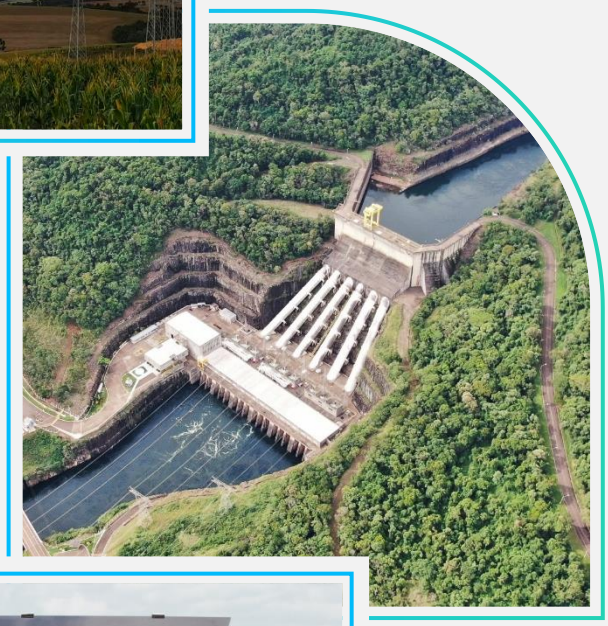
EGIE
B3 LISTED NM







Release de Resultados 2T24

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

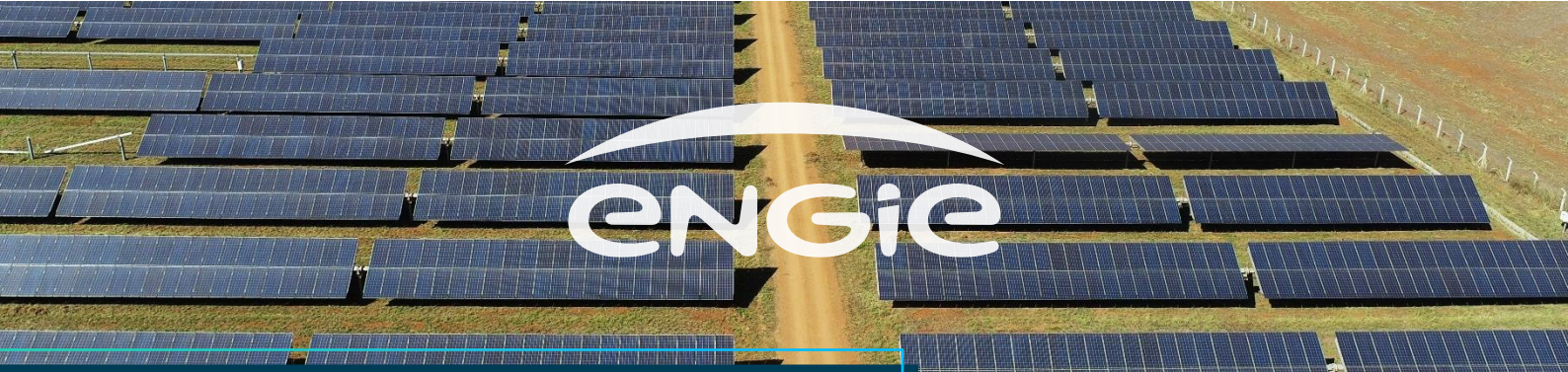
Dia 08/08/2024 às 11:00h (horário de Brasília): em português com tradução simultânea para inglês

Clique aqui para acessar a transmissão.

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

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

Florianópolis (SC), 7 de agosto de 2024. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE", ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Segundo Trimestre e período de seis meses, encerrado em 30 de junho de 2024 (2T24/6M24). As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em base consolidada e estão de acordo com os princípios e as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os valores estão expressos em reais (R$), salvo quando indicado de modo diferente. Efeitos de arredondamentos podem causar diferenças nas variações percentuais, quando comparados os comentários de Desempenho Econômico-Financeiro, apresentados em R$ milhões, com a Demonstração do Resultado (Anexo III), apresentada em R$ mil.



ENGIE Brasil Energia conclui implantação de dois projetos e inicia operação de parque eólico.

Ebitda e lucro líquido ajustados crescem 8,6% e 6,1%, respectivamente, no 2T24 em relação ao 2T23.

Destaques

O **lucro líquido ajustado** do 2T24 foi de **R$ 855 milhões**, valor 6,1% (R$ 49 milhões) acima do alcançado no 2T23.

O **Ebitda ajustado**[2] no 2T24 alcançou **R$ 1.952 milhões**, aumento de 8,6% (R$ 154 milhões) em comparação ao 2T23. A **margem Ebitda ajustada** foi de **69,7%** no 2T24, acréscimo de 0,8 p.p. em relação ao 2T23.

A **receita operacional líquida** da Companhia atingiu **R$ 2.802 milhões** no 2T24, 7,4% (R$ 192 milhões) acima do montante apurado no 2T23, dos quais, **R$ 262 milhões são relativos à indenização** por atraso na conclusão da obra do Conjunto Eólico Santo Agostinho.

O **preço médio dos contratos de venda de energia**, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de **R$ 220,57/MWh** no 2T24, valor 0,4% superior ao registrado no 2T23.

A quantidade de **energia vendida** no 2T24, sem considerar as operações de *trading*, foi de 8.864 GWh **(4.058 MW médios)**, volume 4,6% inferior ao comercializado no 2T23.

Durante o 2T24, **entraram em operação comercial** 10 unidades geradoras do Conjunto Eólico Santo Agostinho, no Rio Grande do Norte. Ao final do período, 67 do total de 70 aerogeradores do projeto estavam operando comercialmente e outros três em teste, dois dos quais entraram em operação comercial até 7 de agosto de 2024.

Em junho de 2024, **entraram em operação em teste** as primeiras 17 unidades geradoras do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, na Bahia.

A Companhia venceu a categoria Energia e foi destaque no **Melhores do ESG da Exame**, pelo terceiro ano consecutivo.

ENGIE Brasil Energia conquistou a certificação **GPTW – *Great Place To Work* Brasil**, que reconhece excelentes empresas para trabalhar do país.

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (Valores em R$ milhões)	2T24	2T23	Var.	6M24	6M23	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.802	2.610	7,4%	5.411	5.523	-2,0%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.695	1.478	14,7%	4.615	3.315	39,2%
Ebitda [1]	1.961	1.710	14,7%	5.126	3.774	35,8%
Ebitda ajustado [2]	1.952	1.798	8,6%	3.767	3.862	-2,5%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas [3]	1.864	1.896	-1,7%	3.544	3.718	-4,7%
Ebitda / ROL - (%) [1]	70,0	65,5	4,5 p.p.	94,7	68,3	26,4 p.p.
Ebitda / ROL - (%) ajustada [2]	69,7	68,9	0,8 p.p.	69,6	69,9	-0,3 p.p.
Lucro Líquido	871	733	18,8%	2.555	1.615	58,2%
Lucro Líquido ajustado	855	806	6,1%	1.648	1.688	-2,4%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [4]	28,1	35,4	-7,2 p.p.	28,1	35,4	-7,2 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [5]	18,3	20,3	-1,9 p.p.	18,3	20,3	-1,9 p.p.
Dívida Líquida [6]	17.344	13.890	24,9%	17.344	13.890	24,9%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [7]	5.852	3.395	72,4%	6.121	3.803	61,0%
Energia Vendida (MW médios) [8]	4.058	4.253	-4,6%	3.960	4.268	-7,2%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	220,57	219,80	0,4%	226,42	226,19	0,1%
Número de Empregados - Total	1.207	1.133	6,5%	1.207	1.133	6,5%
Empregados EBE	1.185	1.123	5,5%	1.185	1.123	5,5%
Empregados em Projetos em Construção	22	10	120,0%	22	10	120,0%

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Eventos Subsequentes

Em 8 de julho de 2024, ocorreu a **energização total do Sistema de Transmissão Gavião Real**, no Pará, dando início à geração de RAP do projeto.

Mais 34 aerogeradores do Conjunto Eólico Serra do Assuruá foram autorizados para operação em teste e **15 entraram em operação comercial**, até 7 de agosto de 2024.

O Conselho de Administração aprovou a distribuição de **R$ 932,8 milhões (R$ 1,14324649075/ação) sob forma de dividendos intercalares equivalente a 55% do lucro líquido distribuível - excluindo ganhos com alienação parcial dos investimentos na TAG** - do primeiro semestre de 2024. As ações serão negociadas ex-dividendos a partir de 22 de agosto de 2024 e a data de pagamento será definida posteriormente pela Diretoria Executiva.



Conjunto Eólico Santo Agostinho (RN)

Importante

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

Mensagem da Administração

Confirmando nosso propósito de acelerar a transição energética de forma justa e acessível, 2024 tem se destacado por ser um dos anos com **maior fluxo de investimento em energias renováveis da história da Companhia**. Com valor total de R$ 2,1 bilhões investidos no 2T24, a ENGIE Brasil Energia soma R$ 5,6 bilhões aplicados somente na primeira metade deste ano. Pautado no olhar a longo prazo, diversificação de portfólio e crescimento disciplinado, os recursos foram estrategicamente alocados em distintas frentes, sendo R$ 3,1 bilhões destinados à construção dos novos projetos; R$ 2,4 bilhões na aquisição de conjuntos fotovoltaicos; R$ 55 milhões para projetos de modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Osório, Jaguara e Miranda; e R$ 39 milhões aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador.

O segundo trimestre de 2024 foi de muita dedicação de nossas equipes de implantação, o que culminou, no **início da entrada em operação de mais um parque eólico**. Na Bahia, entraram antecipadamente em operação em teste as primeiras unidades geradoras do **Conjunto Eólico Serra do Assuruá**, empreendimento composto por 24 parques eólicos que está sendo implantado em fase única em Gentio do Ouro. No início de julho, ocorreu a energização total do **Sistema de Transmissão Gavião Real,** no Pará, dando início à geração da Receita Anual Permitida do projeto, composto pela ampliação da Subestação Itacaiúnas, com implantação de dois transformadores 230/138kV e novo pátio de 138kV para atendimento da rede de distribuição de energia do estado. E no Rio Grande do Norte foi concluído o comissionamento dos 70 aerogeradores do **Conjunto Eólico Santo Agostinho**, totalizando 100% da capacidade instalada (434 MW), sendo que destes, 67 em operação comercial, no fim do 2T24. Estes avanços demonstram nossa capacidade de entrega e corroboram nosso comprometimento com a execução planejada dos nossos projetos, respeitando os cronogramas físico-financeiros.

Também tivemos progressos na implantação da **Asa Branca Transmissora de Energia**, que iniciou as atividades preliminares de topografia e sondagens e teve os protótipos das torres testados e aprovados. Arrematado no Leilão de Transmissão 01/2023 da Aneel, o empreendimento contará com mil quilômetros de extensão, nos estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo. E o **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol**, no Rio Grande do Norte, atingiu 38% do avanço das obras. O empreendimento terá capacidade instalada de aproximadamente 752 MWac (895 MWp) e capacidade comercial estimada em 228,7 MW médios.



