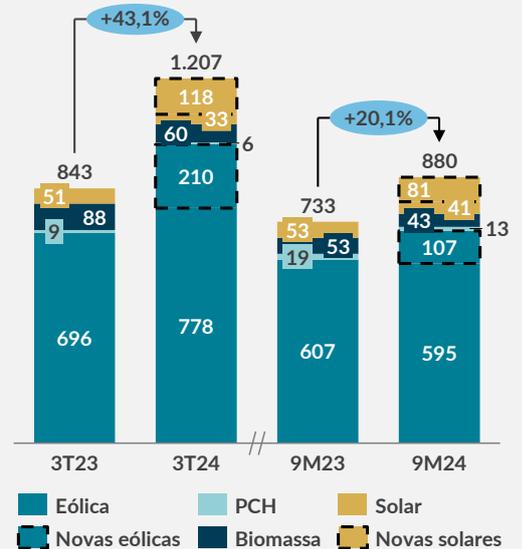


Nota:

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



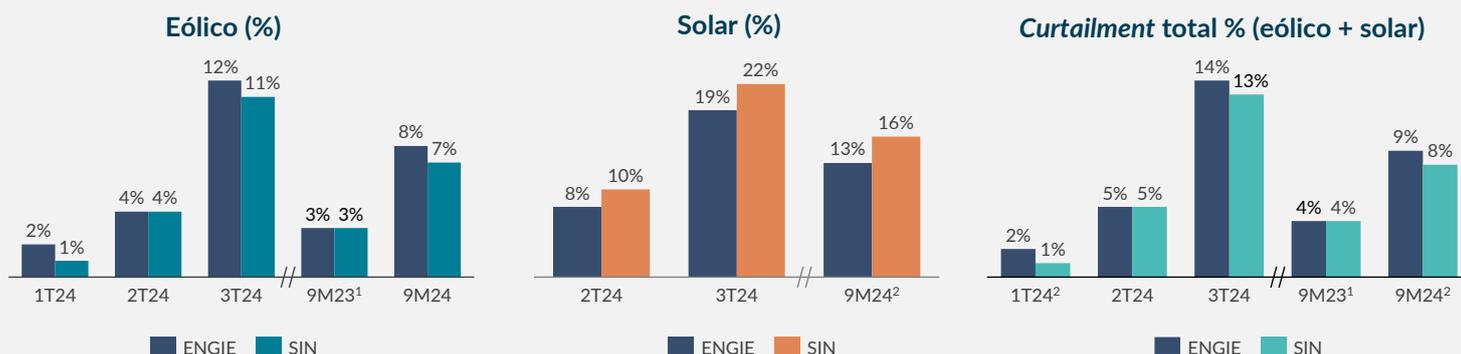
Nota:

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

Constrained-off 3T24 (Curtailment)

Constrained-Off, também conhecida como Curtailment, de acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pode ser classificado em três principais categorias: **Energética** (quando há impossibilidade de alocar a geração na carga), **Confiabilidade Elétrica** (devido a razões relacionadas à confiabilidade elétrica de equipamentos externos às usinas) e **Indisponibilidade Externa** (causada por indisponibilidades de instalações externas às usinas). Destas, apenas a razão de Indisponibilidade Externa permite que o agente seja potencialmente ressarcido pelas limitações de geração, desde que as condições estejam em conformidade com as regras estabelecidas pela Aneel e pelo ONS.

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



Notas:

1 Dados eólicos disponíveis a partir de janeiro/23.

2 Dados solares disponíveis a partir de abril/24.

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

Constrained-off por ativo

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

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

Nota:

1 Capacidade operacional em 30/09/2024.

2 Dados solares disponíveis a partir de abril/2024.

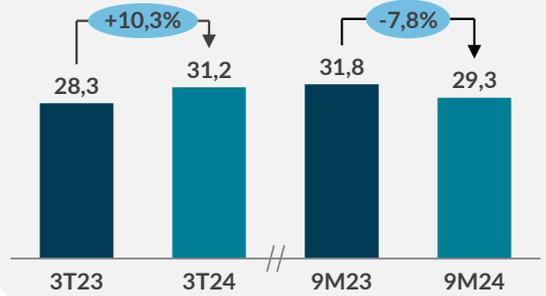
Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia com base em premissas divulgadas pelo ONS.

Transporte de Gás

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

Volume médio de gás movimentado

MM m³/dia



Portfólio de Venda de Energia Elétrica

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

Participação dos Clientes nas Vendas Físicas (%)



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



■ Distribuidoras ■ Clientes Livres ■ Comercializadoras ■ Trading

Estratégia de Comercialização de Energia Elétrica

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

Balanço de Energia

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

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

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

3 Desconsidera vendas por regime de cotas (UHes Jaguará e Miranda).

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

Notas:

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

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



Desempenho Econômico-Financeiro

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

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

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

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

Receita Operacional Líquida

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

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

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

Receita Operacional Líquida por Segmento

R\$ milhões



Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

Geração e Venda de Energia do Portfólio

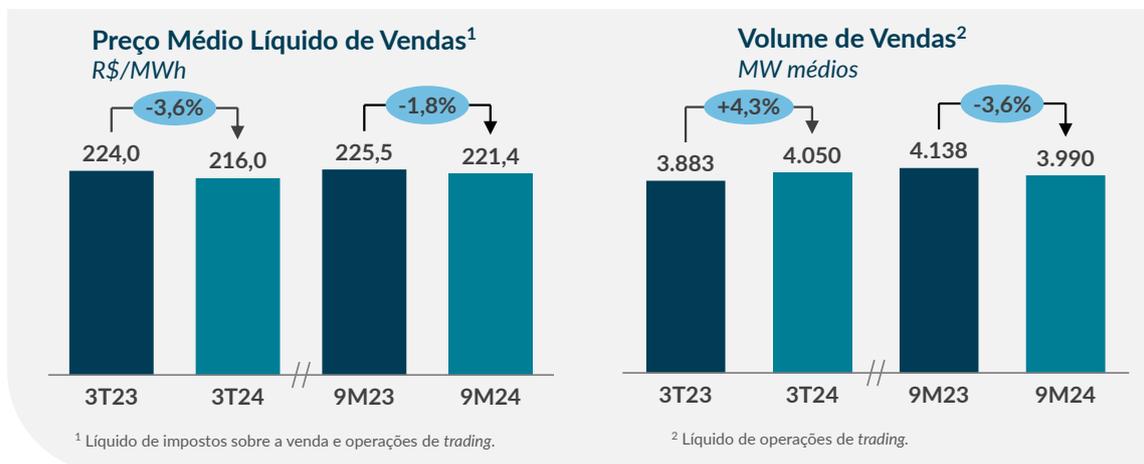
- Preço Médio Líquido de Venda e Volume de Vendas**

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

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

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

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



- **Receita de Venda de Energia Elétrica**

- **Distribuidoras:**

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

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

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

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

- **Consumidores Livres:**

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

- **Comercializadoras:**

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

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

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

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

- **Remuneração dos Ativos Financeiros de Concessões**

Os ativos financeiros de concessões representam o valor presente dos fluxos de caixa futuros da parcela da energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) das Usinas Hidrelétricas 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\$ 105 milhões, no 3T23, para R\$ 109 milhões no 3T24, acréscimo de R\$ 4 milhões (3,8%). A variação foi motivada, substancialmente, pela elevação do saldo médio do ativo e pelo aumento do IPCA entre os períodos em comparação.



Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (MT)

Custos Operacionais

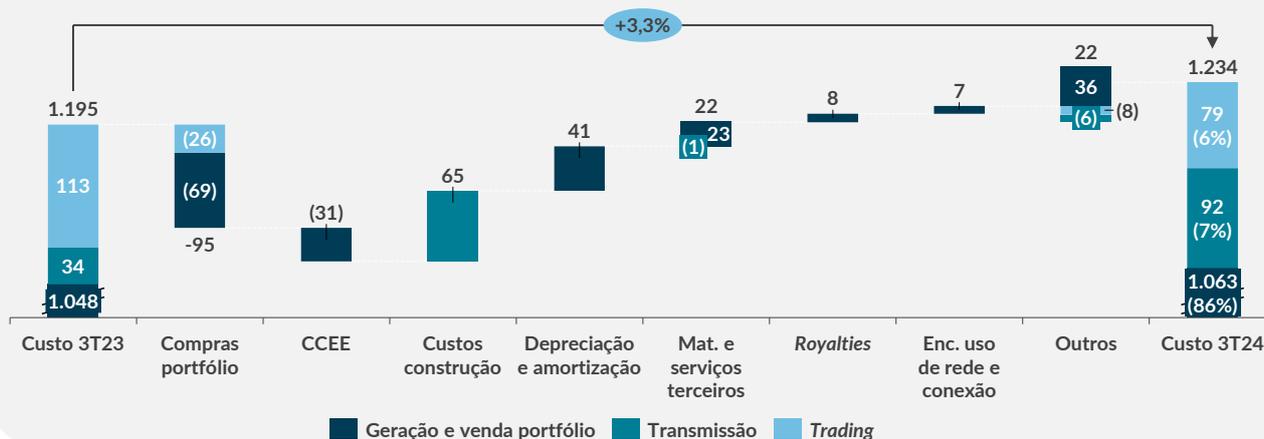
Custos por segmento – 3T24 x 3T23 (em R\$ milhões)

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

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

Evolução dos Custos Operacionais

R\$ milhões



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

Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

Geração e Venda de Energia do Portfólio

- **Compras de energia:** entre o 3T23 e o 3T24 houve redução de R\$ 69 milhões (18,0%) nas compras de energia, substancialmente motivada pela combinação das reduções de 11,2% no preço médio líquido de compras de energia (R\$ 39 milhões) e 169 GWh (77 MW médios) na quantidade de energia comprada (R\$ 30 milhões). Os decréscimos dos volumes decorrem da gestão de portfólio da Companhia, que contou com aumento da capacidade instalada própria nos últimos anos, e por sua vez, reduziu a necessidade de compras de energia de terceiros entre os períodos analisados. Já a variação dos preços médios de compras reflete a melhoria no cenário hidrológico nos momentos de contratação, conforme anteriormente mencionado, combinado com o aumento de oferta de energias renováveis ocorrido nos últimos anos, fatores que pressionaram negativamente os preços de energia do mercado livre.
- **Depreciação e amortização:** aumento de R\$ 41 milhões (18,7%) entre os trimestres em análise. A variação decorre, principalmente, da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos e pela entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Santo Agostinho a partir de março de 2023.
- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram inferiores em R\$ 31 milhões (66,0%) entre os trimestres em análise. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".
- **Materiais e serviços de terceiros:** incremento de R\$ 23 milhões (26,7%) no 3T24 quando comparado ao 3T23, em decorrência, principalmente, dos seguintes fatores: (i) reparos e manutenções nos parques eólicos da Companhia; (ii) aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos; e (iii) entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Santo Agostinho.
- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (Royalties):** elevação de R\$ 8 milhões (16,0%) entre os trimestres comparados em decorrência, basicamente, da maior geração das usinas hidrelétricas durante o 3T24 quando comparado com o 3T23 e pelo reajuste anual.
- **Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** acréscimo de R\$ 7 milhões (4,1%) entre os trimestres analisados, resultante, substancialmente, (i) da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos; (ii) pela entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Santo Agostinho; e (iii) do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição.
- **Outros custos operacionais, líquidos:** o aumento de R\$ 21 milhões decorre principalmente do reconhecimento no 3T24 de perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa.

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

Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia

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

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

Adicionalmente, no 3T24, houve o reconhecimento no grupo de outras despesas operacionais do montante de R\$ 25 milhões com efeito positivo no resultado em contrapartida do ativo de contrato. Este resultado tem como base, principalmente, a expectativa de revisão da estrutura de investimentos realizados e a taxa de remuneração de capital, resultando em modificações nos valores das RAP futuras. Em função da revisão, o saldo do ativo contratual foi ajustado para considerar o novo fluxo financeiro.

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

Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão:

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

Resultado Operacional do Segmento de Trading de Energia

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

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



Sistema de Transmissão Gralha Azul (PR)

Detalhamento das Operações de Curto Prazo

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Despesas com vendas, gerais e administrativas

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

Alienação de participação societária em controlada em conjunto

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

Provisão para Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*)

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

Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

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

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

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

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

Com a finalidade de possibilitar a reconciliação do lucro líquido com o Ebitda da TAG, apresentamos a tabela abaixo:

Ebitda (em R\$ milhões)	3T24		3T23	
	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	1.738	305	1.729	562
Depreciação e amortização	167	29	170	55
Amortização da mais valia	(10)	(2)	148	48
Ebitda¹	1.895	332	2.047	665
Margem Ebitda	85,8%		86,3%	

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

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

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

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

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

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

Balanco Patrimonial

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

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



Usina Hidrelétrica Passo Fundo (RS)

Ebitda e Margem Ebitda

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

	Energia elétrica				Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading	Transporte de Gás	
3T24					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	986	217	(2)	181	1.382
Depreciação e amortização	269	3	-	-	272
Ebitda¹	1.255	220	(2)	181	1.654
Custos de aquisição de subsidiárias	10	-	-	-	10
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1	1
Ebitda ajustado	1.265	220	(2)	182	1.665
Margem Ebitda ajustada	58,3%	75,6%	(2,6%)	-	65,6%
3T23					
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	954	201	-	320	1.475
Depreciação e amortização	229	3	-	-	232
Ebitda¹	1.183	204	-	320	1.707
Impairment	61	-	-	-	61
Ebitda ajustado	1.244	204	-	320	1.768
Margem Ebitda ajustada	57,6%	85,4%	-	-	70,3%
Variação					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	32	16	(2)	(139)	(93)
Depreciação e amortização	40	-	-	-	40
Ebitda	72	16	(2)	(139)	(53)
Custos de aquisição de subsidiárias	10	-	-	-	10
Impairment	(61)	-	-	-	(61)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1	1
Ebitda ajustado	21	16	(2)	(138)	(103)
Margem Ebitda ajustada	(0,7 p.p.)	(9,8 p.p.)	(2,6 p.p.)	-	(4,7 p.p.)

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

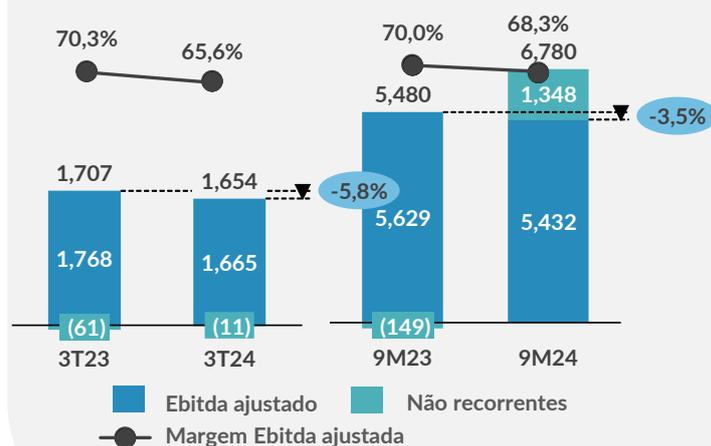
Entre o 3T24 e o 3T23, o **Ebitda reduziu R\$ 53 milhões (3,1%)**, passando de R\$ 1.707 milhões no 3T23 **para R\$ 1.654 milhões no 3T24**, considerando os custos na aquisição de subsidiárias, as alienações de participação societária em controlada em conjunto e o *impairment*. **Já o Ebitda ajustado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

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

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

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.

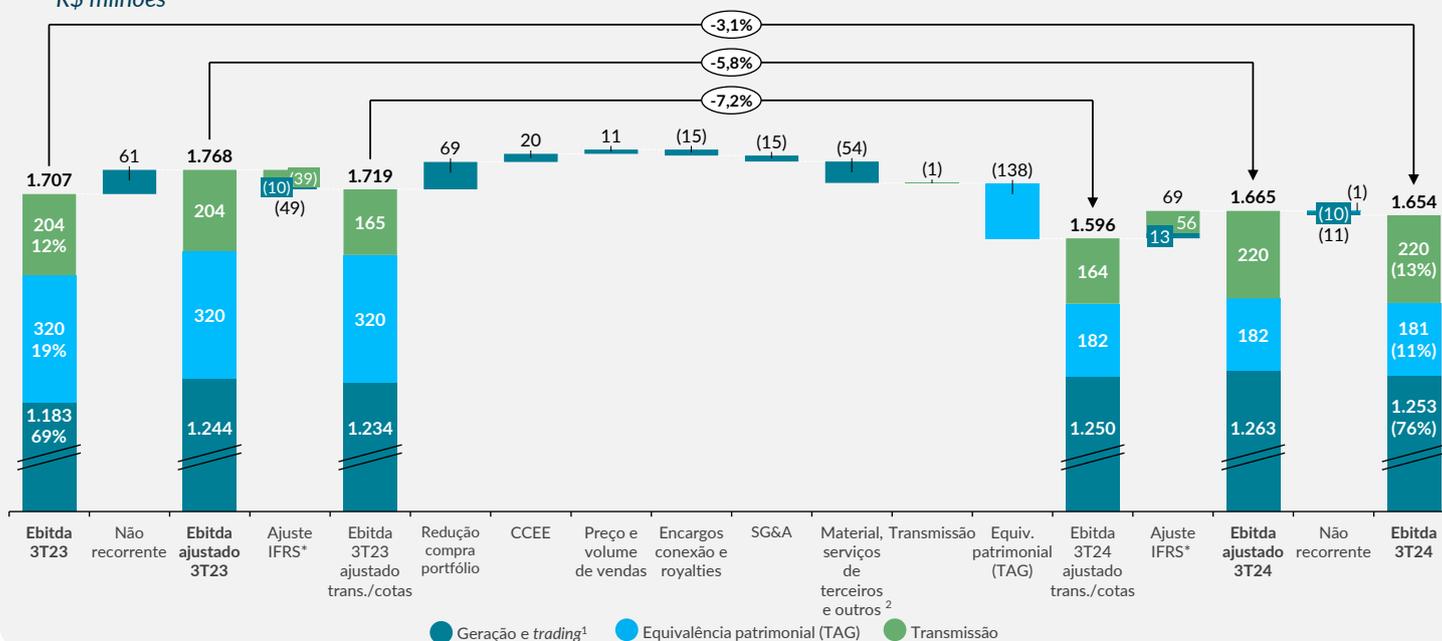
Já o **segmento de transmissão**, os principais **efeitos positivos**, foram: (i) reconhecimento de R\$ 25 milhões com efeito positivo decorrente da revisão do ativo de contrato; (ii) elevação de R\$ 8 milhões na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos), em decorrência, principalmente, da redução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

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

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

Evolução do Ebitda

R\$ milhões



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

¹ Contempla o resultado dos segmentos de geração e trading.

² Outros: excluindo o efeito societário de cotistas.

Resultado Financeiro

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

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

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

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

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

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

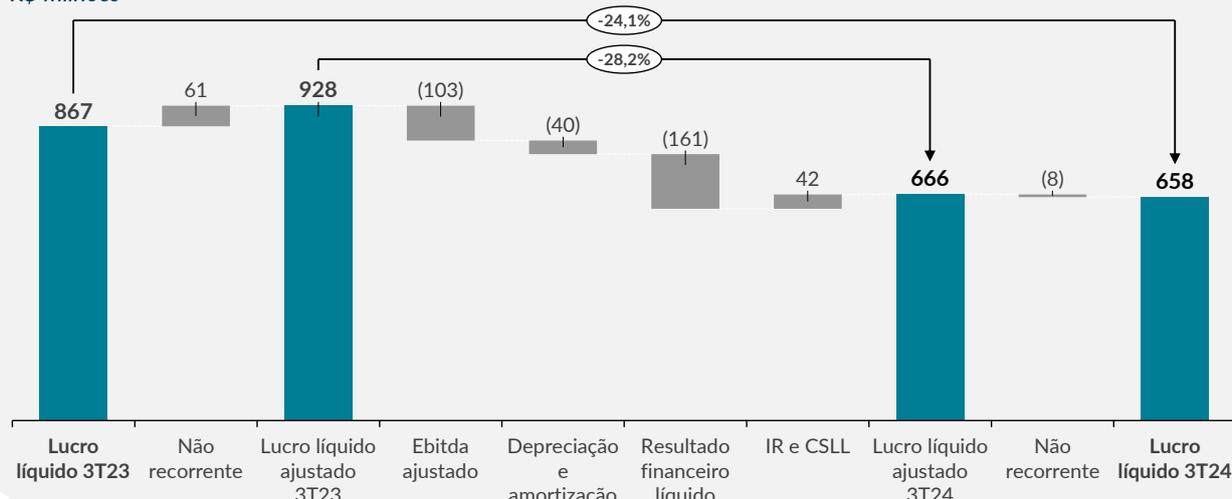
Lucro Líquido

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



Evolução do Lucro Líquido

R\$ milhões



Endividamento

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

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

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

Em 30 de setembro de 2024, a **dívida líquida** (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de **R\$ 19.095 milhões, aumento de 10,1%** em relação ao registrado ao fim do 2T24.

Evolução da Dívida Bruta

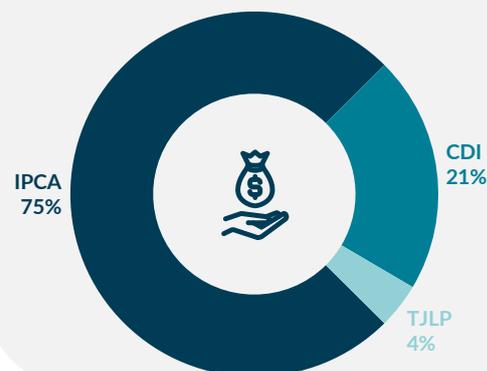
R\$ milhões



Dívida Líquida

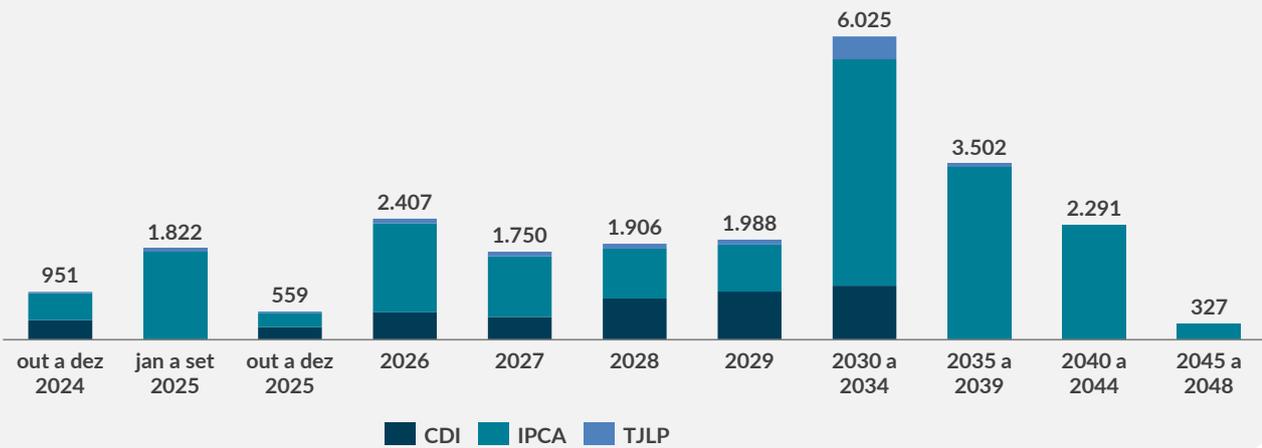
(em R\$ milhões)	30/09/2024	30/06/2024	Var. %
Dívida bruta	23.445	21.857	7,3
Resultado de operações de <i>hedge</i>	83	84	(1,6)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(384)	(386)	(0,5)
Caixa e equivalentes de caixa	(4.049)	(4.211)	(3,8)
Dívida líquida total	19.095	17.344	10,1
Dívida líquida/Ebitda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

Composição da Dívida



Cronograma de Vencimento da Dívida

R\$ milhões

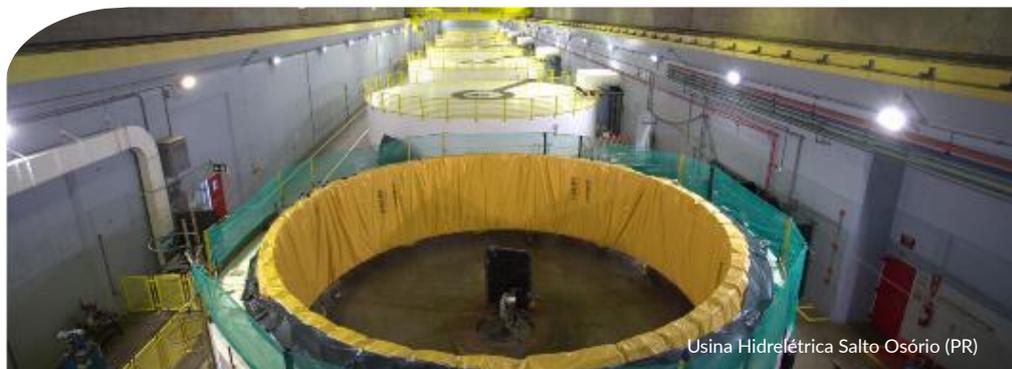
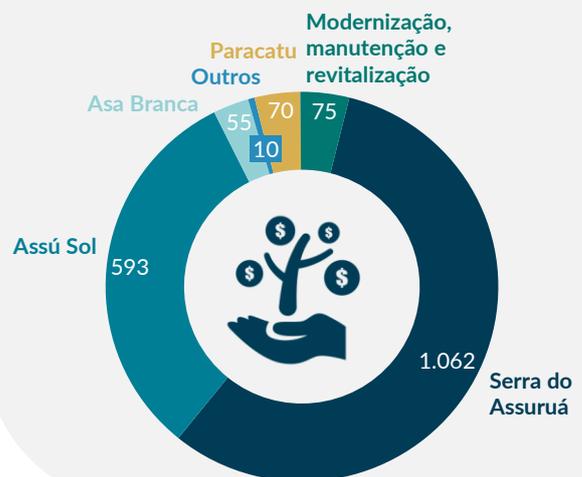


Investimentos

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

Investimentos

R\$ milhões



Usina Hidrelétrica Salto Osório (PR)

Compromisso com o Desenvolvimento Sustentável

Gestão Sustentável

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

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

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

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

Jornada pelo Clima

O Grupo ENGIE estabeleceu, globalmente, compromisso de i) redução das emissões de 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

- Criada com o objetivo de promover a conscientização no combate à violência doméstica contra a mulher, a campanha **Agosto Lilás**, conduzida anualmente pela Companhia, teve um alcance ainda maior em 2024. Com ações em três diferentes estados e sete municípios, os eventos foram organizados em parceria com o Instituto Maria da Penha e outros 23 parceiros via programa “Parcerias do Bem” – iniciativa que busca unir esforços de parceiros da ENGIE em ações sociais. **Cerca de 2 mil pessoas foram mobilizadas**, entre colaboradores da ENGIE, empresas parceiras e comunidades em eventos sobre o tema.
- O processo de atualização do **PACUERA (Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno de Reservatórios Artificiais) das Usinas Hidrelétricas Salto Osório e Salto Santiago** está em consulta pública. O novo plano, cuja revisão se iniciou em 2022 em consonância com os municípios limítrofes e órgão ambiental do estado do Paraná, tem a finalidade de orientar a gestão do uso do reservatório e seu entorno, disciplinando sua conservação, recuperação e usos múltiplos, respeitados os parâmetros estabelecidos nas normas aplicáveis. Os detalhes de cada encontro – serão quatro, entre 4 e 7 de novembro – estão disponíveis no **website: www.pacueras.com.br**.
- Com o objetivo de promover **estudos sobre impactos das mudanças do clima e do uso da terra no Setor Elétrico Brasileiro**, a ENGIE Brasil Energia investiu R\$ 4 milhões ao longo dos últimos dois anos no financiamento de **oito projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I)**, executados no âmbito do Programa de PD&I da Aneel. Os resultados, que incluem o aprimoramento de previsões climáticas de longo prazo, foram apresentados oficialmente em evento na sede da Companhia. A chamada pública visou identificar oscilações climáticas no passado e presente na América do Sul, determinar a evolução do clima regional, quantificar fontes de umidade para macro bacias hidrográficas brasileiras e aplicar essas informações no planejamento do setor energético. Além disso, buscou implementar ferramentas operacionais para atualizar projeções climáticas até 2060.
- A **quarta edição do Edital de Educação** selecionou 36 iniciativas, contemplando escolas de 29 cidades de 12 estados brasileiros. O edital deste ano, que recebeu o recorde de 272 inscrições, priorizou projetos de saúde mental e de fomento mental às disciplinas instrumentais português e matemática. **Cada projeto selecionado receberá R\$ 10 mil**. O objetivo do Edital de Educação é incentivar e financiar projetos que beneficiem crianças e adolescentes do ensino médio e fundamental das redes pública e privada.
- Foi realizado no dia 15 de agosto, em Natal (RN), o **"Workshop Sobre os Programas Ambientais do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol" para o Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (Idema/RN)**, no âmbito da implantação do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. O evento representou uma importante iniciativa de integração entre as equipes responsáveis pela execução dos programas ambientais do projeto e o Idema. O workshop não apenas cumpriu seu objetivo de promover a troca de experiências e conhecimentos, mas também reforçou o compromisso da Companhia com a transparência e a sustentabilidade em todas as fases dos empreendimentos.
- Neste trimestre concluímos o importante processo de escuta ativa e diálogo com *stakeholders*. Os **Painéis de Sustentabilidade**, iniciativa coordenada pelo Comitê de Sustentabilidade, **reuniram cerca de 800 pessoas do entorno de todos os ativos operacionais da Companhia**, com o objetivo de fortalecer o relacionamento, mapear o cenário das comunidades e levantar oportunidades de contribuição para o desenvolvimento sustentável das localidades das quais fazemos parte. Mais detalhes sobre o processo e desdobramentos serão descritos no Relatório de Sustentabilidade 2024.



Painel de diálogo com stakeholders em Itá (SC)

Indicadores de Sustentabilidade

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

Indicadores de Sustentabilidade

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

Notas:

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

Governança Corporativa

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

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

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

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

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX

(Base 100 - 31/12/2023)



Assú V (foto do colaborador Valter Colombo)

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

ANEXO 1

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – ATIVO

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

ANEXO 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO

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

ANEXO 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A. DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

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

ANEXO 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A. DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

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

ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

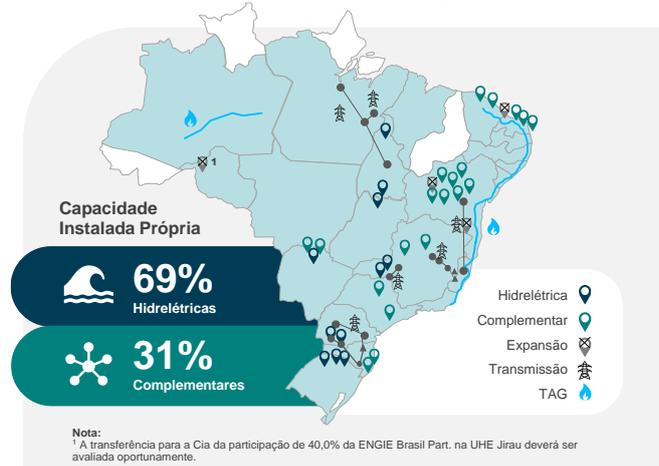
FACT SHEET 3T24

Visão Geral

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

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

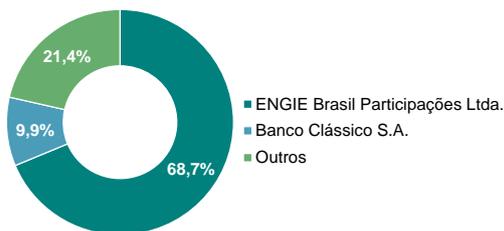
Portfólio equilibrado de negócios em infraestrutura em energia



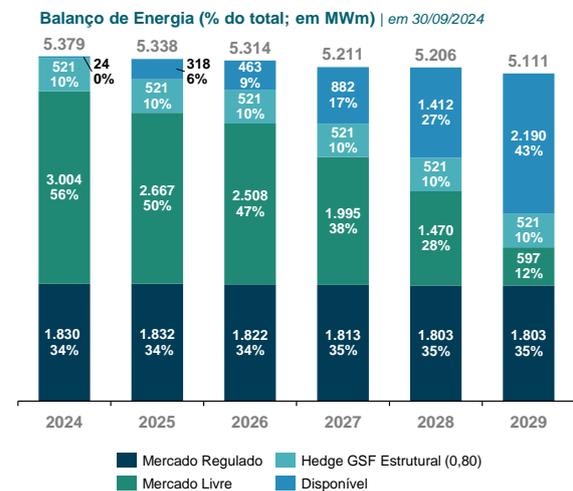
Capacidade instalada própria de geração de energia de **9.290 MW (4.525 MWm)**, **2.710 Km** de linhas de transmissão em operação e participação de **17,5%** na TAG.

Composição Acionária

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



Balanco de Energia



EGIE
B3 LISTED NM

IBOVESPA B3

IEE B3

ITAG B3

ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 3T24

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

Notas:

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



■ Dívida Líquida¹ (R\$ milhões)
 ● Dívida Líquida/ LTM Ebitda Ajustado² (x)

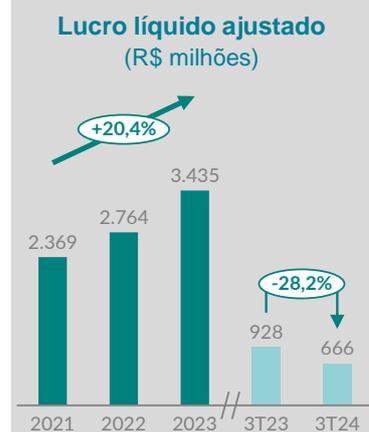
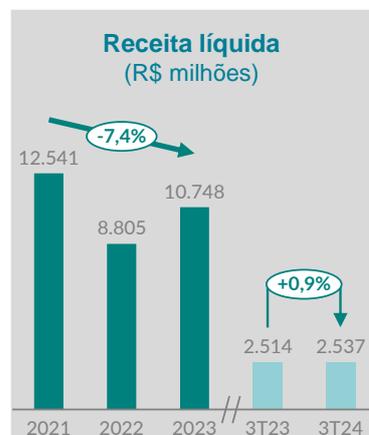
Notas:
¹ Dívida líquida de operações de hedge.
² Ebitda ajustado nos últimos 12 meses.

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-
 repectação 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).



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

ISEB3

ICO2B3

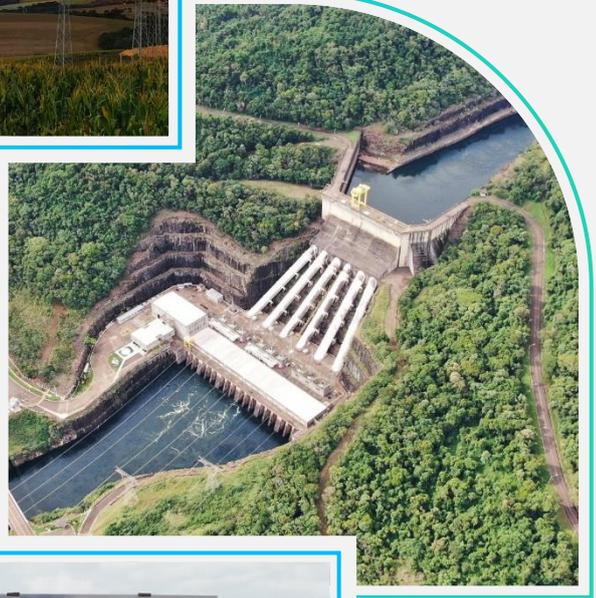
IDIVERSA B3

EGIE
B3 LISTED NM



Earnings Release 3Q24

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 Nov 6, 2024 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, November 5, 2024. ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE" or "Company") – B3: EGIE3, ADR: EGIEY - announces earnings for the Third Quarter and nine months period ending on September 30, 2024 (3Q24/9M24). 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.