Conjunto Eólico Serra do Assuruá (BA)

Na Bahia, **entraram antecipadamente em operação em teste** as primeiras unidades geradoras do **Conjunto Eólico Serra do Assuruá.**

Na geração de energia, destacamos a performance dos nossos parques eólicos Campo Largo 1 e 2 e Umburanas, localizados na Bahia, cuja produção foi mais de 80% superior no 2T24 quando comparada ao 1T24. Adicionalmente, influenciada pelo fenômeno El Niño, a geração hidrelétrica foi 83,9% superior à do mesmo período de 2023, com destaque para o desempenho dos ativos localizados nas bacias dos rios Uruguai, Iguaçu e Tocantins.

Diante da Abertura do Mercado Livre de Energia para empresas de médio e pequeno porte, no 2T24 manteve-se **crescente a quantidade de consumidores livres**, que aumentou 56,3% em relação ao mesmo período do ano anterior. A estratégia comercial da ENGIE Brasil Energia mostrou-se novamente adequada às condições do mercado. Devido à confortável posição de contratação do portfólio, que possibilita uma estratégia de venda gradual de disponibilidade futura sem alta exposição à volatilidade do preço *spot* (Preço de Liquidação das Diferenças – PLD), foi possível desacelerar o ritmo de vendas no momento de baixa de preços observado no 2T24.

Com relação aos resultados financeiros, no 2T24, a ENGIE Brasil Energia registrou receita operacional líquida de R$ 2,8 bilhões, aumento de 7,4% frente o 2T23, motivado, principalmente, pela receita auferida de indenizações por atraso na conclusão da obra do Conjunto Eólico Santo Agostinho. O Ebitda ajustado foi de R$ 2,0 bilhões, 8,6% acima do montante apurado no 2T23, consequência, basicamente, da combinação da receita de indenização citada anteriormente e do resultado das transações realizadas no mercado de curto prazo, atenuada pela repactuação do risco hidrológico (Geração Fora da Ordem de Mérito - GFOM) registrado no 2T23, da venda da subsidiária UTE Pampa Sul, no 2T23 e redução do resultado de equivalência patrimonial em razão da alienação parcial da controlada em conjunto - TAG, entre outros efeitos. Já o lucro líquido ajustado do 2T24, foi de R$ 855 milhões, valor 6,1% acima do alcançado no mesmo período em 2023, em razão dos

efeitos mencionados anteriormente, além do aumento das despesas com depreciação e amortização e imposto de renda e contribuição social no período.

Para finalizar, gostaríamos de destacar que este trimestre também foi marcado pelo reconhecimento ao nosso comprometimento em gerar energia, pautados em **compromissos ambientais, sociais e de governança**. A ENGIE Brasil Energia foi destaque, pelo terceiro ano consecutivo, no prêmio Melhores do ESG, promovido pela Exame, vencendo na categoria Energia. A Companhia também teve um avanço importante no Ranking Merco de Responsabilidade ESG, ficando em segundo lugar no setor elétrico e subindo sete posições no *ranking* do monitor empresarial de reputação corporativa. E celebramos a conquista da certificação GPTW - *Great Place to Work*®, que reconhece excelentes empresas para trabalhar no país.

Alcançar estes reconhecimentos não é tarefa simples e somos muito gratos pela confiança recebida por estes diferentes públicos. Acreditamos que este feito seja resultado de uma relação construída, ao longo dos anos, com base em valores éticos e de transparência. Dessa forma, seguimos trabalhando todos os dias para gerar e compartilhar valor de forma sustentável para nossas diversas partes interessadas, comprometidos com a prosperidade dos negócios e o progresso econômico e social do país.

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

Em 28 de junho de 2024, foi concretizada a operação de venda das quotas detidas pela ENGIE Brasil Energia e pela ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda na Lages Bioenergética Ltda, empresa detentora dos ativos da Usina de Cogeração Lages, de 28 MW de capacidade instalada, localizada em Lages (SC), pelo valor total de R$ 6,0 milhões (líquido da posição de caixa), para a Âmbar Energia S.A.

No final do 2T24, a ENGIE Brasil Energia contava com **9.059,0 MW de capacidade instalada**, operando um parque gerador de 10.768,8 MW, composto de 103 usinas, sendo 11 hidrelétricas e 92 complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 99 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 junho 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/MA)	1.087,0	435,6	fev/47	244,1
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.090,8	1.090,8	abr/31	477,5
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	dez/35	247,8
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	jun/48	324,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	jun/48	188,3
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	jun/40	140,8
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	abr/31	107,5
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	mar/37	127,6
Total - Hidrelétricas			**8.115,1**	**6.415,4**		**3.232,2**

Usina	Tipo	Centrais geradoras[1]	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Vencimento da Autorização	Energia assegurada (MWm) Participação da Companhia
				Total	Participação da Companhia		
Conjunto Santo Agostinho - Fase I [4]	Eólica	14	Lages e Pedro Avelino (RN)	427,8	427,8	mai/56	221,2
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/32	14,0
José Gelazio da Rocha	PCH		Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24,4	24,4	dez/32	11,9
Nova Aurora	Solar		Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável[2]	0,3
Tubarão	Eólica		Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável[2]	0,3
Tubarão 2	Eólica		Tubarão (SC)	4,2	4,2	não aplicável[2]	0,0
Total - Complementares				**2.653,74**	**2.643,6**		**1.166,88**
Total				**10.768,8**	**9.059,0**		**4.399,0**

1 Para composição dos conjuntos eólicos e fotovoltaicos.
2 Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.
3 A usina Lar do Sol não possui garantia física declarada, portanto sua capacidade comercial é baseada na geração prevista.
4 Até 7 de agosto de 2024, apenas uma unidade geradora do Conjunto Eólico Santo Agostinho estava pendente de entrada em operação comercial.

Ativos de Transmissão de Energia

Ativos de transmissão em operação em 30 de junho de 2024

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

** Valores na data-base de julho de 2024 (ciclo 2024-2025).*
*** Gavião Real – energizado em 8 de julho de 2024.*

Ativos de Transporte de Gás

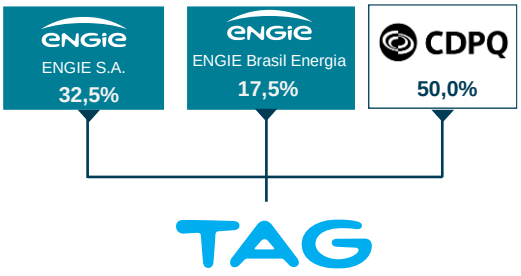
Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

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 14 pontos de recebimento de gás ativos (incluindo dois terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL) e mais um em construção) 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 **102 contratos firmes ao longo de 2024**, que totalizaram um volume de 10 milhões de m^3 de capacidade de transporte, em contratos de entrada e saída, com vencimento em 31 de dezembro de 2024, e representaram cerca de 11% da receita total da TAG no ano (15% considerando somente malha integrada).

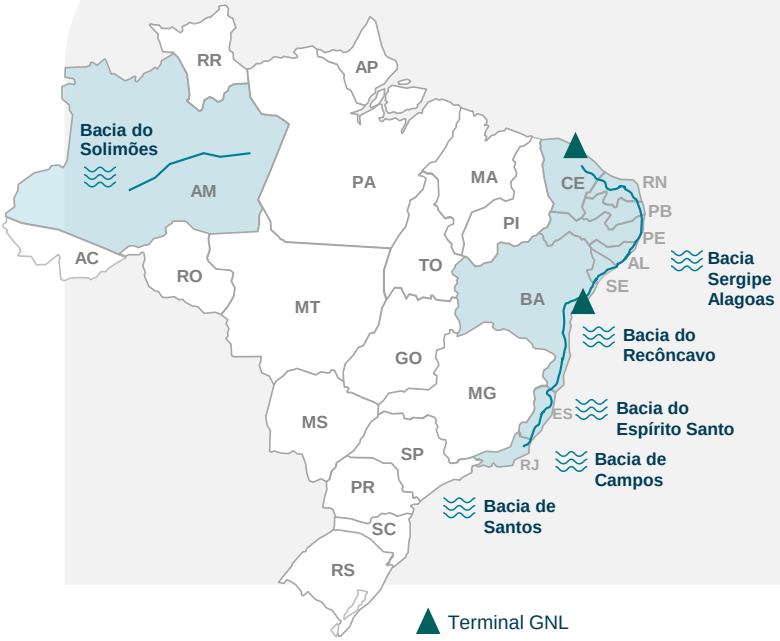
Estrutura Societária a partir de 10/01/2024



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

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

Localização dos Gasodutos da TAG



Projetos em construção:

- **Gasfor II**, no Ceará, um gasoduto para otimização da rede, com 84 km de extensão e previsão de início de operação no terceiro trimestre de 2024. O investimento previsto é de R$ 430 milhões. Em agosto de 2022, o projeto foi classificado como prioritário pelo Ministério de Minas e Energia.
- **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, está em andamento e com início de operação estimado para o terceiro trimestre de 2024. 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 estimado em R$ 370 milhões. Em maio de 2023, o projeto foi classificado como prioritário pelo Ministério de Minas e Energia.
- **Ponto de entrega Itagibá**, na Bahia, um novo ponto de entrega para atender a companhia de distribuição local, localizada no trecho norte do Gasene, está em construção e com início de operação esperada para o terceiro trimestre 2024. Esse projeto tem previsão de investimento de R$ 23 milhões.

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).
- **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 106 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 legados com a Petrobras

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

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


Transportadora Associada de Gás - TAG

Expansão

Jirau Energia.

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

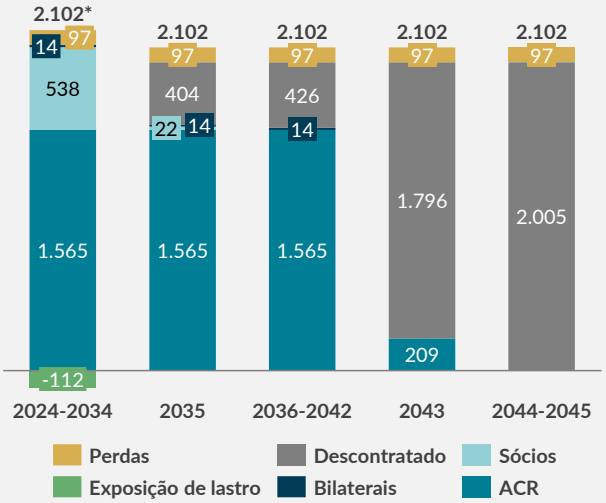
Em 17 de junho de 2024, a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Eletrobras Chesf firmou contrato para a aquisição de até 100% da participação da Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil – Eletrobras CGT Eletrosul na Jirau Energia (20% do seu capital social), pelo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



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

Portfólio de Contratos da Jirau Energia

MW médios



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

No 2T24, a Jirau Energia gerou 1.934,9 MW médios, 2,7% acima dos 1.883,3 MW médios gerados no 2T23, **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)).

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 2T24 foi protocolizado o pedido de Licença de Instalação para a linha de transmissão 500kV Morro do Chapéu II – Poções III. Em campo, em paralelo com o avanço da liberação fundiária da faixa de servidão, foram iniciadas as **atividades preliminares de topografia e sondagens**. Em fábrica, **foram testados e aprovados os protótipos das torres** predominantes dos maiores trechos de linha de transmissão do projeto.

Como evento subsequente, em 31 de julho de 2024, foi publicada a licença de instalação do trecho Morro do Chapéu II – Poções III.

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


Teste das torres



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 Santo Agostinho – Fase I – Rio Grande do Norte.

Com **capacidade instalada total de 434 MW** e composto por 70 aerogeradores Siemens Gamesa de 6,2 MW cada, a primeira fase do conjunto eólico está localizada nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, a aproximadamente 120 km de Natal, no Rio Grande do Norte. Esta fase demanda **investimentos da ordem de R$ 2,3 bilhões** (base dez/2020) e gerou milhares de empregos diretos na região, tendo sido viabilizada por meio da venda da energia a clientes do mercado livre.


Unidades geradoras

No fim do 2T24, o projeto contava com 67 Unidades Geradoras (UGs) em operação comercial e outras três autorizadas para operação em teste. Até 7 de agosto de 2024, mais duas UGs entraram em operação comercial, restando apenas uma para a finalização total do projeto.

Conjunto Eólico Serra do Assuruá – Bahia.

Composto por 24 parques eólicos a serem implantados em fase única no município de Gentio do Ouro, na Bahia, o projeto possui outorga emitida pela Aneel e **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), parte do qual foi contratado junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Adicionalmente, um acordo de investimento com subscrição no valor de R$ 1 bilhão em novas ações preferenciais foi celebrado com o Itaú Unibanco.

No final do 2T24, **o progresso da obra atingiu 59,3%**. As atividades de montagem de aerogeradores estão sendo executadas conforme cronograma e o **início do comissionamento e operação em teste das primeiras unidades geradoras ocorreu em junho de 2024**. O fornecimento dos componentes dos aerogeradores está progredindo como previsto. As atividades na linha de transmissão e *bay* de conexão foram finalizadas. Na subestação foi energizado um dos transformadores principais, com previsão de energização completa em julho de 2024. Nas redes de média tensão, as atividades de escavação, instalação de postes e lançamento de cabos condutores estão em curso. As obras civis estão progredindo conforme previsto, com mais de 80% das fundações concretadas e acessos pavimentados.


Montagem dos aerogeradores

Iniciada operação em teste dos primeiros aerogeradores.
Em andamento, o fornecimento de componentes dos aerogeradores, a energização da subestação, as atividades nas redes de média tensão e as obras civis.

Até 7 de agosto de 2024, 36 unidades geradoras estavam operando em testes e 15 em operação comercial.

A **previsão de entrada gradual em operação comercial é a partir do terceiro trimestre de 2024** e conclusão da implantação no quarto trimestre 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. O projeto foi adquirido em dezembro de 2021, em estágio avançado de desenvolvimento, com Licença Prévia e contratos fundiários firmados.

As atividades de implantação atingiram 38% de avanço até o final do 2T24. Estão sendo executadas atividades de engenharia, supressão vegetal, terraplenagem, drenagem, bem como as fundações e montagens dos *trackers* e instalação dos painéis solares, além do recebimento dos equipamentos em campo. Já as atividades de conexão ao sistema atingiram 94% de avanço físico e a entrega dos componentes no local da obra para este contrato está encerrando.



Montagem dos *trackers* e instalação dos painéis

Atividades de implantação atingiram 38%. Em andamento, atividades de engenharia, montagem dos *trackers* e instalação dos painéis solares.

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 e aptos a 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 e aptos a 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 e aptos a 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

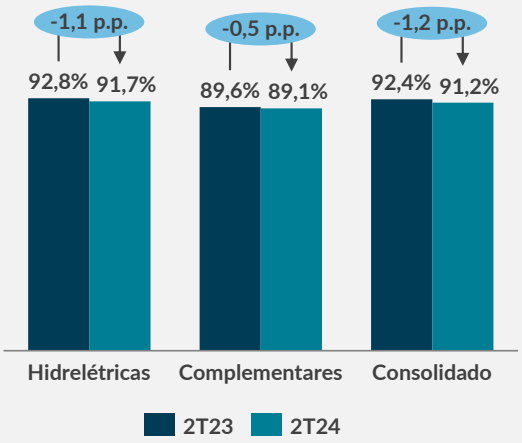
No 2T24, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade interna global de **91,2%, (considerando-se as paradas programadas e forçadas)**, sendo 91,7% nas usinas hidrelétricas e 89,1% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

A disponibilidade das **usinas hidrelétricas** reduziu 1,1 p.p. no 2T24, em relação ao 2T23, em razão da execução de manutenção corretiva na vedação do eixo da turbina na unidade geradora 2 da Usina Hidrelétrica Salto Santiago e manutenção preventiva, incluindo ajuste de folga nos mancais e balanceamento na unidade geradora 1 da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra.

Também nas **usinas complementares,** houve pequena redução da disponibilidade no 2T24, comparado com o mesmo trimestre do ano anterior (0,5 p.p.), ocasionado principalmente pela inspeção programada na unidade geradora 3 da Pequena Central Hidrelétrica Rondonópolis e manutenções corretivas em aerogeradores do Conjunto Eólico Santo Agostinho.

Disponibilidade

Considerando as paradas programadas



* Para fins comparativos, não apresentamos disponibilidade da UTE Pampa Sul, vendida em maio de 2023.

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 100% no 2T24 e 6M24.** 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 12.781 GWh (5.852 MW médios), no 2T24, **elevação de 72,4%** quando comparada à produção do 2T23, desconsiderando a geração da UTE Pampa Sul, em razão da sua venda em maio de 2023.

Do total gerado no 2T24, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 10.723 GWh (4.910 MW médios) e as complementares por 2.058 GWh (942 MW médios). Esses resultados representam aumentos de 83,9% na geração das usinas hidrelétricas e de 30,1% na geração das complementares, em comparação ao 2T23.

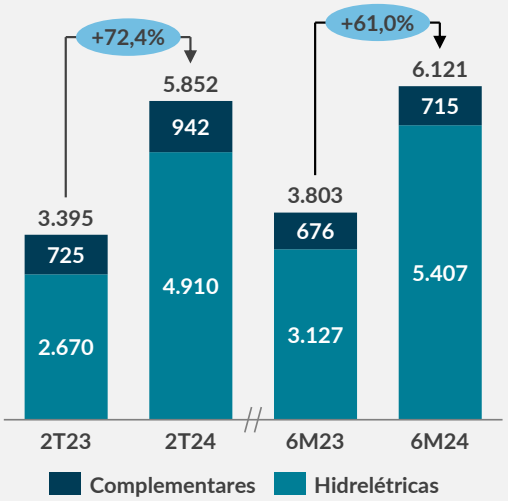
A elevação na geração total das **usinas hidrelétricas** no 2T24, em comparação ao 2T23, é reflexo das condições hidrológicas mais favoráveis na Região Sul e da política de operação do Operador Nacional do Sistema (ONS) adotada para as usinas da bacia do Rio Tocantins, em razão da condição favorável de armazenamento da Usina Hidrelétrica Serra da Mesa (usina de cabeceira).

Na Região Sul, destaca-se a presença do fenômeno El Niño, que prolongou a presença de chuvas, contribuindo com a manutenção dos níveis altos nos reservatórios, possibilitando a maximização da geração nas usinas da bacia do Rio Uruguai e do Rio Iguaçu.

Para a bacia do Rio Tocantins, houve aumento na geração das usinas hidrelétricas mesmo com o período úmido apresentando vazões abaixo da média. Isso se deve ao fato de, em 2024, a operação especial da Usina Hidrelétrica Serra da Mesa, conforme a Resolução nº 70/2021 da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), não ter sido realizada. Esta operação visa reduzir a vazão defluente da usina de cabeceira durante o período úmido para garantir um maior armazenamento do reservatório, melhorando a segurança hídrica dos demais períodos do ano. Isso refletiu na manutenção de vazões em toda a bacia, contribuindo para a geração de energia das Usinas Hidrelétricas de Cana Brava, São Salvador e Estreito.

Geração

MW médios



Notas:
- A diferença entre os percentuais calculados em GWh e MW médios no acumulado do ano ocorre em razão de 2024 ser ano bissexto.
- Para fins comparativos, não apresentamos geração da UTE Pampa Sul, vendida em maio de 2023.

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

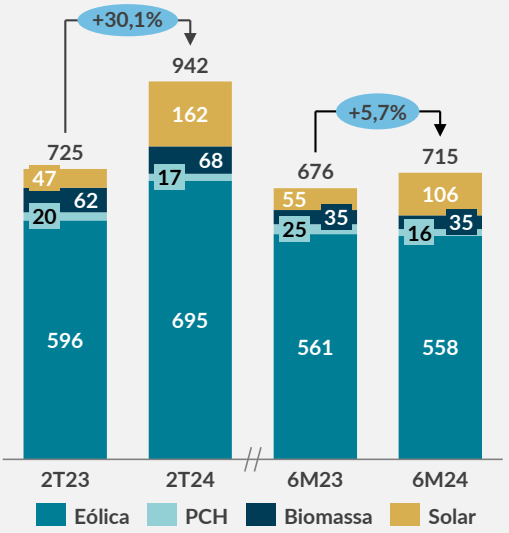
A maior geração das **usinas complementares** no 2T24, ocorreu principalmente pela entrada em operação de usinas eólicas e aquisição de usinas fotovoltaicas, somada à melhora da incidência de ventos nas usinas eólicas da Bahia.

A geração eólica no 2T24 foi de 1.518 GWh (695 MW médios), 216 GWh (99 MW médios) ou 16,6% maior do que no mesmo período de 2023. A variação decorre, substancialmente, do início da operação comercial do Conjunto Eólico Santo Agostinho, em março de 2023, que foi responsável por 144 GWh (66 MW médios) do aumento, além da maior incidência de ventos nas usinas eólicas da Bahia contribuiu com outros 87 GWh (40 MW médios).

No 2T24, a geração total das usinas fotovoltaicas atingiu 354 GWh (162 MW médios), um aumento de 251 GWh (115 MW médios) ou 244,4% em relação ao mesmo período do ano anterior. Esse crescimento se deve à contribuição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, Sertão Solar, Sol do Futuro, São Pedro e Lar do Sol, adquiridos em março de 2024, que responderam por 76,0% do total da energia solar gerada no 2T24, com 269 GWh (123 MW médios).

Geração por Fonte Complementar

MW médios



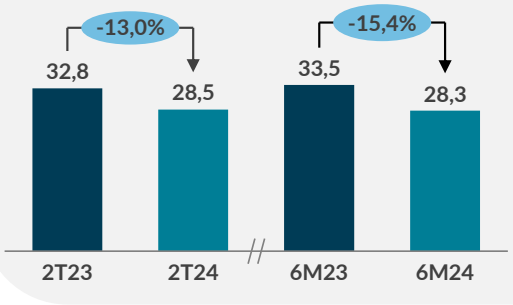
Nota:
- A diferença entre os percentuais calculados em GWh e MW médios ocorre em razão de 2024 ser ano bissexto.