The ENGIE logo is displayed in white, lowercase letters with a white curved line above it, set against a background of a landscape with power lines and green fields.

ENGIE Brasil Energia wins Block 1 in the Aneel transmission auction. Operational installed capacity reaches 11 GW

INSIDE
EGIE3
2024

November, 28th

*The recording of the event will be available on the Company's website as from November 29th.

Highlights



The **adjusted net income** was **R\$ 666 million** in 3Q24, 28.2% (R\$ 262 million) lower than posted in 3Q23, basically as a result of the partial sale of the stake in TAG.



Adjusted Ebitda² in 3Q24 reached **R\$ 1,665 million**, a decrease of 5.8% (R\$ 103 million) compared to 3Q23. The **adjusted Ebitda margin** was **65.6%** in 3Q24, 4.7 p.p. lower than reported in 3Q23.



Net operating revenue reached **R\$ 2,537 million** in 3Q24, 0.9% (R\$ 23 million) higher than recorded in 3Q23.



The **average price of the energy sales agreements**, net of taxes on revenues and trading operations, was **R\$ 215.96/MWh** in 3Q24, 3.6% lower than registered in 3Q23.



Excluding trading operations, the **energy sales volume** in 3Q24 was 8,942 GWh (**4,050 average MW**), 4.3% higher than sold in 3Q23.



The Company successfully **bid for Block 1** in the Aneel Transmission Auction 02/2024, approximately 780 kilometers in length, and transecting the states of Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo and Espírito Santo.



During 3Q24, 50 wind turbines **began commercial operations** at the **Serra do Assuruá Wind Complex** in the state of Bahia, corresponding to 225 MW of capacity. In the quarter, 53 of the project's total of 188 wind turbines were also operating on a test basis.



For the **14th time**, the Company was awarded **Anefac's Transparency Trophy**, which recognizes companies with the best governance and transparency practices in financial statements releases to the market.

ENGIE BRASIL ENERGIA

Summary of Financial and Operational Indicators

Consolidated (in R\$ million)	3Q24	3Q23	Chg.	9M24	9M23	Chg.
Net Operating Revenue (NOR)	2,537	2,514	0.9%	7,948	8,037	-1.1%
Results from Operations (EBIT)	1,382	1,475	-6.3%	5,997	4,790	25.2%
Ebitda ¹	1,654	1,707	-3.1%	6,780	5,480	23.7%
Adjusted Ebitda ²	1,665	1,768	-5.8%	5,432	5,629	-3.5%
Adjusted Ebitda by transmission and quota effects ³	1,596	1,719	-7.2%	5,141	5,439	-5.5%
Ebitda / NOR - (%) ¹	65.2	67.9	-2.7 p.p.	85.3	68.2	17.1 p.p.
Adjusted Ebitda / NOR - (%) ²	65.6	70.3	-4.7 p.p.	68.3	70.0	-1.7 p.p.
Net Income	658	867	-24.1%	3,213	2,482	29.5%
Adjusted Net Income	666	928	-28.2%	2,314	2,615	-11.5%
Adjusted Return on Equity (ROE) ⁴	26.5	37.3	-10.9 p.p.	26.5	37.3	-10.9 p.p.
Adjusted Return on Invested Capital (ROIC) ⁵	16.7	21.1	-4.4 p.p.	16.7	21.1	-4.4 p.p.
Net Debt ⁶	19,095	15,335	24.5%	19,095	15,335	24.5%
Gross Power Production (avg MW) ⁷	6,338	5,597	13.2%	6,194	4,408	40.5%
Energy Sold (avg MW) ⁸	4,050	3,883	4.3%	3,990	4,138	-3.6%
Average Net Sales Price (R\$/MWh) ⁹	215.96	223.97	-3.6%	221.44	225.49	-1.8%
Number of Employees - Total	1,234	1,137	8.5%	1,234	1,137	8.5%
EBE Employees	1,211	1,116	8.5%	1,211	1,116	8.5%
Employees on Under Construction Plants	23	21	9.5%	23	21	9.5%

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



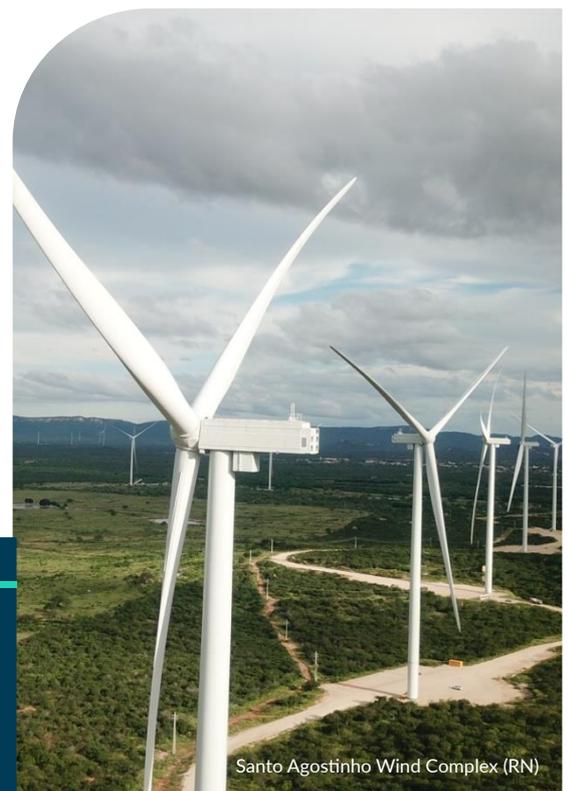
A further 36 wind turbines at the Serra do Assuruá Wind Complex were authorized for **commercial operation** and 40 were operating on a test basis by November 5, 2024.



On October 24 and 31, the first two plants of the **Assú Sol Photovoltaic Complex** went into **test operation**, adding 90,5 MW out of a total of 752 MW to the Company's generating park.

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

This year has presented us with great opportunities as well as immense challenges. We have some important generation and transmission projects under construction simultaneously, at the same time also confronting a growing degree of curtailment nationwide while developing the Free Energy Market which continues to bolster our relationship with companies of different sizes in all regions of Brazil. However, our financial robustness, balanced management of risk, delivery capacity and confidence we enjoy in the market all translate into important competitive differentials.

Overall, ENGIE Brasil Energia invested R\$ 1.9 billion in 3Q24 bringing the amount up to R\$ 7.5 billion applied in the first nine months of the year. In the third quarter, investments were largely directed to construction work on new projects. In August, work on the **Santo Agostinho Wind Complex** was finalized, becoming 100% operational at its location in the state of Rio Grande do Norte, with 70 wind turbines and an installed capacity of 434 MW. In the same month, the start of commercial operations at the **Serra do Assuruá Wind Complex** represented a milestone in the installation of one of the largest wind energy projects ever to be built in a single phase by the ENGIE Group either in Brazil or worldwide. Comprising 24 wind farms located in the municipality of Gentio do Ouro, state of Bahia, the progress of work on the project reached 80.4% completion in the quarter with work scheduled for conclusion by the first half of 2025, adding a further 846 MW to the Company's generator park.

Already in the process of implementation, work on the **Assú Sol Photovoltaic Complex** in Rio Grande do Norte, was already 58% complete by the end of the quarter. The Complex is to have an installed capacity of approximately 752 MWac (895 MWp) and an estimated commercial capacity of 228.7 average MW. Still in the field of solar generation, we would make a special point of mentioning the conclusion to the revitalization of the **Paracatu Photovoltaic Plant**. A major storm in April 2023 damaged 65% of its generation structure, some 20% of it irrecoverable. Following the stages of decommissioning, disposal of waste, repair of damage, rearrangement, and reconstruction, on October 16, 2024, the plant was completely reenergized, reestablishing its total capacity of 132 MW and enabling it to honor its supply agreements in the regulated market.

Still in 3Q24, we commemorated a successful bid for the concession of the principal lot in the Aneel 02/2024 Transmission Auction. This includes the construction and operation of about 780 kilometers of electricity transmission line together with two new substations. The **Graúna Transmission System**, as it is denominated, also includes the provision of a servicing function of 162.6 kilometers of existing transmission line and two substations. The project is located in the states of Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo and Espírito Santo, transecting 47 municipalities.

This quarter also saw the beginning of work on the **Asa Branca Transmission System** crossing the states of Bahia, Minas Gerais, and Espírito Santo, with a total of approximately 1,000 kilometers of transmission line and incorporating the expansion of five associated substations. In addition to Asa Branca and Graúna, the Company has more than 2,700 km of already energized transmission line in Paraná, Pará and Tocantins. These projects serve to enhance the National Interconnected System (SIN), avoiding overloading and undervoltage on existing transmission lines as well as reinforcing the interconnection between the Northeast and the Southeast to absorb energy flows from renewable sources.



Generating and selling energy to the free market for more than 20 years, we work to supply products which simplify access to the Free Energy Market and to sophisticated energy and decarbonization products for customers of all sizes.

The security of the grid (SIN) has been a concern of the National System Operator (ONS) and energy generators such as ENGIE Brasil Energia. The need to reduce or interrupt generation, known as curtailment, has become increasingly frequent in order to maintain the system's stability. Among the main reasons for this reality are excessive subsidies granted to centralized renewables and distributed generation. We defend the collaboration between sector companies, Government, Congress and the ONS in efforts to build efficacious solutions which guarantee that the harnessing of generated energy is optimized and the allocation of costs is more adequately distributed, avoiding the burden falling on the consumer.

Generating and selling energy to the free market for more than 20 years when this structure began to be implemented in Brazil, ENGIE Brasil Energia enjoyed a **market share of 7.5% in the third quarter of this year** in relation to the total of the free energy. We work to offer products which simplify access to the Free Energy Market as well as to sophisticated energy and decarbonization products for customers of all sizes. These initiatives were instrumental in an **increase of 55.1% in the number of free consumers in 3Q24** in relation to the same period of 2023. Our guarantee of delivery engenders reliability and security to long-term agreements, responsible for ensuring good results in an extremely competitive environment.

As to our financial results, in 3Q24, ENGIE Brasil Energia reported **net operating revenue** of R\$ 2.5 billion, a 0.9% increase in relation to 3Q23, a reflection more particularly by the increase in sales volume and transmission revenues, attenuated by revenue from transactions conducted across the short term market (CCEE) as well as trading business.

Adjusted Ebitda was R\$ 1.7 billion, a reduction of 5.8% compared with 3Q23, essentially due to the partial divestment of the stake in TAG and an increase in the costs of material and third-party services, the effect of these factors attenuated by the reduction in the costs of purchasing energy for the portfolio and a positive net result in CCEE transaction.

Adjusted net income for 3Q24 was R\$ 666 million, 28.2% lower than the Company reported in the same period in 2023 in the light of factors already mentioned together with the increase in net financial expenses and depreciation and amortization.

We cannot fail to end this message without sharing our satisfaction that, once again, ENGIE Brasil Energia has been elected the highlight of the energy segment in *Exame* magazine's Best and Biggest ranking, as well as being awarded, for the 14th time, the Transparency Trophy, which recognizes best practices of transparency and quality in the disclosure of financial information. For the second year running, ENGIE Brasil Energia has also been included in B3's diversity index, IDIVERSA, which brings together a select group of companies promoting not only a more just society, but also diversity as an investment thesis, encouraging others to follow suit. These accolades, which recognize our performance based on ESG guidelines - respecting environmental, social and governance aspects - demonstrate our success in navigating volatility in the business climate, at the same time accelerating the energy transition and positively impacting people's lives, strengthening trust and credibility with the business community and society.

In this third quarter, we have also learnt that for the second year running, we are ranked among the Broadcast Companies Top 10 Award, which recognizes those companies providing the most return to investors. Such recognition motivates us to continue working to generate and share value in a sustainable way among our various stakeholders.

Believing as we do in the country's growth potential, we remain attentive to opportunities for helping Brazil achieve its full potential, promoting economic development, ensuring our organic growth, and expanding the diversification of our portfolio. In addition, we will be participants in the discussion surrounding the regulatory changes expected for the modernization of the Brazilian electricity sector, bringing benefits to both the economy and society.

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 3Q24, ENGIE Brasil Energia had **9,290.2 MW of installed capacity** and operates a generating complex with 11,000.0 MW, comprised of 109 plants (11 hydro and 98 complementary energy source plants – biomass, SHP, wind powered and solar), 105 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 September 30, 2024

Power Plants	Source	Location	Installed Capacity (MW)		Concession expiration date	Assured energy (aMW) Company's Share
			Total	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) Company's Share
				Total	Company's Share		
Serra do Assuruá Complex ²	Wind Farm	5	Lages and Pedro Avelino (RN)	225.0	225.0	Nov/56	113.5
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 Termoelétrica	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	9.7
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				2,884.9	2,874.8		1,283.3
Total				11,000.0	9,290.2		4,525.3

¹ For the composition of wind and solar complexes.

² Complex composed of 24 wind power plants, 14 of which in full commercial operation on 09/30/2024.

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 September 30, 2024

Transmission line	Location	Extention km	Annual RAP (R\$ million) *	Substations	Property	Concession expiration
Gralha Azul	State of Paraná	909.0	323.9	5	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	1	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 4,500 km of high-pressure gas pipelines extending along the country's southeastern and northeastern seaboard 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, 15 active gas entry points (including three Liquefied Natural Gas (LNG)) and a further 90 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 **128 firm contracts during 2024**, which totaled 10 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



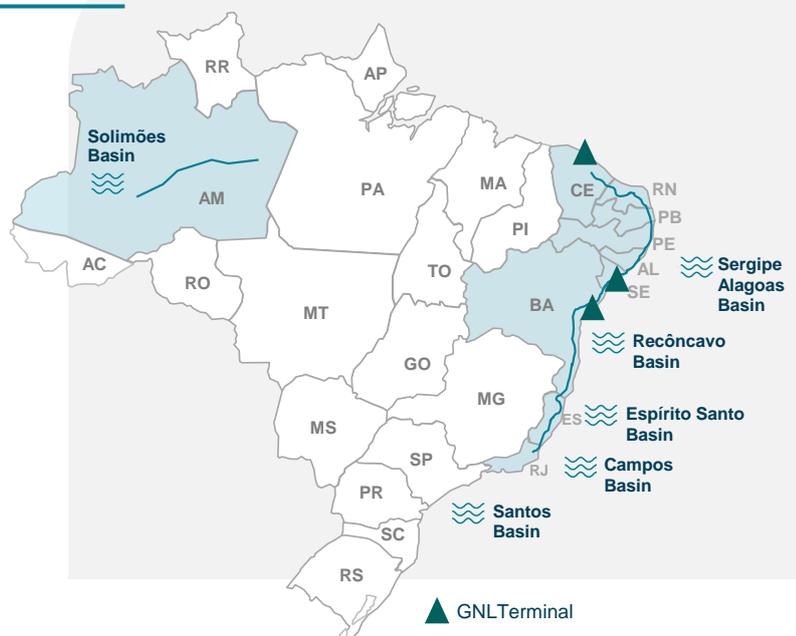
In June 2024, TAG issued institutional debentures of the simple, unsecured type worth R\$ 3.0 billion, maturing in five years at a cost of CDI + 0.98%.

TAG has a series of projects in hand to be executed over the next five years and surpassing R\$ 5.2 billion in investments. Approximately 55% of this amount is in projects to expansion of TAG's transportation capacity or extension to the transportation network in line with the positive outlook of ENGIE Group for the natural gas industry in Brazil.

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.
- **Interconnection between the Catu-Pilar Gas Pipeline and the Sergipe Terminal**, connecting the LNG storage and regasification terminal to the TAG transportation network, 25 km long. The access connection agreement with Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (Celse), currently a member of the Eneva group, was signed on June 13, 2022, worth an investment of R\$ 380 million. In May 2023, the Ministry of Mines and Energy also classified the project as priority. The work on the project was concluded in September 2024 and operations began in October.
- **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 fourth quarter 2024.

TAG Gas Pipelines Location



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.
- **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

Contrac/Section	Extension (km)	Contract Maturity ¹	% Projected of Net		Readjustment index
			Volumes 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 Parda-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 The Lagoa-Parda contract has been renewed for 2024, but as an extraordinary contract, with expiration on December 31, 2024.



Transportadora Associada de Gás - TAG

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**.

On June 17, 2024, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Eletrobras Chesf signed an agreement to acquire up to 100% of the stake of Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil – Eletrobras CGT Eletrosul in Jirau Energia (20% of its capital stock), for the amount of up to R\$ 1.9 bilhão, conditional on conclusion of market conditions precedent.



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 3Q24, the Jirau Energia generated 387 average MW, 35.9% lower than the 605 average MW for 3Q23, while the National Electrical System Operator Uptime Ratio (FID) was 100% (data subject to final Electric Energy Trade Board (CCEE) booking).

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 will be approximately **780 kilometers in length**, incorporating **six transmission lines, two substations and a new sectioning point together with continued servicing of four existing lines (totaling 162.6 kilometers) and two substations** in the states of Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo, and Espírito Santo, crossing 47 municipalities.

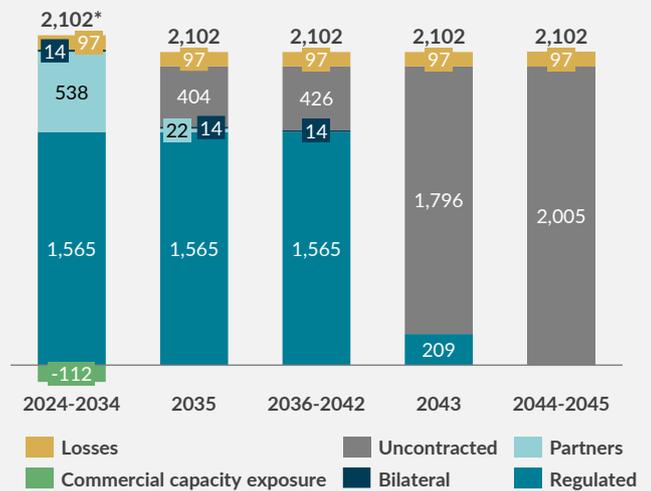
The public service transmission line concession, including licensing, construction, operation, and maintenance of the transmission installations will be 30 years as from date of signature of the concession agreement. The maximum permitted term for construction is 60 months, albeit with the possibility of abbreviating the period.