Transporte de Gás

No 2T24, a TAG transportou um volume médio de gás de 28,5 milhões de m³/dia (32,8 milhões de m³/dia no 2T23). O volume dos contratos extraordinários foi de 9,9 milhões de m³/dia, representando aproximadamente 11% do volume total contratado pela TAG, e 15% considerando somente a malha integrada (excluindo Gasoduto de Transporte de Gás (GTA) Urucu-Manaus, onde a Petrobras se mantém como único carregador). Em 2024, a TAG assinou 102 contratos firmes (42 ativos) com 22 carregadores.

Volume médio de gás movimentado

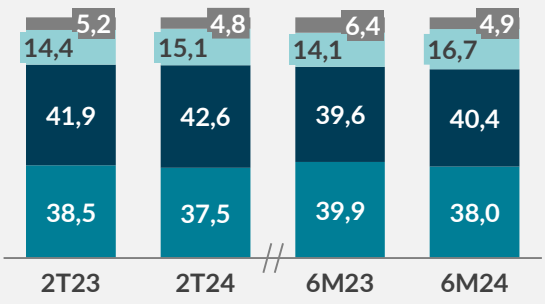
MM m³/dia



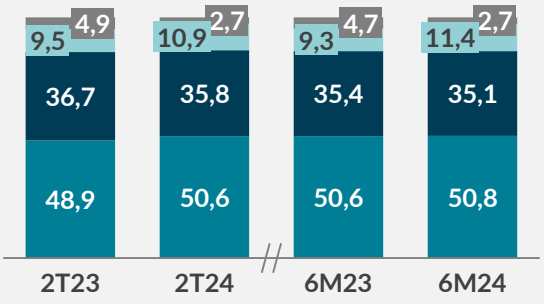
Portfólio de Venda de Energia Elétrica

No 2T24, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia (com exceção de CCEE e outras receitas) alcançou 42,6% do total das vendas físicas e 35,8% do total da Receita Operacional Líquida (ROL) do segmento de geração, aumento de 0,7 p.p. e redução de 0,9 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.

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 junho 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$/MWh)
	Recursos Próprios	4.329	4.792	4.888	4.888	4.888	4.889				
+	Compras para Revenda	1.036	551	430	334	329	234				
=	**Recursos Totais (A)**	**5.365**	**5.343**	**5.318**	**5.222**	**5.217**	**5.123**				
	Vendas Leilões do Governo[1]	1.830	1.832	1.822	1.813	1.803	1.803				
	2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	307,2	276,0
	2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	337,4	303,2
	2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	352,2	316,4
	2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	317,4	285,1
	Proinfa	19	19	19	10	-	-	147,8	jun-04	441,0	424,9
	1º Leilão de Reserva	14	2	-	-	-	-	158,1	ago-08	379,9	366,1
	Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	9	8	-	-	-	-	-	-	371,8	358,2
	2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	345,7	333,1
	2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	234,2	212,6
	2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	293,7	266,5
	8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu/Juazeiro/Sol do Futuro)	111	119	119	119	119	119	298,2	nov-15	450,0	408,4
	7º Leilão de Reserva (São Pedro)	13	15	15	15	15	15	301,8	nov-15	468,7	425,3
	2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	234,7	213,0
	2017-EN-2021-20 (Sertão Solar)	23	27	27	27	27	27	189,5	nov-14	199,6	181,1
	Vendas Reguladas - Cotas										
	2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	227	227	227	227	227	227	-	jul-17	197,1	188,0
	2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	132	-	jul-17	228,9	218,3
+	Vendas Bilaterais	3.023	2.621	2.443	1.885	1.348	555				
=	**Vendas Totais (B)**	**4.853**	**4.453**	**4.265**	**3.698**	**3.151**	**2.358**				
-	**Hedge GSF Estrutural (0,80)**	**512**	**521**	**521**	**521**	**521**	**521**				
	Saldo (A - B)	**-**	**369**	**532**	**1.003**	**1.545**	**2.244**				
	Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)** [2, 3]:	216,9	220,5	211,2							
	Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)** [4]:	156,5	139,2	144,0							

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

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

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

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

Notas:

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

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



Conjunto Fotovoltaico Lar do Sol (MG)

Desempenho Econômico-Financeiro

Resultado por segmento – 2T24 X 2T23 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração[1]	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
2T24					
Receita operacional líquida	2.452	296	54	-	2.802
Custos operacionais	(985)	(65)	(59)	-	(1.109)
Lucro (prejuízo) bruto	**1.467**	**231**	**(5)**	**-**	**1.693**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(112)	(8)	(2)	-	(122)
Outras despesas operacionais, líquidas	(37)	-	-	-	(37)
Reversão de *Impairment*	31	-	-	-	31
Alienação de subsidiária	(9)	-	-	-	(9)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(13)	(13)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	152	152
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.340**	**223**	**(7)**	**139**	**1.695**
2T23					
Receita operacional líquida	2.251	252	107	-	2.610
Custos operacionais	(838)	(134)	(106)	-	(1.078)
Lucro bruto	**1.413**	**118**	**1**	**-**	**1.532**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(100)	(8)	(1)	-	(109)
Outras despesas operacionais, líquidas	(2)	(63)	-	-	(65)
Reversão de *Impairment*, líquido	1.201	-	-	-	1.201
Alienação de subsidiária	(1.289)	-	-	-	(1.289)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	208	208
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.223**	**47**	**-**	**208**	**1.478**
Variação					
Receita operacional líquida	201	44	(53)	-	192
Custos operacionais	(147)	69	47	-	(31)
Lucro (prejuízo) bruto	**54**	**113**	**(6)**	**-**	**161**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(12)	-	(1)	-	(13)
Outras despesas operacionais, líquidas	(35)	63	-	-	28
Reversão de *Impairment*, líquido	(1.170)	-	-	-	(1.170)
Alienação de subsidiária	1.280	-	-	-	1.280
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(13)	(13)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	(56)	(56)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**117**	**176**	**(7)**	**(69)**	**217**

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

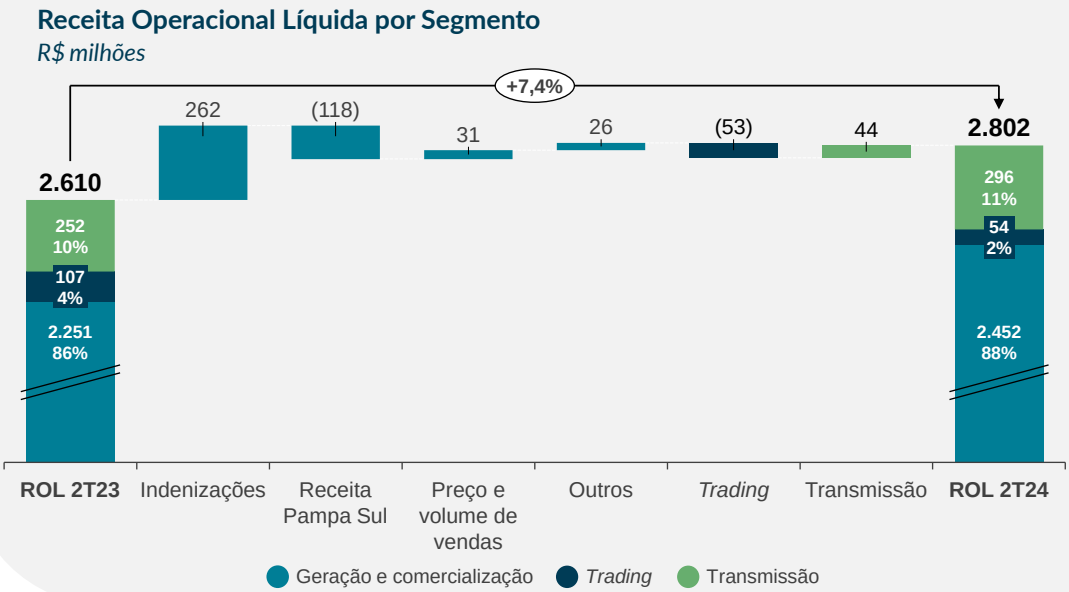
O resultado financeiro da Companhia não é alocado por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma consolidada e corporativa.

Receita Operacional Líquida

Receita por segmento – 2T24 X 2T23 (em R$ milhões)

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
2T24				
Distribuidoras de energia elétrica	1.017	-	-	1.017
Consumidores livres	719	-	-	719
Remuneração dos ativos de concessão	121	221	-	342
Indenizações	262	-	-	262
Comercializadoras de energia elétrica	218	-	-	218
Transações no mercado de curto prazo	71	-	1	72
Receita de serviços prestados	37	20	-	57
Receita de construção	-	55	-	55
Operações de *trading* de energia	-	-	53	53
Outras receitas	7	-	-	7
Receita operacional líquida	**2.452**	**296**	**54**	**2.802**
2T23				
Distribuidoras de energia elétrica	1.050	-	-	1.050
Consumidores livres	787	-	-	787
Remuneração dos ativos de concessão	104	138	-	242
Comercializadoras de energia elétrica	204	-	-	204
Transações no mercado de curto prazo	64	-	1	65
Receita de serviços prestados	36	17	-	53
Receita de construção	-	97	-	97
Operações de *trading* de energia	-	-	106	106
Outras receitas	6	-	-	6
Receita operacional líquida	**2.251**	**252**	**107**	**2.610**
Variação				
Distribuidoras de energia elétrica	(33)	-	-	(33)
Consumidores livres	(68)	-	-	(68)
Remuneração dos ativos de concessão	17	83	-	100
Indenizações	262	-	-	262
Comercializadoras de energia elétrica	14	-	-	14
Transações no mercado de curto prazo	7	-	-	7
Receita de serviços prestados	1	3	-	4
Receita de construção	-	(42)	-	(42)
Operações de *trading* de energia	-	-	(53)	(53)
Outras receitas	1	-	-	1
Receita operacional líquida	**201**	**44**	**(53)**	**192**

No 2T24, a receita operacional líquida aumentou 7,4% (R$ 192 milhões) quando comparada ao 2T23, passando de R$ 2.610 milhões para **R$ 2.802 milhões**.



Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

Geração e Venda de Energia do Portfólio

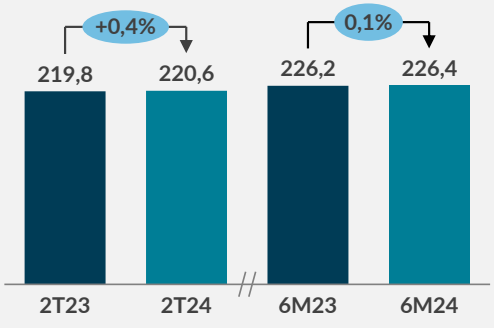
- **Preço Médio Líquido de Venda e Volume de Vendas**

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita e operações de *trading*, foi de **R$ 220,57/MWh no 2T24. Esse valor foi 0,4% superior** ao do 2T23, que foi de R$ 219,80/MWh.

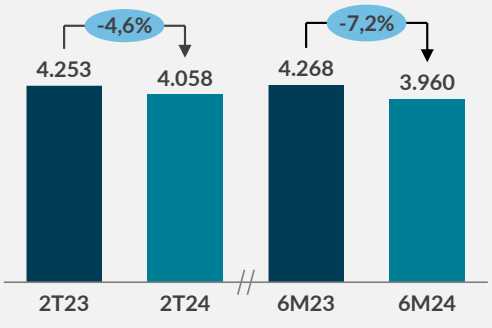
O aumento do preço entre os períodos em análise foi motivada, substancialmente, pela (i) aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol ("Conjuntos Fotovoltaicos"), ativos com energia contratada a preços superiores à média do restante do portfólio da Companhia; e (ii) atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes; parcialmente atenuada (iii) pela venda da subsidiária UTE Pampa Sul, que vendia energia por preços acima do preço médio do restante do portfólio da Companhia; (iv) pela melhoria no cenário hidrológico, combinada com o aumento de oferta de energias renováveis ocorrida nos últimos anos, a qual impacta no decréscimo dos preços de energia do mercado livre, composto pelos Consumidores Livres e Comercializadoras; e (v) pela redução do PLD mínimo, visto que é utilizado como referência para a formação de preços.

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 9.289 GWh (4.253 MW médios) no 2T23 para **8.864 GWh (4.058 MW médios) no 2T24**, um decréscimo de 425 GWh (195 MW médios), ou 4,6%, entre os períodos comparados. A redução na quantidade de energia vendida, foi motivada pela redução do volume de venda às distribuidoras, em decorrência da alienação da subsidiária UTE Pampa Sul e pelo menor volume de compras, e consequentemente, menor volume disponível para venda no ambiente de contratação livre, atenuada pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos.

A redução no volume de vendas e o aumento nos preços médios de venda, ocasionaram, em conjunto, redução de R$ 87 milhões, entre os trimestres, na receita operacional líquida da Companhia, redução esta, inferior ao impacto resultante da alienação da subsidiária UTE Pampa Sul, ocorrida no 2T23, que respondeu por uma queda de receita de R$ 118 milhões.



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



* Líquido de operações de *trading*.

- **Receita de Venda de Energia Elétrica**

  - Distribuidoras:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 1.017 milhões no 2T24, R$ 33 milhões (3,1%) inferior aos R$ 1.050 milhões auferidos no 2T23. A variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) queda de R$ 78 milhões em razão da redução de 279 GWh (128 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) elevação de R$ 45 milhões com o acréscimo de 4,6% no preço médio líquido de vendas.

A redução no volume de vendas entre os trimestres comparados decorre, principalmente, da alienação da subsidiária UTE Pampa Sul, que contava com capacidade comercial de 323,5 MW médios, suavizada pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos.

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

  - Consumidores Livres:

A receita de venda a consumidores livres reduziu R$ 68 milhões (8,6%) entre os trimestres em análise, passando de R$ 787 milhões no 2T23 para **R$ 719 milhões no 2T24**. A variação resulta da redução de 146 GWh (67 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 28 milhões) e pelo decréscimo de 5,3% no preço médio líquido de vendas para essa classe de clientes (R$ 40 milhões). A variação na quantidade de energia vendida, deve-se, conjuntamente, da mudança de classe de comercialização de clientes já existentes no portfólio da Companhia de Consumidores Livres para Comercializadoras e pelo menor volume de compras, e consequentemente, menor volume disponível para venda. Já a redução no preço médio líquido de vendas, foi motivada principalmente, pelo decréscimo dos preços de energia do mercado livre, ocasionado pela melhoria no cenário hidrológico combinada com o aumento de oferta de energias renováveis ocorrido nos últimos anos e atenuada pela atualização monetária dos contratos vigentes.

  - Comercializadoras:

No 2T24, a receita de venda a comercializadoras foi de R$ 218 milhões, R$ 14 milhões (6,9%) superior à receita auferida no 2T23, que foi de R$ 204 milhões. A variação é justificada pelo acréscimo de 6,9% no preço médio líquido de vendas (R$ 14 milhões).

O aumento no preço médio líquido de vendas observada no 2T24 se deve, basicamente, pela mudança de classe de comercialização de clientes já existentes no portfólio da Companhia de Consumidores Livres para Comercializadoras e pela sua atualização monetária. Este aumento foi ligeiramente atenuado pelo decréscimo dos preços de energia do mercado livre. Não foram identificadas variações no volume, uma vez que o aumento decorrente da migração de clientes foi neutralizado pelo encerramento de contratos com preço médio inferior.

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

No 2T24, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de **R$ 71 milhões**, enquanto no 2T23 foi de R$ 64 milhões, o que representa um **acréscimo de R$ 7 milhões (10,9%)** entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.


Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (MT)

- **Remuneração dos Ativos Financeiros de Concessões**

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

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R$ 104 milhões, no 2T23, para **R$ 121 milhões no 2T24, acréscimo de R$ 17 milhões (16,3%)**. A variação foi motivada, substancialmente, pela elevação do saldo médio do ativo e pelo aumento do IPCA entre os períodos em comparação.

- **Indenizações**

No 2T24, a receita auferida é oriunda de indenizações por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção do Conjunto Eólico Santo Agostinho, principalmente relacionadas ao atraso na conclusão da obra, **no montante de R$ 262 milhões**. Esse valor foi apurado de forma a compensar a Companhia pela receita não auferida em consequência do adiamento do cronograma da entrada em operação. No 2T23, não houve reconhecimento de indenização desta natureza.

Custos Operacionais

Custos por segmento – 2T24 x 2T23 (em R$ milhões)

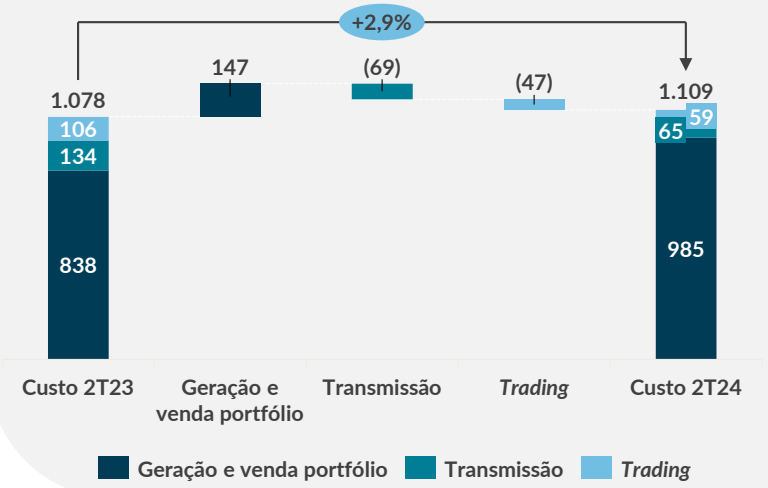
	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
2T24				
Compras de energia	290	-	51	341
Depreciação e amortização	251	4	-	255
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	177	-	-	177
Materiais e serviços de terceiros	94	8	-	102
Pessoal	63	3	-	66
Royalties	51	-	-	51
Custos de construção	-	48	-	48
Seguros	29	-	-	29
Transações no mercado de curto prazo	15	-	-	15
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	8	8
Outros custos operacionais, líquidos	15	2	-	17
Custos operacionais	**985**	**65**	**59**	**1.109**
2T23				
Compras de energia	340	-	100	440
Depreciação e amortização	217	4	-	221
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	168	-	-	168
Materiais e serviços de terceiros	102	9	-	111
Pessoal	63	4	-	67
Royalties	21	-	-	21
Custos de construção	-	113	-	113
Seguros	18	2	-	20
Transações no mercado de curto prazo	101	-	-	101
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	6	6
Combustíveis para geração	44	-	-	44
Repactuação do risco hidrológico	(239)	-	-	(239)
Outros custos operacionais, líquidos	3	2	-	5
Custos operacionais	**838**	**134**	**106**	**1.078**
Variação				
Compras de energia	(50)	-	(49)	(99)
Depreciação e amortização	34	-	-	34
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	9	-	-	9
Materiais e serviços de terceiros	(8)	(1)	-	(9)
Pessoal	-	(1)	-	(1)
Royalties	30	-	-	30
Custos de construção	-	(65)	-	(65)
Seguros	11	(2)	-	9
Transações no mercado de curto prazo	(86)	-	-	(86)
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	2	2
Combustíveis para geração	(44)	-	-	(44)
Repactuação do risco hidrológico	239	-	-	239
Outros custos operacionais, líquidos	12	-	-	12
Custos operacionais	**147**	**(69)**	**(47)**	**31**

Os custos operacionais aumentaram em R$ 31 milhões (2,9%) entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.078 milhões no 2T23 para **R$ 1.109 milhões no 2T24**. Esta variação foi reflexo da combinação dos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 147 milhões (17,5%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (ii) redução de R$ 69 milhões (51,5%) nos custos do segmento de transmissão, principalmente pelo decréscimo dos custos de construção; e (iii) queda de R$ 47 milhões (44,3%) nos custos de operações de *trading* de energia.

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

Evolução dos Custos Operacionais

R$ milhões



Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

Geração e Venda de Energia do Portfólio

- **Compras de energia:** entre o 2T23 e o 2T24 houve redução de R$ 50 milhões (14,7%) nas compras de energia, substancialmente motivada pela combinação das reduções de 12,6% no preço médio líquido de compras de energia (R$ 41 milhões) e 51 GWh (23 MW médios) na quantidade de energia comprada (R$ 9 milhões). Os decréscimos dos volumes decorrem da gestão de portfólio da Companhia, o qual contou com aumento da capacidade instalada própria nos últimos anos que, por sua vez, reduziu a necessidade de compras entre os períodos analisados. A redução dos preços médios de compras reflete a melhoria no cenário hidrológico combinada com o aumento de oferta de energias renováveis ocorrido nos últimos anos, a qual impacta no decréscimo dos preços de energia do mercado livre.

- **Depreciação e amortização:** aumento de R$ 34 milhões (15,7%) 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.

- **Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** acréscimo de R$ 9 milhões (5,4%) 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; (iv) parcialmente suavizado pela alienação da UTE Pampa Sul.

- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** elevação de R$ 30 milhões (142,9%) nos trimestres comparados em decorrência, basicamente, da maior geração das usinas hidrelétricas durante o 2T24, quando comparado com o 2T23, em decorrência da hidrologia favorável do período e pelo reajuste anual.

- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram inferiores em R$ 86 milhões (85,1%) entre os trimestres em análise. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

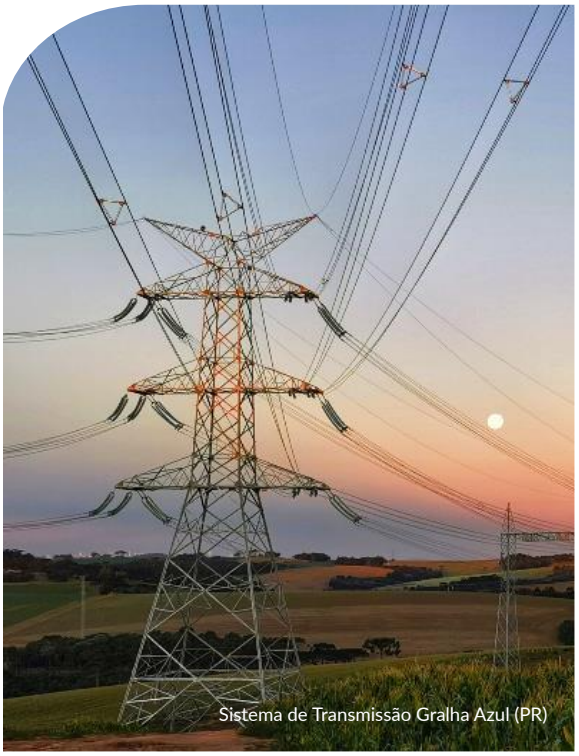
- **Combustíveis para geração:** decréscimo de R$ 44 milhões (100,0%) na comparação trimestral. A variação é resultado da alienação da UTE Pampa Sul ocorrida em maio de 2023.

- **Repactuação do risco hidrológico:** a Lei nº 13.360/16 determina que a Aneel adicione ao prazo de concessão os dias de atrasos no início da operação da usina, se causados por fatores alheios à responsabilidade do agente reconhecidos pelo órgão regulador. Com base nesta Lei, a Nota Técnica nº 877/2022 da Aneel determinou o deslocamento desses dias para a extensão do GSF (*Generation Scaling Factor*). Em 27 de abril de 2023, a Aneel solicitou à CCEE a apuração dos cálculos de extensão da concessão, resultando em um aumento de 852 dias no prazo da UHE Estreito. A CCEE recalculou e em 10 de maio de 2023, publicou o resultado no qual foram adicionados 620 dias adicionais em relação à extensão calculada anteriormente. Sendo assim, a Companhia registrou o montante de R$ 239 milhões no resultado do 2T23.

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.


Sistema de Transmissão Gralha Azul (PR)

O resultado bruto do segmento de transmissão de energia atingiu R$ 231 milhões no 2T24, aumento de R$ 113 milhões (95,8%), em relação ao mesmo trimestre de 2023, cujo valor foi de R$ 118 milhões. As variações decorrem, substancialmente, (i) do acréscimo de R$ 83 milhões (60,1%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pelo aumento dos índices inflacionários nos trimestres comparados; (ii) do efeito positivo de R$ 23 milhões (143,8%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção, decorrentes do registro de perdas por ineficiência no 2T23; e (iii) pela Revisão Tarifária Periódica (RTP), ocorrida no 2T23.

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida no 2T24, foi de R$ 191 milhões, (R$ 184 milhões no 2T23), sendo R$ 171 milhões (R$ 167 milhões no 2T23) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R$ 20 milhões (R$ 17 milhões no 2T23) relativos à receita de serviços prestados de O&M. Ressaltamos que o aumento da RAP entre os trimestres decorre, principalmente, da entrada em operação dos ativos em meados do 1T23, suavizado pela redução na RAP ocasionada pela RTP de 2023.

Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão:

(em R$ milhões)	2T24	2T23	Var. (R$)
RAP, líquida de PIS e Cofins	191	184	7
Custos operacionais	(13)	(17)	4
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(8)	(8)	-
Outras receitas operacionais, líquidas	-	1	(1)
Ebitda regulatório de transmissão	**170**	**160**	**10**

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$ 6 milhões, passando de R$ 1 milhões de lucro no 2T23 para R$ 5 milhões de prejuízo no 2T24, motivado pelos seguintes eventos: (i) redução de R$ 4 milhões no resultado das transações de compra e venda de energia; e (ii) variação com impacto negativo de R$ 2 milhões oriundo da marcação a mercado das transações de fornecimento futuro, na comparação entre os períodos — diferença entre os preços contratados e os de mercado.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo

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

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

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

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

	Geração	*Trading*	Consolidado
2T24			
Receita operacional líquida	71	1	72
Custos operacionais	(15)	-	(15)
Resultado líquido	**56**	**1**	**57**
2T23			
Receita operacional líquida	64	1	65
Custos operacionais	(101)	-	(101)
Resultado líquido	**(37)**	**1**	**(36)**
Variação			
Receita operacional líquida	7	-	7
Custos operacionais	86	-	86
Resultado líquido	**93**	**-**	**93**

No 2T24 e no 2T23, **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$ 57 milhões** e negativos em R$ 36 milhões, respectivamente. O montante representa **aumento de R$ 93 milhões entre os períodos comparados**. Já no resultado do segmento de *trading* de energia não ocorreram variações no âmbito da CCEE nos trimestres em questão.

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, da combinação dos efeitos positivos: (i) efeito positivo no MRE, em virtude do aumento da geração hidrelétrica das usinas participantes do MRE, dado o maior despacho de energia hídrica por parte do Operador Nacional do Sistema (ONS), tendo em vista as condições hidrológicas mais favoráveis na região Sul e na Bacia do Rio Tocantins; (ii) impacto positivo em virtude do aumento do Fator de Ajuste do MRE (GSF), tendo em vista a alocação de garantia física das usinas participantes. Esses efeitos positivos foram atenuados pela (iii) redução da energia livre devido à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos, combinada com a variação negativa do PLD nos trimestres em questão.

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	2T24	2T23	Var. (%)
Sul	62,85	69,04	(9,0%)
Sudeste/Centro-Oeste	62,85	69,04	(9,0%)
Nordeste	62,85	69,04	(9,0%)


Usina Hidrelétrica Passo Fundo (RS)

Despesas com vendas, gerais e administrativas

A Companhia apresentou acréscimo nas despesas com vendas, gerais e administrativas, no montante de R$ 13 milhões (11,9%) entre o 2T24 e o 2T23. As variações nos trimestres analisados decorrem, principalmente, do acréscimo no segmento de geração, no montante de R$ 12 milhões, o qual foi impactado, substancialmente, pelo aumento nas despesas com pessoal, em decorrência do reajuste anual da remuneração e benefícios dos colaboradores e das contratações entre os trimestres.

Outras despesas operacionais, líquidas

A Companhia reconheceu no 2T24, no segmento de geração, o montante de R$ 31 milhões, referente a baixa de ativos do Conjunto Fotovoltaico Paracatu.

No 2T23, houve o reconhecimento no segmento de transmissão do montante de R$ 64 milhões com efeito negativo no resultado a título de revisão tarifária periódica em contrapartida do ativo de contrato. Mais detalhes estão descritos no item "Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia".

Alienação de societária e reversão de *impairment*, líquido

No 2T24, a Companhia reconheceu R$ 31 milhões de reversão referente ao *impairment* anteriormente registrado em decorrência do sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu. Esta reversão ocorreu em virtude da baixa dos ativos.

Em 28 de junho de 2024, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária Lages Bioenergética Ltda. ("Lages"). Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O resultado com a alienação do ativo, líquido dos custos de venda, foi negativo em R$ 9 milhões, no 2T24.

No 2T23, a Companhia reconheceu provisão no montante de R$ 42 milhões, referente a sinistro ocorrido em 2 de abril de 2023, no Conjunto Fotovoltaico Paracatu em decorrência de vento forte na região do município de Paracatu (MG).

Adicionalmente, após o cumprimento das condições precedentes, em 31 de maio de 2023, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária UTE Pampa Sul. Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O resultado com a alienação do ativo, líquido dos custos de venda (R$ 1.289 milhões negativos) e reversão do *impairment* (R$ 1.243 milhões), foi negativo em R$ 46 milhões, no 2T23.

Alienação de participação societária em controlada em conjunto

Durante o 2T24, a Companhia reconheceu o montante de R$ 13 milhões referente aos custos de alienação de participação societária em controlada em conjunto, TAG.

Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

Em 30 de junho de 2024, a Companhia detinha 17,5% de participação societária direta na TAG, já em 30 de junho 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:

	2T24		2T23	
Demonstração dos resultados (em R$ milhões)	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Receita operacional líquida	2.169	380	2.283	742
Custos dos serviços prestados	(566)	(99)	(609)	(198)
Lucro bruto	**1.603**	**281**	**1.674**	**544**
Despesas gerais e administrativas	(55)	(10)	(147)	(48)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.548**	**271**	**1.527**	**496**
Resultado financeiro	(424)	(74)	(552)	(179)
Lucro antes dos impostos	**1.124**	**197**	**975**	**317**
Imposto de renda e contribuição social	(252)	(45)	(335)	(109)
Lucro líquido da TAG	**872**	**152**	**640**	**208**

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:

	2T24		2T23	
Ebitda (em R$ milhões)	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.548**	**271**	**1.527**	**496**
Depreciação e amortização	166	29	172	56
Amortização da mais valia	148	26	148	48
Ebitda[1]	**1.862**	**326**	**1.847**	**600**
Margem Ebitda	**85,8%**		**80,9%**	

[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 2T23 e o 2T24, o resultado de equivalência patrimonial reduziu R$ 56 milhões (26,9%), passando de R$ 208 milhões para R$ 152 milhões, respectivamente.

A variação foi consequência, substancialmente, do decréscimo de R$ 274 milhões no Ebitda devido, principalmente, pela combinação dos seguintes efeitos: (i) da redução do percentual de participação da Companhia na TAG; (ii) da atualização com efeito negativo das tarifas de transporte, em decorrência da variação negativa do IGPM e US PPI (*United States Producer Price Index*); e (iii) redução de penalidades cobradas dos clientes, em decorrência de utilização indevida da malha de transportes.

Estes efeitos negativos foram parcialmente atenuados pelos seguintes efeitos positivos: (i) redução da despesa financeira líquida, de R$ 105 milhões, oriundo, substancialmente, da redução de participação societária e da redução dos juros sobre debêntures, em virtude do refinanciamento ocorrido em novembro de 2023; (ii) decréscimo de R$ 64 milhões, nas despesas de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL) em razão, basicamente, pela redução de participação societária e da redução da alíquota efetiva no 2T24, oriunda dos benefícios fiscais para empreendimentos construídos em regiões incentivadas pela SUDAM (Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia) e SUDENE (Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste); (iii) reduções de R$ 27 milhões e R$ 22 milhões, respectivamente, na depreciação e na amortização da mais valia decorrentes da redução de participação societária; e (iv) pela constituição de provisão de passivos com a Petrobras no 2T23, em decorrência de depósitos judiciais que estavam em poder da TAG, a qual não é recorrente no resultado.

Adicionalmente, a receita operacional líquida e os custos dos serviços prestados, foram impactados, ambos no montante de R$ 8 milhões no 2T24 (R$ 20 milhões no 2T23), 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 Agência Nacional do Petróleo (ANP).