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

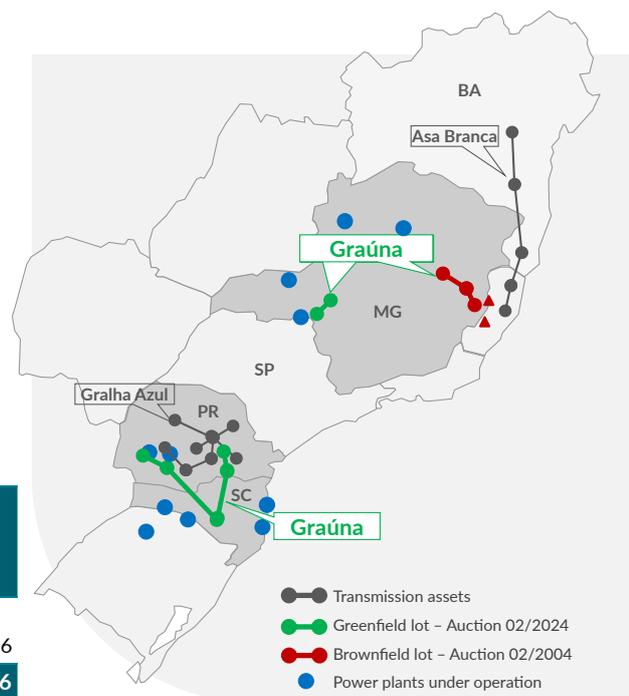
¹ Value as of September 2024.

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.



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 3Q24, Inema (the state of Bahia Environmental Protection Agency) issued the **Installation License** for the Morro do Chapéu II - Poçoões III section, allowing work to begin. Work on **preparing the construction sites, brush clearance and earth movement** at the substations is already underway together with **topographic work, drilling, and brush clearance** along the route of the transmission lines. Also, during September, **delivery on site of the metallic structures for the transmission line towers** 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

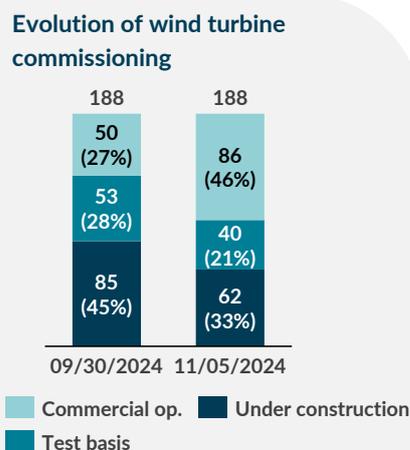
¹ Value as of July 2024.

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).



By the end of 3Q24, **80.4% 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 60% of the wind turbines having been assembled/erected and 45% of them commissioned. The substation, transmission line and connection bay are already completely energized. Civil engineering work and medium voltage networks are in the final stages of execution, conclusion being expected by the end of 2024.

As of September 30, 2024, 50 wind turbines were in commercial operations while a further 53 were operating on a test basis. By November 5, 36 more generator units were operating commercially and 40 were on a test basis.

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 **228.7 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 **58% completion by the end of 3Q24**. Engineering activities are being executed as well as brush clearance, earthmoving, drainage, foundations, trackers and solar panels installation and commissioning. Activities for connection to the system were 99% completed in physical, with construction and commissioning of the transmission line and connection bay already finalized while the collector substation is at the commissioning stage.



Trackers assembly and solar panels installation

Implementation activities reached 58% completion. Underway: engineering activities, foundations, assembly of the trackers, installation of the solar panels and commissioning.

The entry into commercial operations of the first photovoltaic unit is expected for the fourth quarter of 2024, while full commercial operations are scheduled for the fourth quarter of 2025.

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

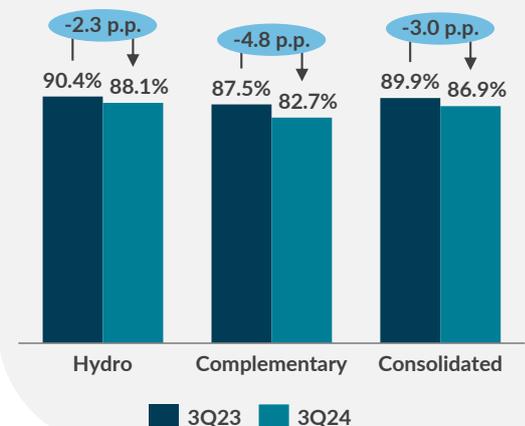
The plants operated by ENGIE Brasil Energia reported uptime working of **86.9% in 3Q24, if all scheduled and forced shutdowns are taken into account**: 88.1% for the hydroelectric plants and 82.7% with respect to the plants fired from complementary energy sources, namely SHPs, biomass, wind and photovoltaics.

Uptime of the **hydropower plants** in 3Q24 was 2.3 p.p. lower than the same period in 2023, largely due to the execution of corrective maintenance at the Salto Santiago Hydropower Plant's number two generator unit as well as preventive inspection conducted on the generator units of the Cana Brava Hydropower Plant.

The **plants operated from complementary sources** reported a year-on-year reduction of 4.8 p.p. in uptime working in 3Q24, mainly due to a defect in the number four generator unit of the Ferrari Thermoelectric Plant (biomass) and the replacement of parts in two wind turbines at the Estrela Wind Farm (part of the Trairi Wind Complex).

Uptime Operating

Considering scheduled shutdowns



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 99,97% in 3Q24 and 99,99% in 9M24**. Implementation work on the transmission assets was concluded in February 2023, when all remaining transmission lines and substations went into service.

Energy Production

Electricity output from plants operated by ENGIE Brasil Energia was 13,994 GWh (6,338 average MW) in 3Q24, a result **13.2% higher** when compared to the production of the 3Q23.

Out of total energy production in 3Q24, the hydropower plants accounted for 11,329 GWh (5,131 average MW) and the complementary plants, 2,665 GWh (1,207 average MW). The results represent increases of 7.9% in generation from the hydropower plants and 43.1% in generation from complementary sources, respectively, compared with 3Q23.

The increase in total **hydropower plant generation** in 3Q24 when compared to the same period in 2023, is a reflection of greater generation capacity at the Miranda and Jaguará Hydroelectric Power Plants as well as the operational policy adopted by the ONS for plants in the Tocantins river basin during the summer period on the beaches. This policy translated into enhanced generation from the Cana Brava, São Salvador and Estreito hydropower plants.

Between June and August 2023, modernization work was conducted on the number three Generator Unit of the Miranda Hydropower Plant, in the process reducing its capacity by a third in the period. Conversely, in 3Q24, the generator unit was not subject to any long-term shutdown, so maximizing generation.

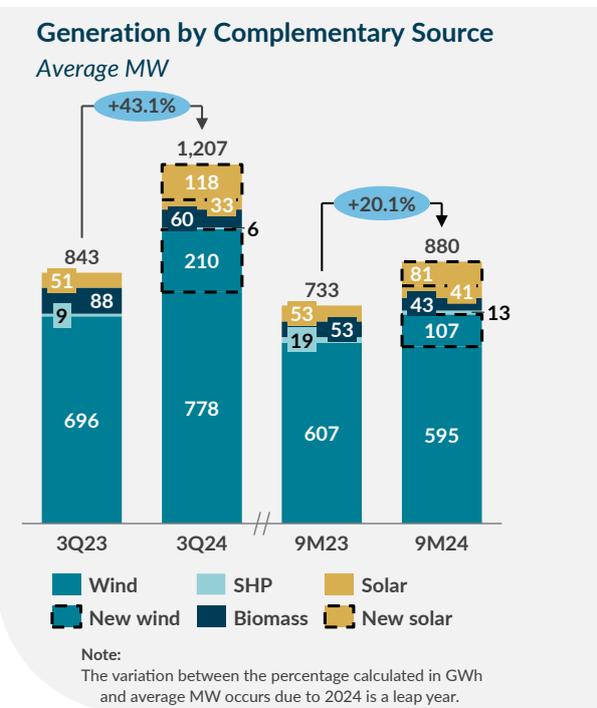
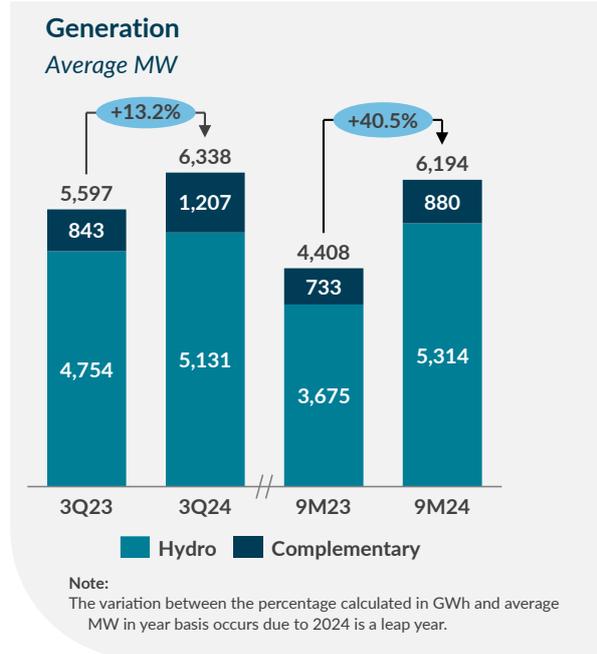
The same situation applied to the Jaguará Hydropower Plant where modernization work on the number One Generator Unit was carried out between May and November 2023 with a corresponding reduction in output for the period. In 3Q24, the plant was generating at maximum capacity for the larger part of the period and allowing the ONS to ramp up dispatch.

Despite a below average rainy season, there was an increased generation from the hydropower plants in the Tocantins River basin due to the operational policy adopted for the dry season in the region between May and August this year in accordance with ANA Resolution 70/2021. The outflow established for the Serra da Mesa Hydropower Plant for the 2024 season was double that of recent years. As Serra da Mesa is the headwaters plant on the river, this translated to an increase in flows for the entire chain of plants downstream, consequently increasing overall generation.

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.

Increased generation from **complementary plants** in 3Q24 was largely a reflection of increased wind and solar generation. The former driven by greater wind speeds compared with 3Q23, particularly in the case of the complexes situated in the state of Bahia - Campo Largo I and II and Umburanas -, the three combined producing 11.5% more than in the same period 2023. A further factor driving growth in wind power was the startup in full commercial operations of the Santo Agostinho Wind Complex and partial operations at the Serra do Assuruá Wind Complex, the two combined generating 517 GWh (234 average MW) in 3Q24. Total wind generation amounted to 2,183 GWh (988 average MW) in 3Q24, 41.9% greater than reported for 3Q23.

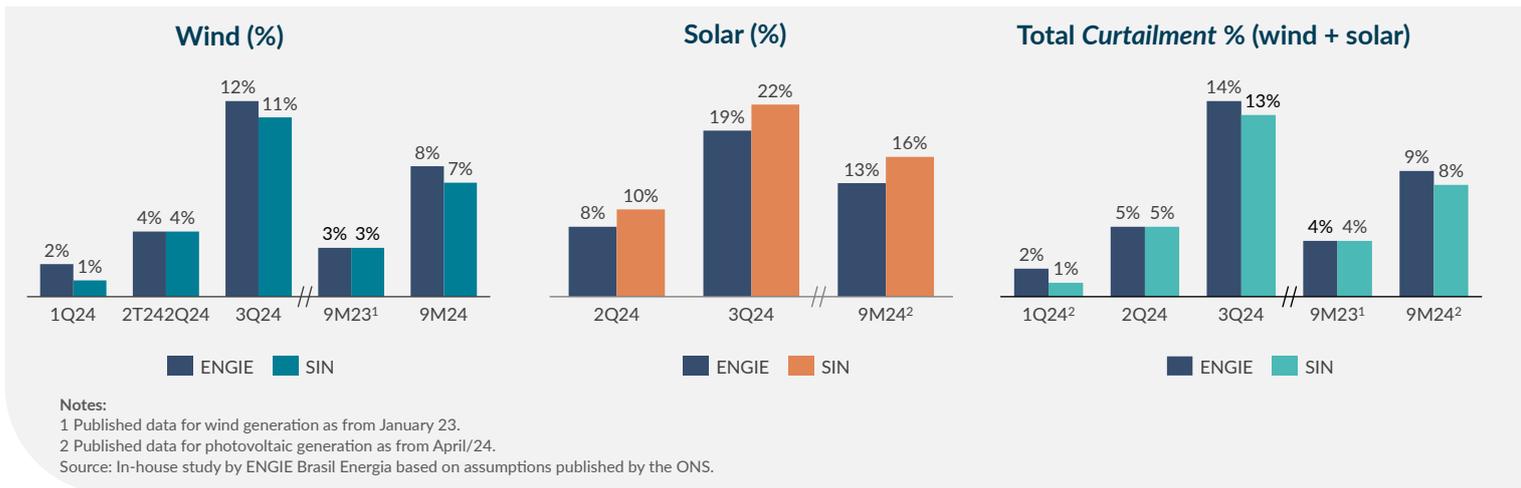
Generation from the photovoltaic plants was 334 GWh (151 average MW), the result of the contribution of the Juazeiro, Sertão Solar, Sol do Futuro, São Pedro and Lar do Sol plants acquired in March 2024, accounting for the generation of 261 GWh (118 average MW), equivalent to 78.1% of the total from photovoltaic sources for 3Q24.



Constrained-off (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 **3Q24**, the wind and solar power plants operated by ENGIE Brasil Energia recorded 14% generation curtailment, compared to 13% for the other plants in the National Interconnected System (SIN). Of this total, the Company's wind farms recorded a 12% reduction in production compared to 11% in the SIN, and 19% in solar versus 22% for the SIN, as can be seen in the following graphs:



Constrained-off by asset

Wind power plants	Commercial capacity (avgMW)	3Q24 (%)	9M24 (%)
Trairi (CE)	97.2	17%	12%
Santo Agostinho (RN)	224.2	30%	23%
Serra do Assuruá (BA)	113.5 ¹	1%	1%
Campo Largo II (BA)	192.5	9%	5%
Umburanas (BA)	213.3	7%	4%
Campo Largo I (BA)	166.5	8%	5%

Solar power plants ²	Commercial capacity (avgMW)	3Q24 (%)	9M24 (%)
Sol do Futuro (CE)	16.2	17%	13%
Floresta (RN)	25.1	50%	35%
Assú V (RN)	9.2	27%	21%
Juazeiro (BA)	34.8	21%	15%
Sertão Solar (BA)	26.1	31%	21%
São Pedro (BA)	16.0	25%	20%
Lar do Sol (MG)	53.0	11%	8%
Paracatu (MG)	34.0	8%	7%

Nota:

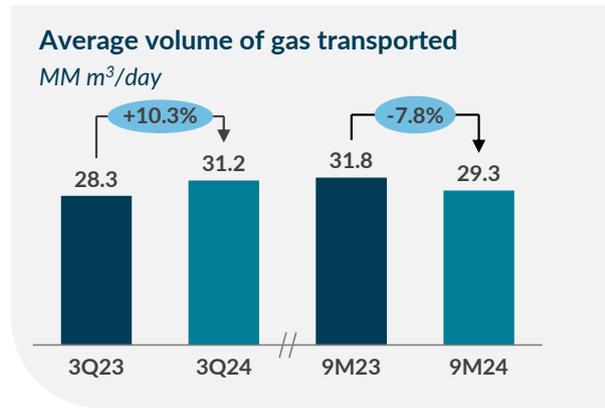
¹ Operational capacity on 09/30/2024.

² Solar data available from April/2024.

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

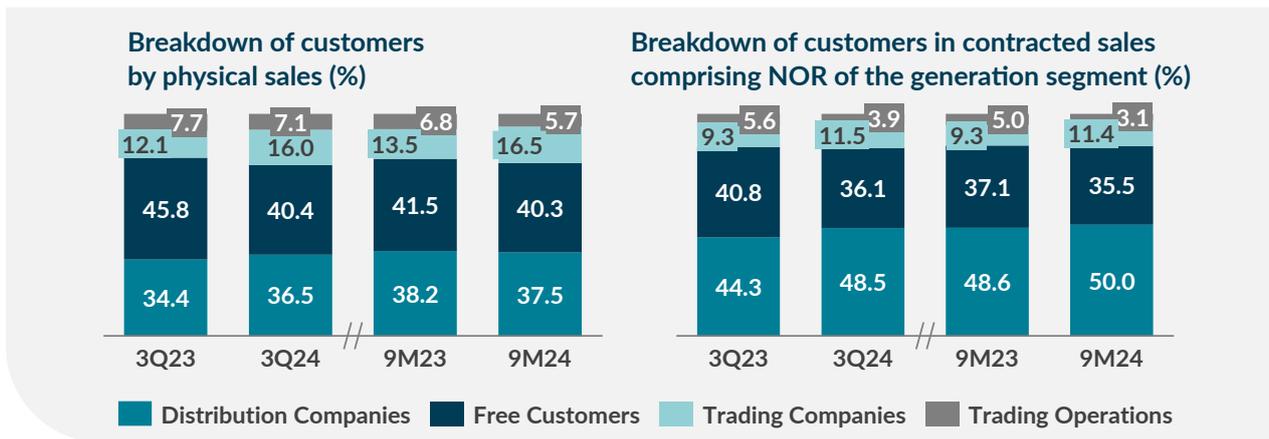
Gas Transportation

In 3Q24, TAG transported an average volume of gas of 31.2 million m³/day (28.3 million m³/day in the 3Q23). Extraordinary agreement volume was 9.9 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 128 firm agreements (41 active) with 23 distributors.