Balanço Patrimonial

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

Balanço Patrimonial	30/06/2024	31/12/2023
ATIVO		
Ativo circulante	**6.026**	**3.439**
Caixa e equivalentes de caixa	3.935	1423
Contas a receber de clientes	1.596	1.541
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	80	50
Outros ativos circulantes	415	425
Ativo não circulante	**28.786**	**29.573**
Depósitos vinculados	142	633
Outros ativos não circulantes	144	119
Imobilizado	25.752	26.074
Intangível	2.748	2.747
Total	**34.812**	**33.012**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**3.856**	**4.693**
Instrumentos de dívida	3.166	3.107
Outros passivos circulantes	690	1.586
Passivo não circulante	**23.367**	**20.505**
Instrumentos de dívida	17.175	13.969
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	181	376
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.413	5.626
Outros passivos não circulantes	598	534
Patrimônio líquido	**7.589**	**7.814**
Total	**34.812**	**33.012**

Ebitda e Margem Ebitda

Ebitda por segmento – 2T24 x 2T23 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
2T24					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.340	223	(7)	139	1.695
Depreciação e amortização	262	4	-	-	266
Ebitda[1]	**1.602**	**227**	**(7)**	**139**	**1.961**
Reversão de *Impairment*	(31)	-	-	-	(31)
Alienação de subsidiária	9	-	-	-	9
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	13	13
Ebitda ajustado	**1.580**	**227**	**(7)**	**152**	**1.952**
Margem Ebitda ajustada	**64,4%**	**76,7%**	**(13,0%)**	**-**	**69,7%**
2T23					
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.223	47	-	208	1.478
Depreciação e amortização	228	4	-	-	232
Ebitda[1]	**1.451**	**51**	**-**	**208**	**1.710**
Reversão de *Impairment*, líquido	(1.201)	-	-	-	(1.201)
Alienação de subsidiária	1.289	-	-	-	1.289
Ebitda ajustado	**1.539**	**51**	**-**	**208**	**1.798**
Margem Ebitda ajustada	**68,4%**	**20,2%**	**-**	**-**	**68,9%**
Variação					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	117	176	(7)	(69)	217
Depreciação e amortização	34	-	-	-	34
Ebitda	**151**	**176**	**(7)**	**(69)**	**251**
Reversão de *Impairment*, líquido	1.170	-	-	-	1.170
Alienação de subsidiária	(1.280)	-	-	-	(1.280)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	13	13
Ebitda ajustado	**41**	**176**	**(7)**	**(56)**	**154**
Margem Ebitda ajustada	**(4,0 p.p.)**	**56,5 p.p.**	**(13,0 p.p.)**	**-**	**0,8 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.

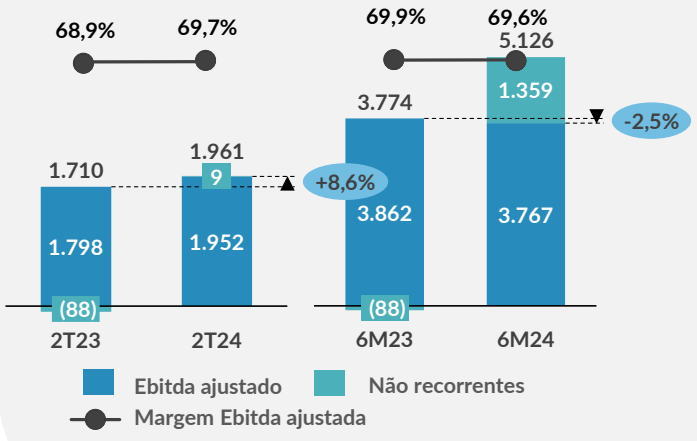
Entre o 2T24 e o 2T23, o **Ebitda aumentou** R$ 251 milhões (14,7%), passando de R$ 1.710 milhões no 2T23 **para R$ 1.961 milhões no 2T24**, considerando as alienações de subsidiárias e reversão de *impairment*, líquido. Já o **Ebitda ajustado teve aumento** R$ 154 milhões (8,6%), passando de R$ 1.798 milhões no 2T23 para **R$ 1.952 milhões no 2T24.**

As principais variações no Ebitda ajustado estão no **segmento de transmissão**, cujos **efeitos positivos**, foram: (i) R$ 83 milhões de aumento na receita de remuneração dos ativos de contrato; (ii) reconhecimento de R$ 64 milhões com efeito negativo no 2T23 decorrente da revisão tarifária periódica; (iii) R$ 23 milhões de acréscimo do resultado de construção; e (iv) elevação de R$ 7 milhões na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos), em decorrência, principalmente, do aumento da receita de serviços prestados.

Adicionalmente, no 2T24, o Ebitda ajustado foi impactado **positivamente** pelo **segmento de geração e venda de energia elétrica**, cujos efeitos foram: (i) R$ 262 milhões na receita de indenizações; (ii) R$ 93 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (iii) queda de R$ 50 milhões nas compras de energia, destes, R$ 6 milhões referem-se à alienação da UTE Pampa Sul; (iv) redução de R$ 44 milhões de combustível decorrente da venda da UTE Pampa Sul; e (v) aumento de R$ 17 milhões de receita de remuneração e atualização monetária sobre ativos de concessões das UHEs Jaguara e Miranda. Esses efeitos foram atenuados pelas seguintes variações com **efeitos negativos**: (vi) R$ 239 milhões referente à repactuação do risco hidrológico (GFOM) registrado no 2T23; (vii) R$ 87 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda, dos quais, R$ 118 milhões referem-se à alienação da

Ebitda[1] e Margem Ebitda Ajustados

R$ milhões



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

subsidiária UTE Pampa Sul; (viii) R$ 31 milhões referente a baixa de ativos do Conjunto Fotovoltaico Paracatu; (ix) R$ 30 milhões referentes a elevação de pagamento de *royalties*; (x) R$ 12 milhões de maiores despesas com vendas, gerais e administrativas; (xi) R$ 9 milhões de acréscimo nos encargos de uso da rede elétrica e conexão, sendo composto por R$ 15 milhões de aumento por aquisição e entrada em operação de novas usinas e reajuste anual, e atenuado pela venda da UTE Pampa Sul (R$ 6 milhões); e (xii) R$ 17 milhões relativos às demais receitas, custos operacionais e despesas administrativas, os quais foram atenuados pela venda da UTE Pampa Sul (R$ 17 milhões). Destaca-se que o impacto negativo da venda da UTE Pampa Sul no Ebitda do 2T23 do segmento de geração e venda de energia elétrica foi de R$ 45 milhões.

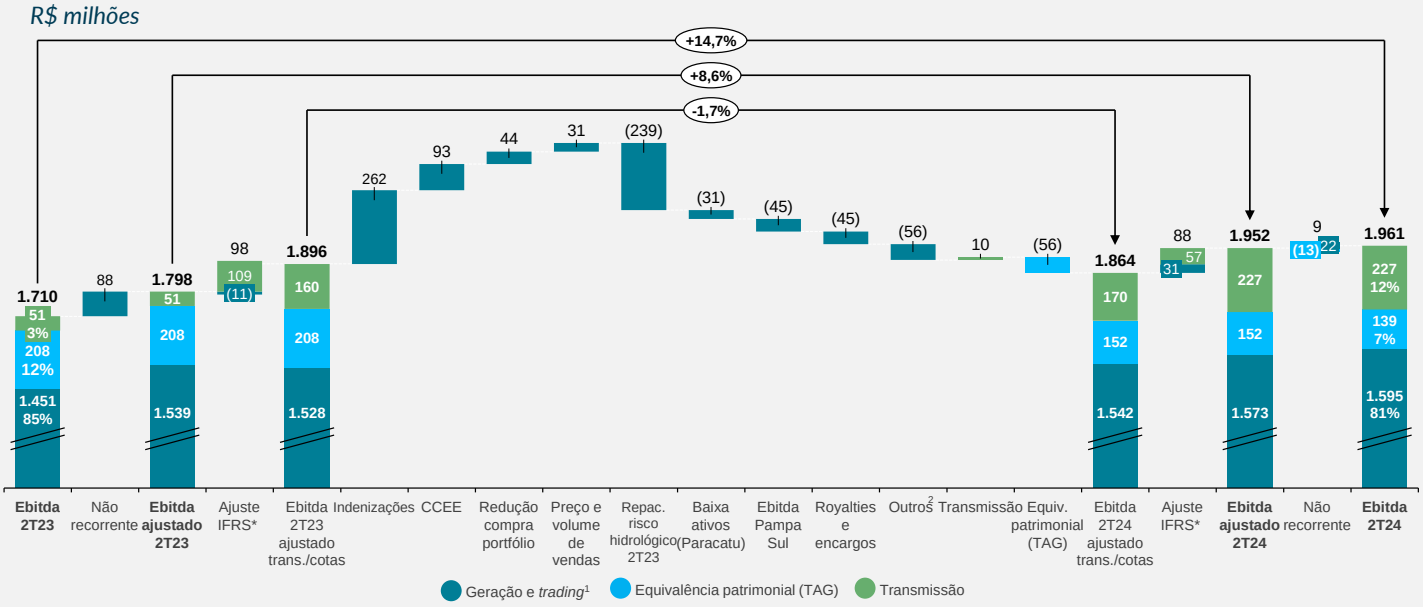
Já no **segmento de transporte de gás**, no 2T24, o Ebitda ajustado foi impactado **negativamente** em R$ 56 milhões decorrentes da redução de participação societária, o que influenciou para um menor resultado de equivalência patrimonial da controlada em conjunto – TAG.

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)	2T24	2T23	Var. (%)	6M24	6M23	Var. (%)
Lucro líquido recorrente	871	733	18,8	2.555	1.615	58,2
(+) Imposto de renda e contribuição social	307	253	21,3	1.018	488	108,6
(+) Resultado financeiro	517	492	5,1	1.042	1.212	(14,0)
(+) Depreciação e amortização	266	232	14,7	511	459	11,3
Ebitda	**1.961**	**1.710**	**14,7**	**5.126**	**3.774**	**35,8**
Efeitos não recorrentes						
(+) Reversão de *Impairment*, líquido	(31)	(1.201)	(97,4)	(31)	(1.201)	(97,4)
(+) Alienação de subsidiária	9	1.289	(99,3)	9	1.289	(99,3)
(+) Alienação de participação societária em controlada em conjunto	13	-	100,0	(1.337)	-	100,0
Ebitda ajustado	**1.952**	**1.798**	**8,6**	**3.767**	**3.862**	**(2,5)**
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(227)	(51)	345,1	(478)	(338)	41,4
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	170	160	6,3	324	275	17,8
Ebitda societário cotistas (IFRS)	(191)	(164)	16,5	(394)	(394)	-
Ebitda regulatório cotistas	160	153	4,6	325	313	3,8
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotas	**1.864**	**1.896**	**(1,7)**	**3.544**	**3.718**	**(4,7)**

Evolução do Ebitda

R$ milhões



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

Resultado Financeiro

(em R$ milhões)	2T24	2T23	Var. (R$)	6M24	6M23	Var. (R$)
Renda de aplicações financeiras	119	96	23	310	186	124
Outras receitas financeiras	25	18	7	46	43	3
Total receitas financeiras	**144**	**114**	**30**	**356**	**229**	**127**
Dívida:						
Juros	(245)	(274)	29	(508)	(595)	87
Atualização monetária	(182)	(212)	30	(425)	(469)	44
Outras despesas financeiras, líquidas	(49)	(37)	(12)	(103)	(90)	(13)
Total despesas financeiras	**(476)**	**(523)**	**47**	**(1.036)**	**(1.154)**	**118**
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):						
Atualização monetária	(62)	39	(101)	(115)	(46)	(69)
Atualização a valor presente	(123)	(122)	(1)	(247)	(241)	(6)
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**(185)**	**(83)**	**(102)**	**(362)**	**(287)**	**(75)**
Resultado financeiro	**(517)**	**(492)**	**(25)**	**(1.042)**	**(1.212)**	**170**

Receitas financeiras: no 2T24, as receitas financeiras atingiram R$ 144 milhões, R$ 30 milhões ou 26,3% acima dos R$ 114 milhões auferidos no 2T23, substancialmente, pelo aumento de R$ 23 milhões na receita com aplicações financeiras. O acréscimo foi motivado, principalmente, pelo crescimento da média dos saldos de aplicações financeiras nos períodos em questão.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 2T24 foram de R$ 476 milhões, isto é, R$ 47 milhões ou 9,0% abaixo das registradas no 2T23, que foram de R$ 523 milhões. As principais variações observadas foram decorrentes da redução de R$ 59 milhões no resultado financeiro da dívida, entre os trimestres analisados, devido à queda de R$ 30 milhões relativas à atualização monetária, uma vez que os contratos de empréstimos e financiamentos consideram no cálculo de correção o índice inflacionário com defasagem, conforme previsto em contrato e R$ 29 milhões de juros sobre a dívida, em virtude da 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$ 102 milhões (122,9%), atingindo R$ 185 milhões no 2T24 em contrapartida aos R$ 83 milhões no 2T23, em razão dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R$ 101 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, do aumento do IGPM entre os trimestres; e (ii) R$ 1 milhão de acréscimo pela atualização a valor presente das concessões a pagar.