Electric Energy Sales Portfolio

In 3Q24, the participation of free consumers in the Company's portfolio (excluding the CCEE and other revenues) reached 40.4% of total physical sales and 36.1% of Net Operating Revenue (NOR), of the generation segment, decreases of 5.4 p.p. and 4.7 p.p., respectively, in relation to the same period in 2023. The variation 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 **September 30, 2024**, is as follows:

Energy Balance

(in average MW)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Auction Gross Price (R\$/MWh)	Reference Date	Gross Price Adjusted (R\$/MWh)	Net Price of PIS/COFINS/P&D (R\$/MWh)
Own Resources	4,302	4,778	4,877	4,877	4,877	4,877				
+ Purchases for Resale	1,077	560	437	334	329	234				
= Total Resources (A)	5,379	5,338	5,314	5,211	5,206	5,111				
Government Auction Sales ¹	1,830	1,832	1,822	1,813	1,803	1,803				
2005-NE-2010-30	200	200	200	200	200	200	115.1	Dec-05	312.9	281.1
2006-NE-2009-30	493	493	493	493	493	493	128.4	Jun-06	343.8	308.8
2006-NE-2011-30	148	148	148	148	148	148	135.0	Nov-06	358.5	322.1
2007-NE-2012-30	256	256	256	256	256	256	126.6	Oct-07	322.3	289.6
Proinfa	19	19	19	10	-	-	147.8	Jun-04	441.0	424.9
1st Reserve Energy Auction	14	2	-	-	-	-	158.1	Aug-08	379.9	366.1
Auction Mix (New Energy / Reserve)	9	8	-	-	-	-	-	-	376.9	363.2
2014-NE-2019-25	10	10	10	10	10	10	206.2	Nov-14	357.2	344.2
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)	111	119	119	119	119	119	298.2	Nov-15	450.0	408.4
7th Reserve Energy Auction (São Pedro)	13	15	15	15	15	15	301.8	Nov-15	489.8	444.5
2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136.4	Nov-14	234.7	213.0
2017-EN-2021-20 (Sertão Solar)	23	27	27	27	27	27	189.5	Nov-14	199.6	181.1
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	3,004	2,667	2,508	1,995	1,470	597				
= Total Sales (B)	4,834	4,499	4,330	3,808	3,273	2,400				
- Structural GSF Hedge (0.80)	521	521	521	521	521	521				
Balance (A - B)	24	318	463	882	1,412	2,190				
Sales average net price (R\$/MWh) ^{2, 3} :	218.2	220.9	211.6							
Purchases average net price (R\$/MWh) ⁴ :	159.5	140.6	145.3							

1 XXXX-YY-WWWW-ZZ, where:

XXXX → year of auction

YY → EE = existing energy or NE = new energy

WWWWW → 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 – 3Q24 X 3Q23 (in R\$ million)

	Electric Energy				Consolidated
	Generation ¹	Transmission	Trading	Gas transportation	
3Q24					
Net operating revenue	2,168	291	78	-	2,537
Operational costs	(1,063)	(92)	(79)	-	(1,234)
Gross income (loss)	1,105	199	(1)	-	1,303
Selling, general and administrative expenses	(122)	(7)	(1)	-	(130)
Other operating revenues, net	3	25	-	-	28
Sale of equity interest in a jointly controlled subsidiary	-	-	-	(1)	(1)
Equity income	-	-	-	182	182
Income (loss) before financial results and taxes	986	217	(2)	181	1,382
3Q23					
Net operating revenue	2,161	239	114	-	2,514
Operational costs	(1,048)	(34)	(113)	-	(1,195)
Gross income	1,113	205	1	-	1,319
Selling, general and administrative expenses	(97)	(4)	(1)	-	(102)
Other operating expenses, net	(1)	-	-	-	(1)
Impairment	(61)	-	-	-	(61)
Equity income	-	-	-	320	320
Income before financial results and taxes	954	201	-	320	1,475
Change					
Net operating revenue	7	52	(36)	-	23
Operational costs	(15)	(58)	34	-	(39)
Gross income (loss)	(8)	(6)	(2)	-	(16)
Selling, general and administrative expenses	(25)	(3)	-	-	(28)
Other operating revenues, net	4	25	-	-	29
Impairment	61	-	-	-	61
Sale of equity interest in a jointly controlled subsidiary	-	-	-	(1)	(1)
Equity income	-	-	-	(138)	(138)
Income (loss) before financial results and taxes	32	16	(2)	(139)	(93)

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.

Net Operating Revenue

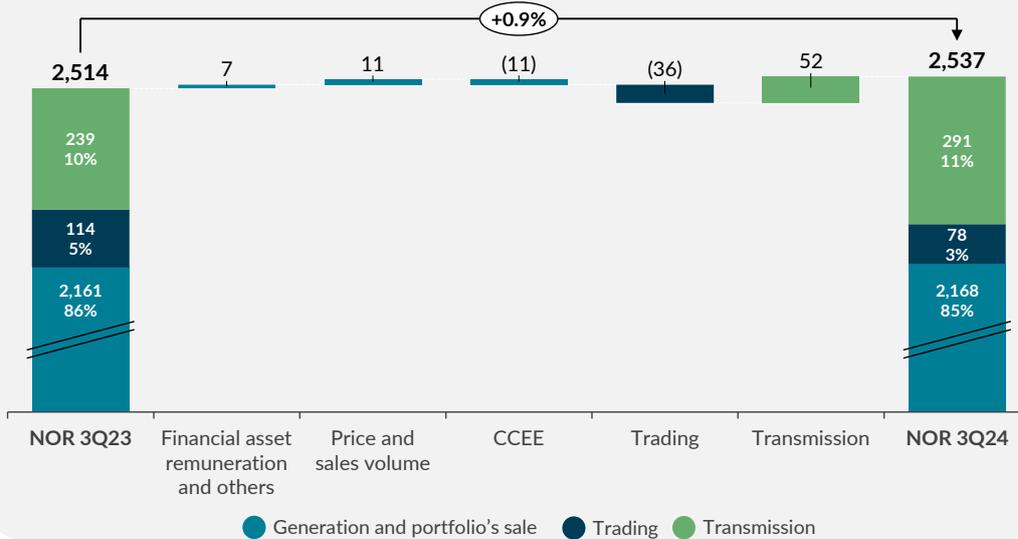
Operating revenue by segment – 3Q24 X 3Q23 (in R\$ million)

	Electric Energy			Consolidated
	Generation	Transmission	Trading	
	3Q24			
Distribution companies	974	-	-	974
Free consumers	726	-	-	726
Remuneration of concession assets	109	204	-	313
Trading companies	232	-	-	232
Energy trading operations	-	-	77	77
Transactions in the short-term market	75	-	1	76
Construction revenue	-	66	-	66
Services rendered revenue	39	21	-	60
Other revenues	13	-	-	13
Net operating revenue	2,168	291	78	2,537
	3Q23			
Distribution companies	901	-	-	901
Free consumers	831	-	-	831
Remuneration of concession assets	105	213	-	318
Trading companies	189	-	-	189
Energy trading operations	-	-	114	114
Transactions in the short-term market	86	-	-	86
Construction revenue	-	6	-	6
Services rendered revenue	37	20	-	57
Other revenues	12	-	-	12
Net operating revenue	2,161	239	114	2,514
	Change			
Distribution companies	73	-	-	73
Free consumers	(105)	-	-	(105)
Remuneration of concession assets	4	(9)	-	(5)
Trading companies	43	-	-	43
Energy trading operations	-	-	(37)	(37)
Transactions in the short-term market	(11)	-	1	(10)
Construction revenue	-	60	-	60
Services rendered revenue	2	1	-	3
Other revenues	1	-	-	1
Net operating revenue	7	52	(36)	23

In 3Q24, net operating revenue increased 0.9% (R\$ 23 million) from R\$ 2,514 million to R\$ 2,537 million when compared to 3Q23.

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\$ 215.96/MWh in 3Q24**. This value was **3.6% lower** than 3Q23, when the average selling price was R\$ 223.97/MWh. Disregarding the impact of reimbursements in the quarters, the average net energy selling price went from R\$ 228.84/MWh in 3Q23 to **R\$ 226.92/MWh in 3Q24**, a reduction of 0.8%. The reimbursement is caused by the delivery of wind and solar energy in quantities lower than those agreed in the contracts in the regulated environment with the distribution companies.

The reduction in price between the periods analyzed was driven mainly by, (i) the improvement in the hydrological scenario in the recent past combined with an increase in supply of renewable energy, feeding through to a decrease in prices in the free market, the latter comprising Free Consumers and Trading Companies. Additionally, no significant operations were carried out following the worsening of the hydrological scenario that occurred since the beginning of 2024, with an impact on 3Q24, given the high hiring of the portfolio; and (ii) the growth in aforementioned reimbursements; partially attenuated by (iii) the acquisition of the Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar and Lar do Sol photovoltaic complexes ("Photovoltaic Complexes"), all assets having energy contracted at prices higher than the average for the remainder of the Company's portfolio; and (iv) monetary restatement of current long-term agreements.

Energy volume sold in agreements, net of trading operations, increased from 8,574 GWh (3,883 average MW) in 3Q23 to **8,942 GWh (4,050 average MW) in 3Q24**, a growth of 368 GWh (167 average MW), or 4.3%, between compared periods. The increase in volume of energy sold was driven largely by increased volume to distributors following the acquisition of the Photovoltaic Complexes and the increase in sales to the free consumer environment in the light of the growth in the Company's own installed capacity between the periods under comparison.

The increase in sales volume and the reduction in average selling prices together, were responsible for the year-on-year increase of R\$ 11 million in the Company's net operating revenue.



- **Revenue from Sale of Electric Energy**

- **Distribution Companies:**

Revenue from sales to distributors totaled R\$ 974 million in 3Q24, R\$ 73 million (8.1%) higher than the R\$ 901 million reported in 3Q23. The variation was the result of the following: (i) growth of R\$ 87 million due to the increase of 312 GWh (142 average MW) in sales volume; and attenuated by (ii) a reduction of R\$ 14 million with the 1.6% decrease in average selling price.

The year-on-year increase in sales volume arose principally from the acquisition of the Photovoltaic Complexes together with the effect of seasonalizing sales.

The reduction in net average selling price in the quarter under analysis was due mainly to: (i) growth in aforementioned reimbursements; attenuated by the (ii) acquisition of the Photovoltaic Complexes, their assets enjoying higher prices relative to other revenues in the Regulated Environment; and (iii) monetary restatement of selling prices in the course of the 3Q23 -3Q24 period.

Disregarding the impact of the previously mentioned reimbursements, the average net sales price of distributors increased by 3.5% between the quarters.

- **Free Consumers:**

Revenue from sales to free consumers fell R\$ 105 million (12.6%) from R\$ 831 million in 3Q23 to **R\$ 726 million in 3Q24**. The variation is the result of the reduction of 361 GWh (164 average MW) in energy volume sold (R\$ 70 million) and the decrease of 4.5% in the net average selling price for this customer class (R\$ 35 million). The variation in sales volume is substantially a consequence of the following factors: (i) the expiration of agreements; (ii) the allocation of energy volumes to trading companies; and (iii) the change in commercialization class of existing customers in the Company's portfolio from Free Consumer to Trading Companies classification, given the prevailing advantages for this economic group. The reduction in average net selling prices was largely due to the decrease in energy prices in the free market, the result of an improved hydrological scenario, as already explained, combined with an increase in renewable energy supplies over the last few years, these factors offset to a degree by monetary restatement of existing agreements.

- **Trading Companies:**

In 3Q24, sales revenue from trading companies was R\$ 232 million, R\$ 43 million (22.8%) higher than sales revenue of R\$ 189 million recorded in 3Q23. The variation reflects the combination of the increase of 417 GWh (189 average MW) in energy sales volume (R\$ 62 million) attenuated by the decrease of 10.3% in the net average selling price (R\$ 19 million).

The increase in volume was due mainly to the entry into effect of the signing of new agreements, the acquisition of the Lar do Sol Photovoltaic Complex and the migration of Free Consumers to the Trading Company classification as mentioned above. The reduction in net average selling price in 3Q24 is due basically to the decrease of energy prices in the free market, the same occurring with transactions involving Free Consumers. This reduction was slightly attenuated by the monetary restatement of existing agreements.

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

In 3Q24, revenue accrued in the short-term market was R\$ 75 million, while in 3Q23, this segment generated R\$ 86 million, representing a **decrease of R\$ 11 million (12.8%)** between compared quarters. 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 Jaguará 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).

The remuneration of the financial assets of concessions increased from R\$ 105 million in 3Q23 to R\$ 109 million in 3Q24, a growth of R\$ 4 million (3.8%). This variation was mainly due to the higher average balance of the asset and the increase in IPCA between the compared quarters.



Ponte de Pedra Hydroelectric Power Plant (MT)

Operational Costs

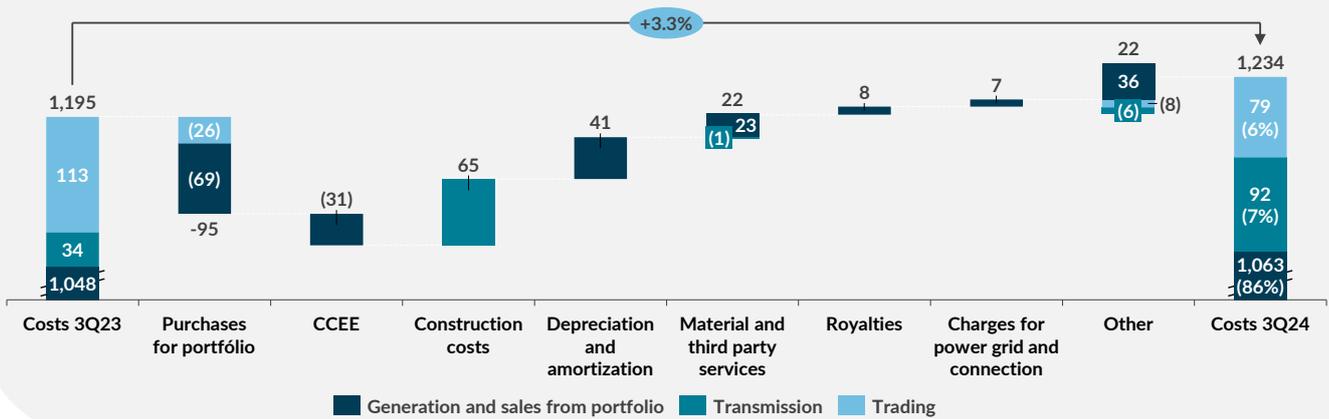
Costs by segment – 3Q24 x 3Q23 (in R\$ million)

	Electric Energy			Consolidated
	Generation	Transmission	Trading	
	3Q24			
Electric power purchases	315	-	83	398
Depreciation and amortization	260	3	-	263
Charges for the use of power grid and connection	176	-	-	176
Materials and third-party services	109	12	-	121
Construction costs	-	71	-	71
Personnel	62	3	-	65
Royalties	58	-	-	58
Insurance	30	1	-	31
Transactions in the short-term market	16	-	-	16
Unrealized losses on trading operations	-	-	(4)	(4)
Other operational costs, net	37	2	-	39
Operational costs	1,063	92	79	1,234
	3Q23			
Electric power purchases	384	-	109	493
Depreciation and amortization	219	3	-	222
Charges for the use of power grid and connection	169	-	-	169
Materials and third-party services	86	13	-	99
Construction costs	-	6	-	6
Personnel	54	3	-	57
Royalties	50	-	-	50
Insurance	23	-	-	23
Transactions in the short-term market	47	-	-	47
Unrealized losses on trading operations	-	-	4	4
Other operational costs, net	16	9	-	25
Operational costs	1,048	34	113	1,195
	Change			
Electric power purchases	(69)	-	(26)	(95)
Depreciation and amortization	41	-	-	41
Charges for the use of power grid and connection	7	-	-	7
Materials and third-party services	23	(1)	-	22
Construction costs	-	65	-	65
Personnel	8	-	-	8
Royalties	8	-	-	8
Insurance	7	1	-	8
Transactions in the short-term market	(31)	-	-	(31)
Unrealized losses on trading operations	-	-	(8)	(8)
Other operational costs, net	21	(7)	-	14
Operational costs	15	58	(34)	39

Operational costs increased by R\$ 39 million (3.3%) between compared quarters from R\$ 1,195 million in 3Q23 to **R\$ 1,234 million in 3Q24**. This variation reflects the combination of the following factors: (i) growth of R\$ 58 million (170.6%) in the costs of the transmission segment due largely the increase in construction costs of the Gavião Real and Asa Branca transmission systems; (ii) an increase of R\$ 15 million (1.4%) in energy generation and sales of the Company's portfolio segment; and (iii) the decrease of R\$ 34 million (30.1%) in energy trading operation costs.

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 3Q23 and 3Q24, there was a reduction of R\$ 69 million (18.0%) in energy purchases, by and large a combination of the reduction of 11.2% in net average purchasing prices (R\$ 39 million) and 169 GWh (77 average MW) in purchased energy volume (R\$ 30 million). Decreases in volume reflect the management of the portfolio of the Company which has seen an increase in proprietary installed capacity in recent years, in turn reducing the need for energy purchases from third parties between the periods under analysis. The variation in average purchase prices reflects an improvement in the hydrological scenario at the moment of contracting, as already discussed, combined with the increasing offer of renewable energy in the past few years, factors which have negatively impacted free market prices.
- Depreciation and amortization:** an increase of R\$ 41 million (18.7%) between the compared quarters. The variation reflects largely the acquisition of the Photovoltaic Complexes and the entry into commercial operations of the Santo Agostinho Wind Complex in March 2023.
- Transactions in the short-term energy market:** costs with these transactions were R\$ 31 million (66.0%) lower than 3Q23. Further explanations on these operations and on variations may be obtained in "Details of short-term operations."
- Material and third-party services:** increase of R\$ 23 million (26.7%) in 3Q24 compared with 3Q23 due largely to the following factors: (i) repairs and maintenance work on the Company's wind farms; (ii) acquisition of the Photovoltaic Complexes; and (iii) entry into commercial operations of the Santo Agostinho Wind Complex.
- Financial Compensation for the use of water resources (Royalties):** elevation of R\$ 8 million (16.0%) when comparing the quarters 3Q23 X 3Q24 due basically to greater generation from the hydropower plants in 3Q24 and the annual readjustment in charges.
- Charges for use of the network and connection:** growth of R\$ 7 million (4.1%) between the quarters under analysis, resulting mainly from: (i) the acquisition of the Photovoltaic Complexes; (ii) the entry into commercial operations of the Santo Agostinho Wind Complex; and (iii) the annual readjustment of transmission and distribution tariffs.
- Other operational costs, net:** an increase of R\$ 21 million due mainly to the recognition in 3Q24 of estimated losses from doubtful credits.

The remaining costs of this segment showed no significant variations between the quarters 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 of its substation 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 was R\$ 199 million in 3Q24, a reduction of R\$ 6 million (2.9%), relative to the same quarter in 2023 when the Company reported a gross result of R\$ 205 million. The variation occurred substantially due to: (i) the decrease of R\$ 9 million (4.2%) in the remuneration of the concession assets principally due to the reduction in the nominal balance, in turn the result of realization via RAP, attenuated by the increase in inflationary indices between compared quarters; (ii) the negative effect of R\$ 5 million (100.0%) in the variation of the net result of construction revenue and costs, due to the booking of losses for inefficiency in 3Q24; attenuated by (iii) a reduction of R\$ 7 million (77.8%) in other costs between compared quarters.

In addition, in 3Q24, the amount of R\$ 25 million was booked to the other operating expenses group, with a positive effect on the result as a counterpart to the contracted asset. This result stems mainly from the expectation of the investments structure review made and the rate of return on capital, resulting in changes to future RAP values. As a result of the review, the balance of the contracted asset was adjusted to allow for the new financial flows.

The RAP value, net of PIS and Cofins, received in 3Q24, was R\$ 189 million, (R\$ 194 million in 3Q23), R\$ 168 million (R\$ 174 million in 3Q23) corresponding to the amortization of the contractual asset, registered as a counterbalancing item against the contractual asset, and R\$ 21 million (R\$ 20 million in 3Q23) 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 for 2023.

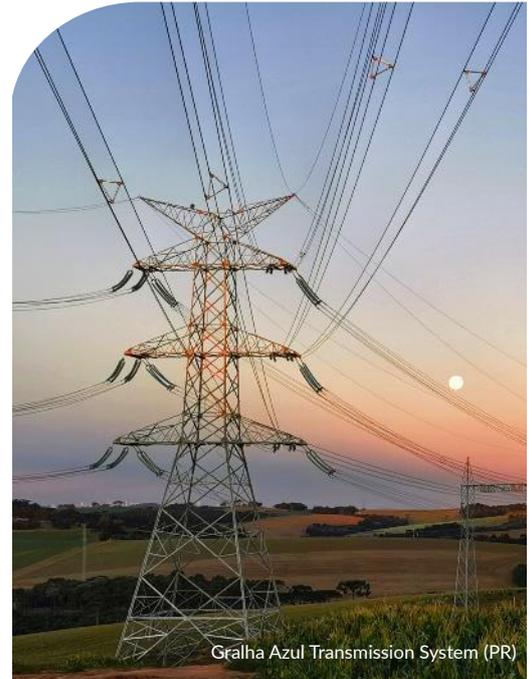
Below is the composition of regulatory transmission Ebitda:

(in R\$ million)	3Q24	3Q23	Chg. (R\$)
RAP, net of PIS and Cofins	189	194	(5)
Operational costs	(18)	(25)	7
Selling, general and administrative expenses	(7)	(4)	(3)
Regulatory transmission Ebitda	164	165	(1)

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 profit between the quarters under review fell by R\$ 2 million, from a R\$ 1 million profit in 3Q23 to a R\$ 1 million loss in 3Q24, the result of the following events: (i) a reduction of R\$ 10 million in the result from power purchasing and sale agreements; and (ii) variation with a positive impact of R\$ 8 million following the mark-to-market of future supply transactions when comparing periods — the difference between contracted and market prices.



Gralha Azul Transmission System (PR)

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
3Q24			
Net operating revenue	75	1	76
Operational costs	(16)	-	(16)
Net result	59	1	60
3Q23			
Net operating revenue	86	-	86
Operational costs	(47)	-	(47)
Net result	39	-	39
Change			
Net operating revenue	(11)	1	(10)
Operational costs	31	-	31
Net result	20	1	21

In 3Q24 and in 3Q23, **net results** (difference between revenues and costs – less taxes) from short-term transactions – particularly those transacted across the CCEE – **were positive at R\$ 60 million** and R\$ 39 million, respectively. The amount represents an **increase of R\$ 21 million between the compared periods under review**, being an increase of R\$ 20 million in the result from transactions in the energy generation and sale from the Company's portfolio segment, and an increase of R\$ 1 million in the result from energy trading transactions.

These variations were fundamentally a consequence of the combination of positive impacts: (i) despite the reduction in hydropower generation from plants, participants of the MRE, the Company posted a year-on-year increase in hydropower generation from the plants in its portfolio and therefore reflected in a greater participation in the MRE and a consequent positive effect, through the intermediary of increased TEO (Energy Optimization Tariffs) revenue; and (ii) a positive impact on the free energy result, more especially from the increase in PLD relative to the quarters in question. The positive impacts were attenuated by the negative impact due to the reduction in the MRE Adjustment Factor (GSF), in view of the allocation of physical guarantee and generation from the participating plants.

In December 2023, Aneel established maximum and minimum limits of PLD for the year 2024 at R\$ 716.80/MWh and R\$ 61.07/MWh, respectively. The following table shows average PLD values for the submarkets in which the Company operates, in MWh.

Average PLD in R\$/MWh	3Q24	3Q23	Chg. (%)
South	171.21	72.82	135.1%
Southeast/Center-West	171.15	72.82	135.0%
Northeast	143.80	72.82	97.5%

Selling, general and administrative expenses

The Company reported an increase in selling, general and administrative expenses of R\$ 28 million (27.5%) between 3Q24 and 3Q23. Variations between periods reflects principally growth in the generation segment amounting to R\$ 25 million, mainly impacted by: (i) acquisition costs of the Photovoltaic Complexes with the engagement of consultancy services; (ii) an increase in labor expenses due to the annual adjustment in employee salaries and benefits and additional hiring between the quarters; and (iii) an increase in general IT services.

Divestment of a corporate stake in a jointly controlled subsidiary

During 3Q24, the Company booked R\$ 1 million in costs with respect to the divestment of a corporate stake in the jointly controlled subsidiary - TAG.

Provision for Impairment

During 3Q23, the Company booked an additional provision worth R\$ 61 million with respect to the wind-related accident involving the Paracatu Photovoltaic Complex in the municipality of Paracatu (MG) on April 02, 2023.

Equity Income – Gas Transportation

As of September 30, 2024, the Company held a 17.5% direct corporate stake in TAG as compared with September 30, 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)	3Q24		3Q23	
	100%	Company's share	100%	Company's share
Net operational revenue	2,209	387	2,372	771
Costs of services provided	(425)	(74)	(637)	(207)
Gross income	1,784	313	1,735	564
General and administrative expenses	(46)	(8)	(6)	(2)
Income before financial result and taxes	1,738	305	1,729	562
Financial result	(475)	(83)	(219)	(71)
Income before taxes	1,263	222	1,510	491
Income tax and social contribution	(225)	(40)	(525)	(171)
TAG's net income	1,038	182	985	320

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 net profit with Ebitda is shown in the following table:

Ebitda (in R\$ million)	3Q24		3Q23	
	100%	Company's share	100%	Company's share
Income before financial result and taxes	1,738	305	1,729	562
Depreciation and amortization	167	29	170	55
Amortization of <i>mais valia</i>	(10)	(2)	148	48
Ebitda¹	1,895	332	2,047	665
Ebitda Margin	85.8%		86.3%	

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 3Q23 and 3Q24, the equity income result fell by R\$ 138 million (43.1%), from R\$ 320 million to R\$ 182 million, respectively.

The variation was substantially the consequence of the (i) decrease of R\$ 333 million in Ebitda, due to the combination of the following effects: (i.i) the reduction in the Company's stake in TAG; (i.ii) the impact of regulatory provisions, previously agreed with the ANP (National Petroleum Agency) regulator, to be returned to the market over the course of the next few years; (i.iii) reduction of penalties charged to customers due to the improper use of the transportation network; and (i.iv) the impact of the negative variation of the IGPM and the US PPI (United States Producer Price Index), in relation to the restatement of the transportation tariffs; and (ii) the increase in net financial expenses of R\$ 12 million, mainly arising from, (ii.i) gains resulting from the renegotiation of debt incurred in 3Q23; (ii.ii) the issuance of debentures in June 2024; (ii.iii) the appreciation in the US Dollar, a higher SOFR (Secured Overnight Financing Rate) and the increase in the outstanding balance of US Dollar denominated debt; these factors were attenuated by the reduction in corporate stake and the outstanding principal amount of TAG's debentures issue.

These negative effects were partially attenuated by the following positive aspects: (i) a decrease of R\$ 131 million in Income Tax and Social Contribution charges, basically due to the reduction of a corporate stake and the reduction of the effective tax bracket in 3Q24, the result of tax breaks offered by SUDAM (*Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia*) and SUDENE (*Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste*) for projects constructed in regions qualifying for tax incentives; and (ii) reductions of R\$ 26 million and R\$ 50 million, respectively in the depreciation and amortization of the *mais valia* due to the reduction of a corporate stake and the revision of the useful life of the *mais valia*.

Additionally, net operating revenue and the costs of services rendered were impacted both in the amount of R\$ 2 million in 3Q24 (R\$ 17 million in 3Q23), due to the transferring of costs to the customers with respect to charges which should not generate a margin for the carrier such as congestion charges, balancing arrangements and gas for use in the system. Worthy of note is that the transfer of costs is enshrined in resolutions issued by the ANP.

Balance Sheet

TAG's principal asset and liability groups as of September 30, 2024 and December 31, 2023 were as follows:

Balance Sheet	09/30/2024	12/31/2023
ASSETS		
Current assets	4,399	3,439
Cash and cash equivalents	2,419	1,423
Accounts receivables from clients	1,605	1,541
Derivative financial instruments - hedge	27	50
Other current assets	348	425
Non-current assets	29,827	29,573
Restricted deposits	1,210	633
Other non-current assets	146	119
Property, plant and equipment	25,724	26,074
Intangible	2,747	2,747
Total	34,226	33,012
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		
Current liabilities	4,182	4,693
Debt instruments	3,521	3,107
Other current liabilities	661	1,586
Non-current liabilities	23,183	20,505
Debt instruments	16,641	13,969
Derivative financial instruments - hedge	418	376
Deferred income taxes and social contribution	5,490	5,626
Other non-current liabilities	634	534
Shareholders' equity	6,861	7,814
Total	34,226	33,012



Passo Fundo Hydroelectric Power Plant (RS)

Ebitda and Ebitda Margin

Ebitda by segment – 3Q24 x 3Q23 (in R\$ million)

	Electric Energy				Consolidated
	Generation	Transmission	Trading	Gas transportation	
	3Q24				
Income (loss) before financial results and taxes	986	217	(2)	181	1,382
Depreciation and amortization	269	3	-	-	272
Ebitda¹	1,255	220	(2)	181	1,654
Subsidiary acquisition costs	10	-	-	-	10
Disposal of a corporate stake in a jointly held subsidiary	-	-	-	1	1
Adjusted Ebitda	1,265	220	(2)	182	1,665
Adjusted Ebitda margin	58.3%	75.6%	(2.6%)	-	65.6%
	3Q23				
Income before financial results and taxes	954	201	-	320	1,475
Depreciation and amortization	229	3	-	-	232
Ebitda¹	1,183	204	-	320	1,707
Impairment	61	-	-	-	61
Adjusted Ebitda	1,244	204	-	320	1,768
Adjusted Ebitda margin	57.6%	85.4%	-	-	70.3%
	Change				
Income (loss) before financial results and taxes	32	16	(2)	(139)	(93)
Depreciation and amortization	40	-	-	-	40
Ebitda	72	16	(2)	(139)	(53)
Subsidiary acquisition costs	10	-	-	-	10
Impairment	(61)	-	-	-	(61)
Disposal of a corporate stake in a jointly held subsidiary	-	-	-	1	1
Adjusted Ebitda	21	16	(2)	(138)	(103)
Adjusted Ebitda margin	(0.7 p.p.)	(9.8 p.p.)	(2.6 p.p.)	-	(4.7 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.

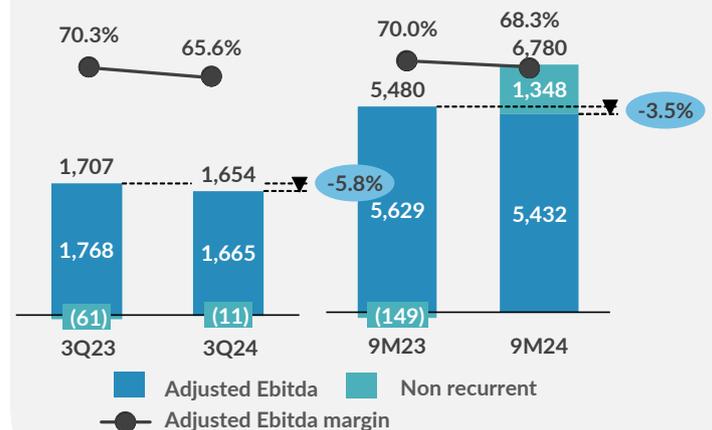
Between 3Q24 and 3Q23, **Ebitda fell** R\$ 53 million (3.1%) from R\$ 1,707 million in 3Q23 **to R\$ 1,654 million in 3Q24**, taking into account the costs of the acquisition of subsidiaries, the divestment of a corporate stake in a jointly controlled subsidiary and the impairment. **Additionally, the Company posted a decrease in Adjusted Ebitda** of R\$ 103 million (5.8%) from R\$ 1,768 million in 3Q23 to **R\$ 1,665 million in 3Q24**.

The main variation in adjusted Ebitda occurred in the **gas transportation segment**, this **negatively** impacted by R\$ 138 million due by and large to a reduced corporate stake, this feeding through to a lower equity income result from the jointly controlled subsidiary – TAG.

Further, in 3Q24, the adjusted Ebitda was **positively** impacted **by the electric energy generation and sales segment**, the effects of which were: (i) a decline of R\$ 69 million in energy purchases; (ii) R\$ 20 million from a positive impact on transactions executed on the short-term market; and (iii) a contribution of R\$ 11 million in the combination of variations in the volume of energy sold and the average net selling price. These effects were attenuated by the following variation in **negative effects**: (iv) an increase of R\$ 23 million in costs of materials and third party services; (v) an increment of R\$ 21 million in other net operational costs, arising in large part from the booking of estimated losses from doubtful credits; (vi) R\$ 15 million increase in selling, general and administrative expenses, excluding the costs of acquiring subsidiaries; (vii) R\$ 8 million with respect to higher royalty payments; (viii) a R\$ 7 million increase in charges for the use of the electricity network and connection; and (ix) the negative effect of R\$ 5 million relative to other revenues, operational costs and administrative expenses.

Adjusted Ebitda¹ and Ebitda Margin

R\$ million



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

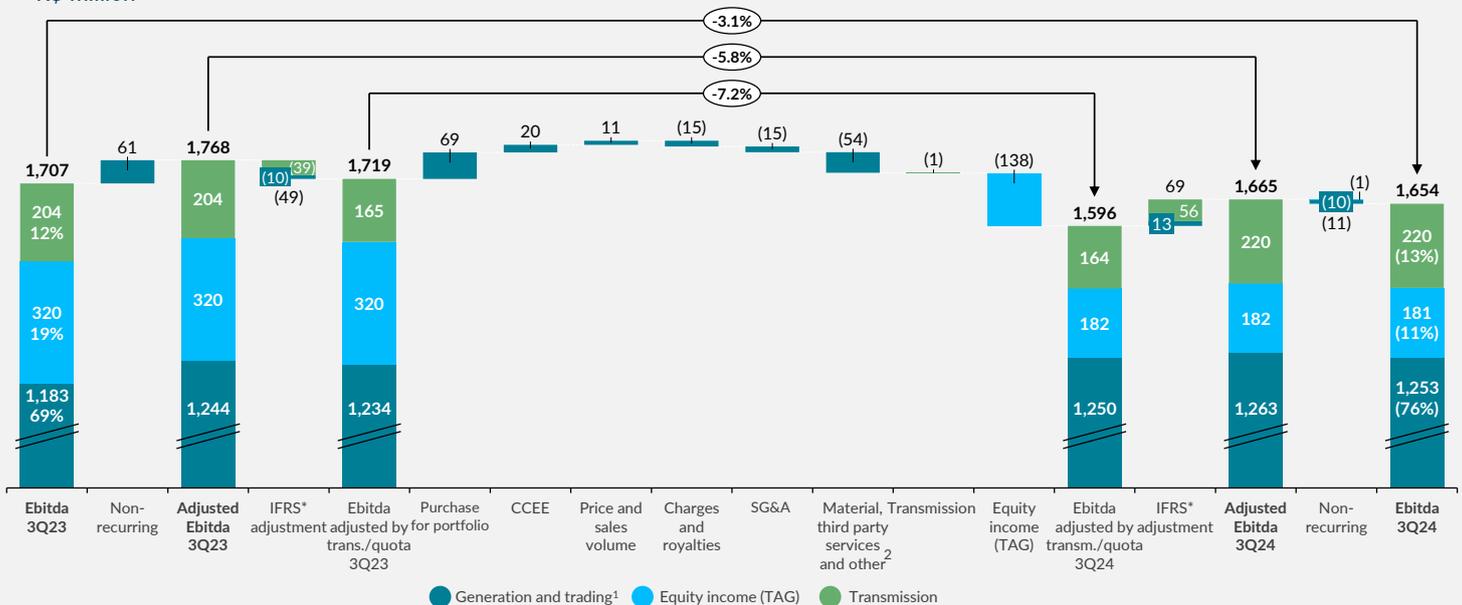
As for the **transmission segment**, key **positive effects** were: (i) booking of R\$ 25 million with the positive effect of the contract asset revision; (ii) increase of R\$ 8 million in the O&M (O&M RAP, net of costs) margin, due mainly to the reduction in operational costs. These effects were **negatively impacted** by the following variations: (iii) R\$ 9 million reduction in remuneration revenue from the contractual assets; (iv) R\$ 5 million from a decrease in the construction result; and (v) a negative impact of R\$ 3 million in selling, general and administrative expenses and other operational expenses, net.

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)	3Q24	3Q23	Chg. (%)	9M24	9M23	Chg. (%)
Recurrent net income	658	867	(24.1)	3,213	2,482	29.5
(+) Income tax and social contribution	237	282	(16.0)	1,255	770	63.0
(+) Net financial result	487	326	49.4	1,529	1,538	(0.6)
(+) Depreciation and amortization	272	232	17.2	783	690	13.5
Ebitda	1,654	1,707	(3.1)	6,780	5,480	23.7
Non-recurrent effects						
(+) Subsidiary acquisition costs	10	-	100.0	10	-	100.0
(+) Disposal of equity interest in a jointly controlled subsidiary	1	-	100.0	(1,336)	-	(100.0)
(+) Provision (reversal) of Impairment, net	-	61	(100.0)	(31)	(1,140)	(97.3)
(+) Disposal of subsidiary	-	-	-	9	1,289	(99.3)
Adjusted Ebitda	1,665	1,768	(5.8)	5,432	5,629	(3.5)
Statutory transmission Ebitda (IFRS)	(220)	(204)	7.8	(699)	(542)	29.0
Regulatory transmission Ebitda (RAP)	164	165	(0.6)	491	442	11.1
Statutory quota holders Ebitda (IFRS)	(182)	(171)	6.4	(577)	(564)	2.3
Regulatory quota holders Ebitda	169	161	5.0	494	474	4.2
Ebitda adjusted by transmission and quota effects	1,596	1,719	(7.2)	5,141	5,439	(5.5)

Ebitda Change

R\$ million



* IFRS: International Financial Reporting Standards.

¹ Considering the result from generation and trading segments.

² Other: excluding the effect from quota regime.

Financial Result

(in R\$ million)	3Q24	3Q23	Chg. (R\$)	9M24	9M23	Chg. (R\$)
Income from financial investments	117	115	2	427	301	126
Other financial income	16	9	7	62	52	10
Total financial income	133	124	9	489	353	136
Debt:						
Interest	(260)	(217)	(43)	(1,276)	(812)	(464)
Monetary restatement	(137)	(66)	(71)	(562)	(536)	(26)
Other financial expenses, net	(48)	(29)	(19)	356	(117)	473
Total financial expenses	(445)	(312)	(133)	(1,482)	(1,465)	(17)
Concessions payable (Use of Public Asset):						
Monetary restatement	(51)	(14)	(37)	(166)	(60)	(106)
Present value restatement	(124)	(124)	-	(370)	(366)	(4)
Total concession payable expenses (Use of Public Asset)	(175)	(138)	(37)	(536)	(426)	(110)
Financial result	(487)	(326)	(161)	(1,529)	(1,538)	9

Financial income: in 3Q24, financial revenue amounted to R\$ 133 million, R\$ 9 million or 7.3% more than R\$ 124 million registered in 3Q23, mainly due to the increase of R\$ 7 million in interest and monetary variation on credits and accounts receivable.

Financial expenses: in 3Q24, financial expenses were R\$ 445 million, that is, R\$ 133 million or 42.6% more than the R\$ 312 million reported for 3Q23. The principal variations observed were due to the increase of R\$ 114 million in the financial result of debt, due to the increase of (i) R\$ 71 million with respect of the monetary restatement in the light of increased inflation and an increase in outstanding debt between the periods under analysis, largely a function of the Company's 11th and 12th debenture issues in December 2023 and July 2024, respectively; and (ii) R\$ 43 million in interest on debt, by virtue of the foregoing issues, attenuated by a reduction in CDI and TJLP between periods.

Concession expenses payable (Use of a Public Asset): concession expenses payable increased by R\$ 37 million (26.8%), to reach R\$ 175 million in 3Q24 as opposed to R\$ 138 million in 3Q23, due to the growth of R\$ 37 million in monetary restatement due mainly to the year-on-year increase of IGPM and IPCA.

Income Tax and Social Contribution

The **Income Tax (IT) and Social Contribution (SC) take in 3Q24 was R\$ 237 million**, a decrease of R\$ 45 million (16.0%) when compared to the R\$ 282 million for the same quarter in 2023. Variations were largely driven by the reduction in profit before IT and SC over the periods analyzed. Excluding non-recurring effects, IT and SC expenses were R\$ 42 million lower, an 14.9% reduction in the tax take between the quarters in question.

Net Income

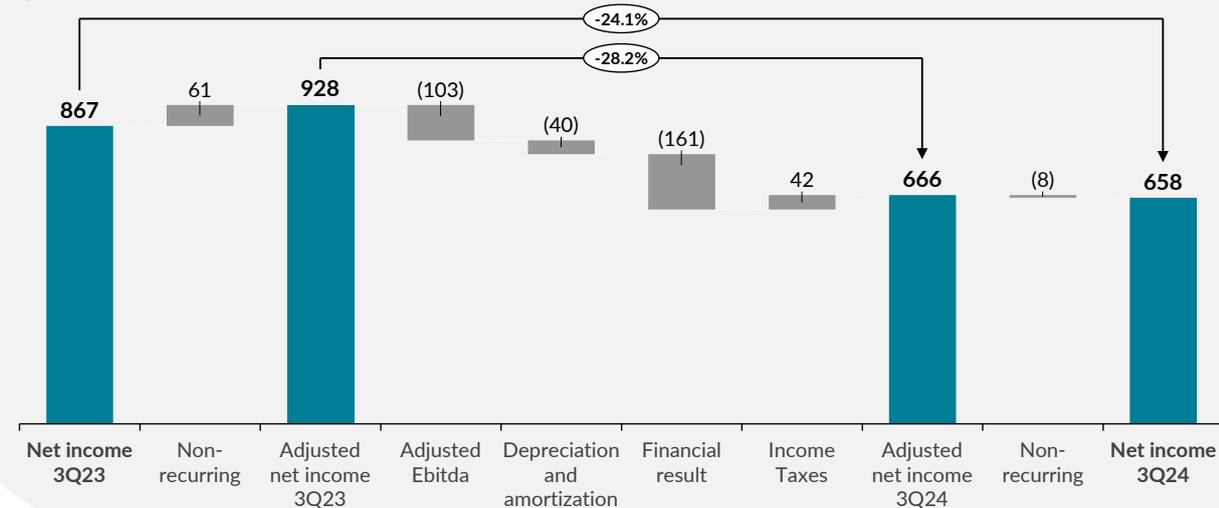
Net income for 3Q24 was R\$ 658 million, R\$ 209 million or 24.1% lower than R\$ 867 million reported for the same quarter of 2023. This decrease is the consequence of the combination of the following factors: (i) the negative impact of a R\$ 161 million net financial result; (ii) a reduction of R\$ 103 million in the adjusted Ebitda; (iii) net positive impact in 3Q24 of the non-recurring effects in the amount of R\$ 53 million; (iv) a reduction of R\$ 42 million of income tax and social contribution when recurring transactions are considered; and (v) an increase of R\$ 40 million in depreciation and amortization. **Excluding the non-recurring effects, cost of acquiring subsidiaries, sale of a corporate stake in a jointly held subsidiary and impairment, net income in 3Q24 fell year-on-year by 28.2% or R\$ 262 million.**



Nova Aurora Photovoltaic Plant and Tubarão Wind Turbine (SC)

Net Income Change

R\$ million



Debt

As of September 30, 2024, **total consolidated gross debt**, representing principally loans, financing, debentures and preferred shares redeemable, net of hedging operations, **totalled R\$ 23,528 million – an increase of 7.2%** (R\$ 1,587 million) compared to the position as of June 30, 2024. The **average debt maturity** at the end of 3Q24 was **7.4 years**.

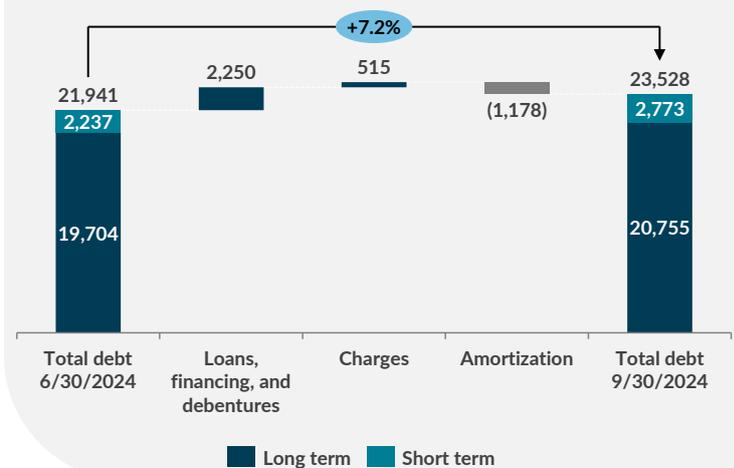
The variation in company debt is related principally to a combination of the following factors in 3Q24: (i) R\$ 1,460 million from the Company's 12th debenture issue; (ii) R\$ 790 million in withdrawals from the National Bank for Economic and Social Development (BNDES) and Banco do Nordeste do Brasil (BNB) for the construction of new projects; (ii) generation of R\$ 515 million in charges incurred and to be paid and monetary restatement; and (iii) R\$ 1,178 million in amortization of loans, financing and debentures.

The **average weighted nominal cost of debt** at the end of 3Q24 **was 10.3%** – equivalent to IPCA + 5.6% – **0.4 p.p. lower than recorded at the end of the 3Q23** (10.7% – equivalent to IPCA + 5.2%).

On September 30, 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\$ 19,095 million, an increase of 10.1%** compared with the end of the 2Q24.

Total Debt Change

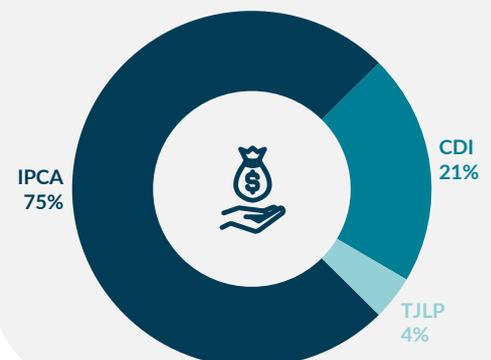
R\$ million



Net Debt

(in R\$ million)	9/30/2024	6/30/2024	Chg. %
Gross debt	23,445	21,857	7.3
Result of hedge operations	83	84	(1.6)
Deposits earmarked for the payment of deb	(384)	(386)	(0.5)
Cash and cash equivalents	(4,049)	(4,211)	(3.8)
Total net debt	19,095	17,344	10.1
Net debt/Ebitda last 12 months	2.7X	2.4X	

Debt Breakdown



Maturity Term Loans R\$ million



Capital Expenditures

Total investments at ENGIE Brasil Energia in 3Q24 reached R\$ 1,865 million, of which: (i) R\$ 1,790 million were applied in the construction of the new projects, being: (i.i) R\$ 1,062 million in the Serra do Assuruá Wind Complex; (i.ii) R\$ 593 million in the Assú Sol Photovoltaic Complex; (i.iii) R\$ 55 million in Asa Branca Transmission System; (i.iv) R\$ 8 million for the completion of other transmission lines; (i.v) R\$ 2 million for the conclusion of Santo Agostinho Wind Complex – Phase I; and (i.vi) R\$ 70 million in the recovery of the Paracatu Photovoltaic Complex; (ii) R\$ 47 million dedicated to maintenance and revitalization projects in the generator complex; and (iii) R\$ 28 million for the modernization of the Salto Osório, Jaguará and Miranda Hydroelectric Power Plants.

Capital Expenditures R\$ million



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 September 30, 2024, out of the 109 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 73.8% 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

- Created with the aim of enhancing awareness in relation to the combating of domestic violence against women, the **Lilac August** campaign, run annually by the Company, reached out even further in 2024. With initiatives in three different states and seven municipalities, the events were organized in partnership with the Maria da Penha Institute and a further 23 partners through the “Wellbeing Partnerships” program – which seeks to combine the efforts of ENGIE’s partners in social actions. **The initiative has mobilized approximately two thousand people** among ENGIE’s employees, partner companies and communities in events relating to the theme.
- The process of updating the **PACUERA (Environmental Plan for Conservation and Use of the Reservoir Margins) of the Salto Osório and Salto Santiago Hydropower Plants** is at the public consultation stage. The new plan, the review of which began in 2022 in cooperation with the surrounding municipalities and the environmental protection agency for the state of Paraná, has the end purpose of providing guidance on the use of the reservoir and its margins, disciplining conservation, recuperation, and multiple uses, respecting the parameters established in the applicable regulations. The details of each meeting in the consultation process – there will be four between November 4 and 7 – can be found in the **website: www.pacueras.com.br**.
- ENGIE has invested R\$ 4 million over the past two years for promoting **studies on climate change and land use in the Brazilian Electricity Sector**. The investments involve the financing of **eight Research, Development, and Innovation (RD&I) projects**, executed within the scope of the Aneel RD&I Program. Results, which include the improvements in long-term climate forecasting, were officially rolled out at an event held at the Company’s headquarters. The call for proposals aimed to identify past and present climate oscillations in South America, determine the evolution of the regional climate, quantify sources of moisture for Brazilian hydrographic macro basins and apply this information to energy sector planning. It also sought to implement operational tools to update climate projections through to 2060.
- The fourth edition of the **Call for Educational Proposals** selected 36 initiatives, involving schools from 29 cities in 12 Brazilian states. This year’s call for proposals received a record of 272 enrollments, prioritizing mental health projects and projects for fostering mental health in relation to the disciplines of Portuguese and mathematics. **Each project which is selected will receive R\$ 10 thousand**. The purpose of the Call for Educational Proposals is to encourage and finance projects which benefit middle and elementary school children and adolescents in both public and private school networks.
- The **"Workshop on the Environmental Programs of the Assú Sol Photovoltaic Complex"** was held on August 15 in Natal (RN) for the **Sustainable Development and Environment Institute (Idema/RN)** as part of the process of implementing the Assú Sol Photovoltaic Complex. The event represented an important initiative of integration between the team responsible for executing the environmental programs and Idema. The workshop not only succeeded in its objective of promoting the exchange of experiences and knowhow, but also reinforced ENGIE’s commitment to transparency and sustainability in all phases of its projects.
- During the quarter, we concluded the important process of active listening and dialog with stakeholders. The **Sustainability Panels**, an initiative coordinated by the Sustainability Committee, **brought together some 800 people from around all of the Company’s assets**, with the objective of strengthening relationships, mapping out the scenario of the communities and identifying opportunities for contribution to the sustainable development of the locations of which we are a part. More details on the process and development will be described in the 2024 Sustainability Report.



Dialogue panel with stakeholders in Itá (SC)

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 3Q24 X 3Q23.

Sustainability Indices

Aspect	Theme	Unit of measurement	Performance 3Q24	Performance 3Q23	Change	Performance 9M24	Performance 9M23	Change
	Emissions intensity by energy generation	tonCO ₂ e/MWh	0.0012	0.0051	-76.3%	0.0036	0.0136	-73.4%
	Emissions intensity by revenue	tCO ₂ e/million R\$	6.2	24.7	-74.9%	18.0	47.9	-62.4%
E	Total emissions (Scope 1, 2 and 3)	Tons	15,661.8	62,115.7	-74.8%	142,684.1	384,696.1	-62.9%
	Water consumption intensity	m ³ /MWh	0.052	0.046	13.8%	0.045	0.051	-10.0%
	Engaged people - "Conexão" Community Relationship Program ¹	People	41,086	48,887	-16.0%	113,482	97,327	16.6%
	Frequency rate - Direct employees + service providers	n° accid/million hours	0.210	0.660	-0.45 p.p.	0.217	1.060	-0.84 p.p.
	Frequency rate - Direct employees	n° accid/million hours	0.000	0.000	0.00 p.p.	0.000	0.000	0.00 p.p.
	Frequency rate - Service providers	n° accid/million hours	0.238	0.800	-0.56 p.p.	0.246	1.370	-1.12 p.p.
S	% of employees formally trained	%	15.2%	13.7%	1.5 p.p.	85.7%	95.3%	-9.6 p.p.
	Turnover rate	%	2.0%	1.6%	0.4 p.p.	5.4%	10.0%	-4.6 p.p.
	Voluntary turnover rate	%	1.4%	0.7%	0.7 p.p.	2.7%	3.0%	-0.3 p.p.
	Investments in Social Responsibility - Incentivized Resources	R\$	11,476,423	3,154,843	263.8%	17,573,131	5,131,377	242.5%
	Investments in Social Responsibility - Own Resources	R\$	1,444,772	1,334,595	8.3%	4,581,531	3,078,768	48.8%
	Investment in Innovation ²	R\$	11,739,632	13,342,948	-12.0%	33,498,962	45,332,798	-26.1%
	Headcount	Employees	1,199	1,095	9.5%	1,199	1,095	9.5%
G	% of employees in certified operations (ISO 9.001, 14.001, 45.001) ²	%	84.5%	87.7%	-3.2 p.p.	84.5%	87.7%	-3.2 p.p.
	% of women in the Company	%	31.4%	28.8%	2.6 p.p.	31.4%	28.8%	2.6 p.p.
	% of women in leadership positions	%	30.5%	26.6%	3.9 p.p.	30.5%	26.6%	3.9 p.p.
	% employees with disabilities	%	5.0%	4.8%	0.2 p.p.	5.0%	4.8%	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.



Florianópolis Administrative Headquarters

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

Finally, the third quarter 2024 saw a recovery in the domestic financial market after two successive periods of decline. Among the main factors contributing to this inflection point was the easing of interest rates in the United States and the consequent inflow of overseas resources, a decline in the USD exchange rate and the announcement of fresh packages for stimulating the Chinese economy. The news could have been even better had it not been for fiscal uncertainty caused by the deficit in the public accounts – which continues to be a source of disquiet - and the noise surrounding fiscal policy, the two factors combined leaving the Brazilian environment more risky and less attractive to investors. The Ibovespa (Brazil's leading stock market index) managed to reverse losses accumulated over the year at times during the quarter, although ending the period close to 132,000 points.

ENGIE Brasil Energia's shares depreciated by 1.8%, in 3Q24. In the same period, the Ibovespa and the Electricity Sector Index (IEEX) presented positive performance of 6.4% and 1.7%, respectively. For the first three quarters of the year, the Company's shares were down 1.2%, while the IEEX and Ibovespa were 5.4% and 1.8% lower, respectively.

EGIE3 recorded an average daily trading volume of R\$ 44.5 million in the 3Q24, 23,6% lower than in 3Q23 when the volume was R\$ 58.3 million.

On the last trading day in September 2024, the closing price of the Company's shares was R\$ 42,45/share, translating into **a market capitalization of R\$ 34.6 billion.**

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX

(Base 100 - 12/31/2023)



Assú V (photo of employee Válder Colombo)

The Company's shares depreciated 1.2% in 9M24, against a depreciation of 1.8% and 5.4% of the Ibovespa and IEEX, respectively.

ATTACHMENT 1

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CONSOLIDATED BALANCE SHEET – ASSETS

(In thousands of R\$)	09/30/2024	12/31/2023
Current Assets	7,286,130	8,913,451
Cash and cash equivalents	4,049,171	5,255,767
Accounts receivables from clients	1,068,737	1,132,836
Credit of income tax and social contribution	314,749	249,839
Dividends receivable	-	325,000
Derivative financial instruments - hedge	19,011	-
Derivative financial instruments - trading	282,849	74,532
Restricted deposits	31,903	36,177
Concession financial assets	391,723	377,543
Contractual assets	621,288	615,096
Other current assets	502,122	842,084
Non current asset held for sale	4,577	4,577
Non Current Assets	40,952,284	33,311,022
Long Term Assets	10,887,492	9,942,777
Derivative financial instruments - hedge	94	12,921
Derivative financial instruments - trading	25,066	30,110
Restricted deposits	392,229	322,021
Deposits in court	65,685	59,005
Risk premium to appropriate - Hydrological risk renegotiation	46,257	55,328
Concession financial assets	3,033,584	2,955,998
Contractual assets	6,553,658	6,214,341
Other non current assets	770,919	293,053
Investments	1,294,167	2,713,065
Property, Plant and Equipment	23,267,614	16,317,245
Intangible	5,253,264	4,091,783
Right of use of leases	249,747	246,152
Total	48,238,414	42,224,473

ATTACHMENT 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CONSOLIDATED BALANCE SHEET – LIABILITIES

(In thousands of R\$)	09/30/2024	12/31/2023
Current Liabilities	7,156,227	6,113,665
Suppliers	1,184,974	798,963
Dividends and interest on shareholder's equity	1,005,406	411,578
Loans and financing	884,119	1,411,534
Debentures	1,842,113	1,043,498
Redeemable preferred shares	20,223	94,831
Lease liabilities	28,633	29,902
Concessions payable (Use of Public Asset)	794,587	762,588
Tax and social contribution obligations payable	233,772	171,180
Other fiscal and regulatory obligations	128,446	148,736
Labor obligations	138,224	136,387
Derivative financial instruments - trading	276,241	64,008
Provision	5,823	951
Obligations related to retirement benefits	37,242	34,127
Other current liabilities	576,424	1,005,382
Non Current Liabilities	29,300,081	26,294,598
Loans and financing	13,067,618	11,008,698
Debentures	7,152,024	6,642,526
Redeemable preferred shares	479,209	476,157
Lease liabilities	227,394	209,918
Concessions payable (Use of Public Asset)	4,561,948	4,657,314
Derivative financial instruments - trading	23,287	23,004
Provision	589,954	507,607
Obligations related to retirement benefits	354,042	366,076
Deferred income taxes and social contribution	2,325,563	2,087,298
Other non current liabilities	519,042	316,000
Shareholders' Equity	11,782,106	9,816,210
Share capital	4,902,648	4,902,648
Capital reserve	(176,543)	(176,543)
Net income reserves	3,953,237	3,950,408
Additional dividends	-	721,661
Adjustment on fixed asset	(197,022)	(535,403)
Retained earnings	2,293,488	-
Non controlling interests	1,006,298	953,439
Total	48,238,414	42,224,473

ATTACHMENT 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A. CONSOLIDATED INCOME STATEMENT

(In thousands of R\$)	3Q24	3Q23	Chg. %	9M24	9M23	Chg. %
Net Operational Revenue	2,536,849	2,513,512	0.9	7,947,729	8,036,793	-1.1
Operational Costs	(1,233,285)	(1,194,657)	3.2	(3,437,101)	(3,506,038)	-2.0
Electric power purchases	(393,916)	(497,181)	-20.8	(1,117,158)	(1,474,290)	-24.2
Transactions in the short term energy market	(16,096)	(46,821)	-65.6	(53,808)	(161,036)	-66.6
Charges for the use of and connection to the electricity grid	(175,811)	(168,839)	4.1	(524,575)	(500,696)	4.8
Fuel expenses	-	(1)	-100.0	-	(66,032)	-100.0
Financial compensation for use of hydro resources (royalties)	(57,916)	(49,815)	16.3	(171,256)	(103,726)	65.1
Personnel	(64,712)	(57,298)	12.9	(189,912)	(186,300)	1.9
Materials and third-party services	(121,129)	(98,298)	23.2	(319,074)	(298,669)	6.8
Depreciation and amortization	(262,700)	(221,731)	18.5	(752,552)	(659,953)	14.0
Insurance	(30,737)	(23,692)	29.7	(85,813)	(62,336)	37.7
Reversals of operating provisions, net	(16,641)	(1,656)	905.0	4,817	2,920	65.0
Cost of implementing transmission infrastructure	(71,480)	(6,221)	1,049.0	(145,906)	(196,062)	-25.6
Cost of selling photovoltaic solar panels	-	-	0.0	-	239,297	-100.0
Others	(22,147)	(23,104)	-4.1	(81,864)	(39,155)	109.1
Gross Income	1,303,564	1,318,855	-1.2	4,510,628	4,530,755	-0.4
Operating Income (Expenses)	(103,023)	(164,080)	-37.2	990,570	(516,351)	-291.8
Selling, general and administrative expenses	(130,363)	(102,058)	27.7	(360,740)	(302,566)	19.2
Reversal of provision for reduction in the Impairment, net	-	(61,223)	-100.0	30,957	1,139,892	-97.3
Disposal of subsidiary and subsidiary and joint venture interest	(597)	-	100.0	1,326,953	(1,289,063)	-202.9
Other operating revenues (expenses), net	27,937	(799)	-3,596.5	(6,600)	(64,614)	-89.8
Result of corporate participations	181,620	320,353	-43.3	495,583	775,707	-36.1
Equity income	181,620	320,353	-43.3	495,583	775,707	-36.1
Income Before Financial Result and Taxes	1,382,161	1,475,128	-6.3	5,996,781	4,790,111	25.2
Net Financial Result	(487,207)	(326,408)	49.3	(1,528,877)	(1,538,682)	-0.6
Financial income	132,605	123,561	7.3	488,797	352,712	38.6
Financial expenses	(445,236)	(311,853)	42.8	(1,481,407)	(1,465,641)	1.1
Concession payable expenses (Use of Public Asset)	(174,576)	(138,116)	26.4	(536,267)	(425,753)	26.0
Income Before Taxes	894,954	1,148,720	-22.1	4,467,904	3,251,429	37.4
Income tax	(167,896)	(200,628)	-16.3	(900,584)	(544,845)	65.3
Social contribution	(69,260)	(81,452)	-15.0	(354,223)	(225,077)	57.4
Net Income for the Period	657,798	866,640	-24.1	3,213,097	2,481,507	29.5
Income allocated to:						
ENGIE Brasil Energia's shareholders	655,047	867,279	-24.5	3,210,436	2,481,689	29.4
Non-controlling shareholder of Ibitiúva Bioenergética and Maracanã	2,751	(639)	-530.5	2,661	(182)	-1,562.1
Number of Ordinary Shares	815,927,740	815,927,740		815,927,740	815,927,740	
Net Income per Share	0.8028	1.0629	-24.5	3.9347	3.0416	29.4

ATTACHMENT 4

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

(In thousands of R\$)	9M24	9M23
Cash Flow from Operating Activities		
Income before taxes on income	4,467,904	3,251,429
Reconciliation of net income with operating cash flow:		
Equity loss	(495,583)	(775,707)
Depreciation and amortization	783,324	690,923
Impairment, net	(30,957)	(1,139,892)
Interests and monetary variation	1,330,952	1,353,425
Concessions payable expenses	536,267	425,753
Disposal of subsidiary and joint venture interest	(1,336,133)	-
Subsidiary sale	9,180	1,289,063
Extension of the concession	-	(239,297)
Remuneration of financial concession asset	(364,952)	(359,375)
Contract asset remuneration	(679,251)	(633,611)
Unrealized losses on trading operations, net	9,243	12,100
Transmission infrastructure construction revenue	(147,962)	(185,004)
Losses due to construction inefficiency	9,159	16,457
Others	46,740	67,379
Adjusted Net Income	4,137,931	3,773,643
(Increase) reduction in assets		
Accounts receivables from clients	21,194	118,350
Tax credits recoverable	(69,642)	23,129
Deposits in court and restricted deposits	18,667	17,136
Financial concession asset	273,186	264,225
Contract assets	497,886	459,138
Other assets	21,648	(166,219)
(Reduction) increase in liabilities		
Suppliers	(21,788)	(669)
Fiscal and regulatory obligations	(45,737)	(17,047)
Labor obligations	1,837	(22,113)
Obligations related to retirement benefits	(33,696)	(37,209)
Other liabilities	368,519	84,231
Cash Generated from Operating Activities	5,170,005	4,496,595
Payment of interests on debt, net of hedge	(969,297)	(830,147)
Payment of income tax and social contribution	(906,721)	(313,133)
Cash from Operating Activities	3,293,987	3,353,315
Investments Activities	(4,084,700)	(1,682,648)
Dividends received from joint ventures	815,000	211,250
Acquisitions of subsidiaries	(2,361,046)	-
Cash and cash equivalents from acquired subsidiaries	271,494	-
Used in fixed assets and intangibles	(4,899,075)	(1,601,003)
Receipt for sale of equity interest in a jointly held subsidiary	2,766,468	-
Payment of liabilities linked to acquisition of assets	(84,904)	(2,075)
Receipt for sale of subsidiary, net of selling costs	27,584	50,934
Cash and cash equivalents from disposed subsidiaries	(19,873)	(107,999)
Payments of concessions payable (Use of Public Asset)	(599,634)	(233,049)
Others	(714)	(706)
Financing Activities	(415,883)	(821,303)
Inflow of debt instruments	2,503,760	1,003,676
Payment of debt instruments, net of hedge	(1,788,706)	(1,129,247)
Payments of concessions payable	(1,134,002)	(1,617,159)
Debt servicing deposits	3,065	(31,887)
Capital contribution from minority shareholders, net of issuance costs	-	953,314
Increase in Cash and Cash Equivalents	(1,206,596)	849,364
Reconciliation of Cash and Cash Equivalents		
Opening balance	5,255,767	2,235,887
Closing balance	4,049,171	3,085,251
Increase in Cash and Cash Equivalents	(1,206,596)	849,364
Transactions that do Not Affect Cash and Cash Equivalents		
Dividends intended by subsidiaries and joint venture	490,000	211,250
Interim, intermediate, additional credited, mandatory dividends, and interest on equity	-	2,223,700
Prescribed dividends and interest on equity	12,013	6,295
Unclaimed dividends and interest on equity	-	10,027
ICMS on energy sales	10,858	-
Measurement of obligations with retirement benefits	-	31,397
Credit of income tax and social contribution	13,667	81,378
Supplier's of fixed assets and intangibles	344,078	71,887
Net assets of subsidiary transferred to ANCMV	-	19,800
Net assets of subsidiaries acquired	-	19,000
Payment of ineffective hedge (Supplier's of fixed assets and intangibles)	(83,135)	-
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	-
Contingent liabilities on the acquisition of a subsidiary	6,587	-
Provisions for expropriations without cash effect in construction of transmission	-	213

ATTACHMENT 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

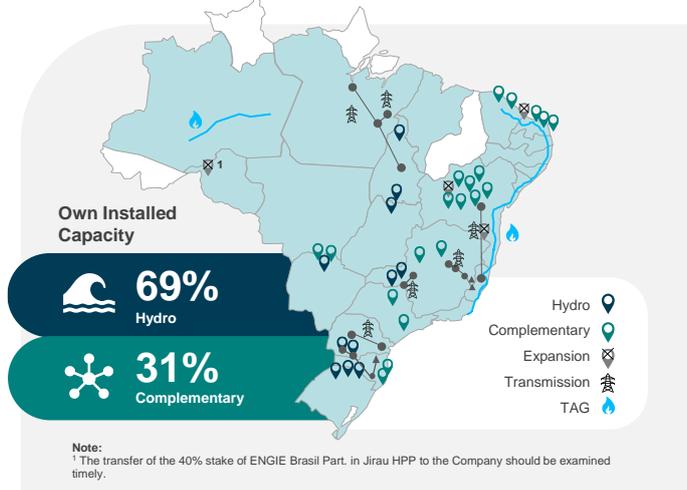
FACT SHEET 3Q24

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 September 30, 2024, was R\$ 34.6 billion, and the own installed capacity totaled **9,290 MW**, which comprises a generating complex of **109 plants**, of which 11 are hydroelectric power plants and 98 fired from complementary sources: two biomass-fired plants, 69 wind power plants, two small hydroelectric plants and 25 solar plants. In the transmission segment, the Gralha Azul, Novo Estado and Gavião Real Transmission Systems are in full operation.

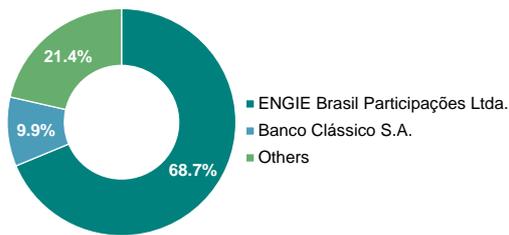
Balanced portfolio of business in energy infrastructure



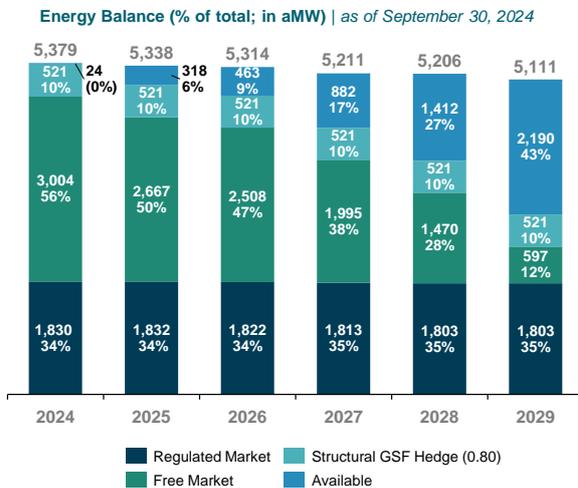
Own installed capacity of **9,290 MW (4,525 aMW)**, **2,710 Km** of transmission lines under operation and a stake of **17.5%** in TAG.

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



EGIE
B3 LISTED NM

IBOVESPA B3

IEE B3

ITAG B3

ATTACHMENT 5

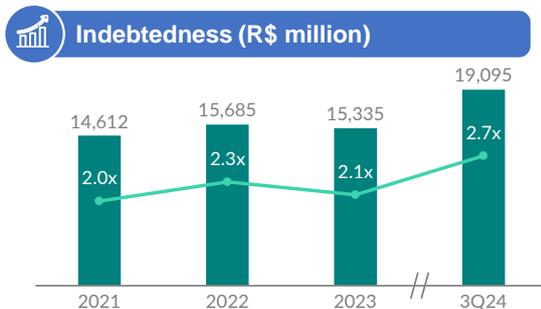
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 3Q24

Consolidated (in R\$ million)	3Q24	3Q23	Chg.	9M24	9M23	Chg.
Net Operating Revenue (NOR)	2,537	2,514	0.9%	7,948	8,037	-1.1%
Results from Operations (EBIT)	1,382	1,475	-6.3%	5,997	4,790	25.2%
Adjusted Ebitda ¹	1,665	1,768	-5.8%	5,432	5,629	-3.5%
Non-recurrent effects adjusted Ebitda ²	1,596	1,719	-7.2%	5,141	5,439	-5.5%
Adjusted Ebitda / NOR - (%) ¹	65.6	70.3	-4.7 p.p.	68.3	70.0	-1.7 p.p.
Adjusted Net Income	666	928	-28.2%	2,314	2,615	-11.5%
Adjusted Return on Equity (ROE) ³	26.5	37.3	-10.9 p.p.	26.5	37.3	-10.9 p.p.
Adjusted Return on Invested Capital (ROIC) ⁴	16.7	21.1	-4.4 p.p.	16.7	21.1	-4.4 p.p.
Gross Power Production (avg MW) ⁵	6,338	5,597	13.2%	6,194	4,408	40.5%
Energy Sold (avg MW) ⁶	4,050	3,883	4.3%	3,990	4,138	-3.6%
Average Net Sales Price (R\$/MWh) ⁷	215.96	223.97	-3.6%	221.44	225.49	-1.8%
Number of Employees - Total	1,234	1,137	8.5%	1,234	1,137	8.5%

Notes:

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



- Notes:**
- Debt net of hedge operations.
 - 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.



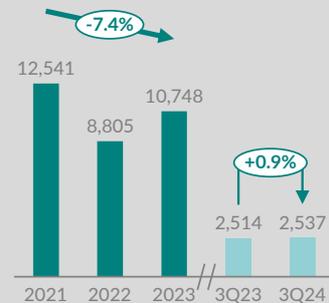
- Notes:**
- Payout equivalent to 100% of the distributable adjusted net income (ex-hydrological risk negotiation).
 - For the purposes of comparability between fiscal years, an adjustment in dividend per share was made in the light of the share bonus approved on December 07, 2018.
 - Considers the annual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