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

O valor apurado de **IR e CSLL no 2T24 foi R$ 307 milhões**, representando um aumento de R$ 54 milhões (21,3%) quando comparado ao mesmo trimestre de 2023, o qual foi R$ 253 milhões. As variações foram motivadas, principalmente, pelo aumento do lucro antes do IR e CSLL entre os períodos observados. Desconsiderando o efeito não recorrente, as despesas com IR e CSLL, aumentaram R$ 46 milhões, o que representa 17,2% de aumento, entre os trimestres analisados.

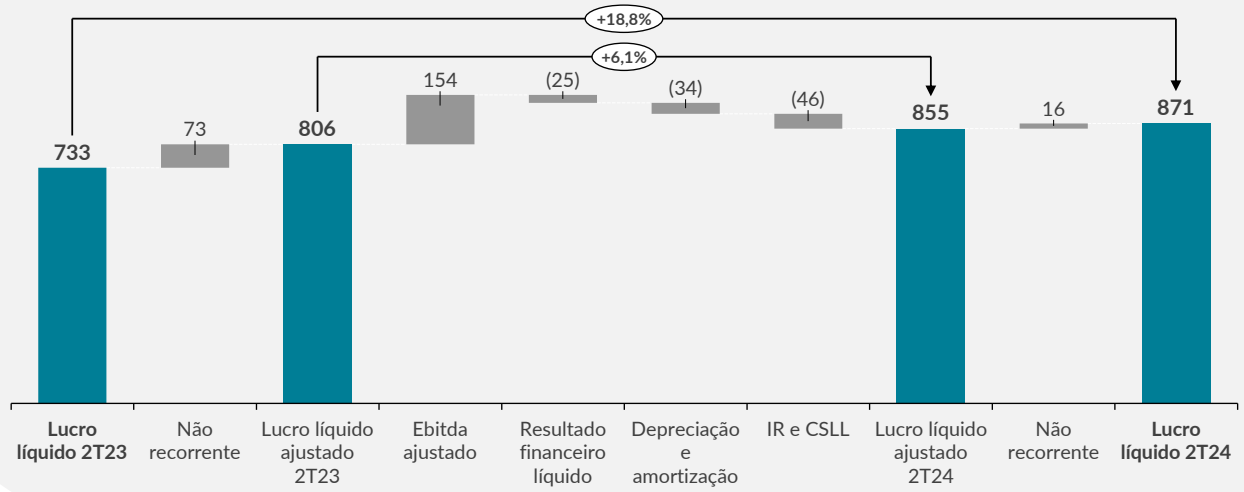
Lucro Líquido

O lucro líquido do 2T24 foi de R$ 871 milhões, R$ 138 milhões ou 18,8% maior do que os R$ 733 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse acréscimo é consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) aumento de R$ 154 milhões no Ebitda ajustado; (ii) impacto líquido positivo dos efeitos não recorrentes no montante de R$ 89 milhões; (iii) aumento de R$ 34 milhões da depreciação e amortização; (iv) aumento de R$ 46 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes; e (v) efeito negativo de R$ 25 milhões do resultado financeiro líquido. **Excluindo-se os efeitos não recorrentes, de alienação de subsidiárias e reversão de *impairment*, líquido, o lucro líquido aumentou R$ 49 milhões (6,1%) entre os trimestres em comparação**.


Conjunto Fotovoltaico Nova Aurora e Eólica Tubarão (SC)

Evolução do Lucro Líquido

R$ milhões



Endividamento

Em 30 de junho 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$ 21.941 milhões — redução de 0,2%** (R$ 54 milhões) comparativamente à posição de 31 de março de 2024. O **prazo médio de vencimento da dívida** no fim do 2T24 era de **7,3 anos.**

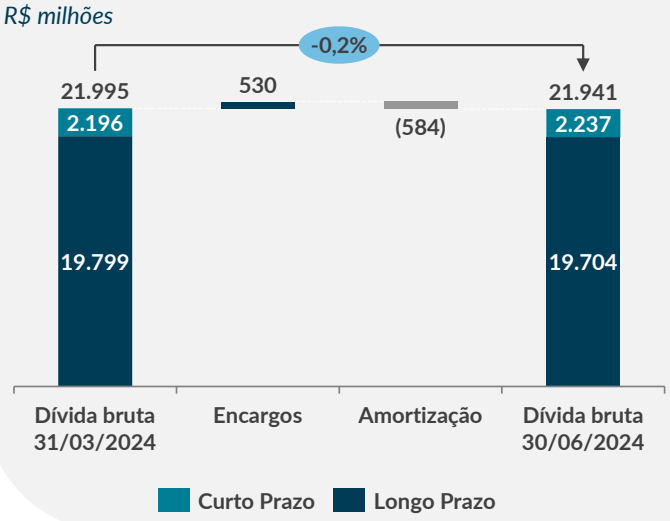
A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no 2T24: (i) geração de R$ 530 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (ii) R$ 584 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.

O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 2T24 **foi 9,4%** — equivalente a IPCA + 4,96% — **0,3 p.p. acima do registrado no fim do 2T23** (9,1% — equivalente a IPCA + 5,8%). A elevação em relação ao mesmo trimestre do ano anterior deve-se, principalmente, à aceleração do IPCA no período.

Em 30 de junho 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$ 17.344 milhões, aumento de 6,0%** em relação ao registrado ao fim do 1T24.

Evolução da Dívida Bruta

R$ milhões



Dívida Líquida

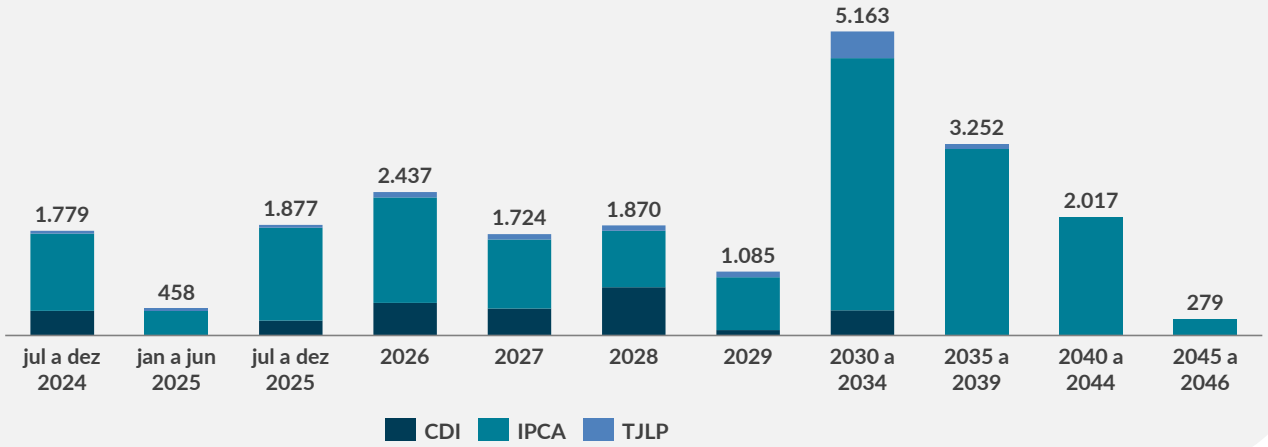
R$ milhões	30/06/2024	31/03/2024	Var. %
Dívida bruta	21.857	21.816	0,2
Resultado de operações de *hedge*	84	179	(52,8)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(386)	(376)	2,6
Caixa e equivalentes de caixa	(4.211)	(5.262)	(20,0)
Dívida líquida total	**17.344**	**16.357**	**6,0**
Dívida líquida/Ebitda últimos 12 meses	**2,4X**	**2,3X**	

Composição da Dívida



Cronograma de Vencimento da Dívida

R$ milhões

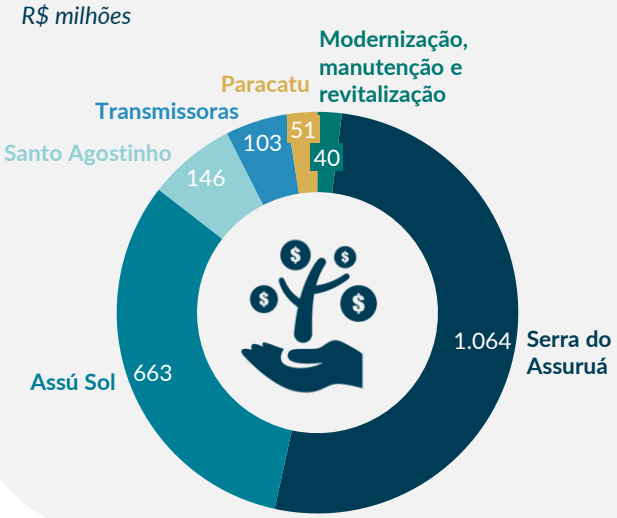


Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 2T24 foram de R$ 2.067 milhões, dos quais: (i) R$ 2.027 milhões destinados à construção dos novos projetos, sendo: (i.i) R$ 1.064 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (i.ii) R$ 663 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (i.iii) R$ 146 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I; (i.iv) R$ 51 milhões concentrados na Gralha Azul Transmissora de Energia; (i.v) R$ 51 milhões na recuperação do Conjunto Fotovoltaico Paracatu; (i.vi) R$ 41 milhões na Asa Branca Transmissora de Energia; e (i.vii) R$ 11 milhões na Gavião Real Transmissora de Energia; (ii) R$ 18 milhões designados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iii) R$ 22 milhões para projetos de modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Osório, Jaguara e Miranda.

Investimentos

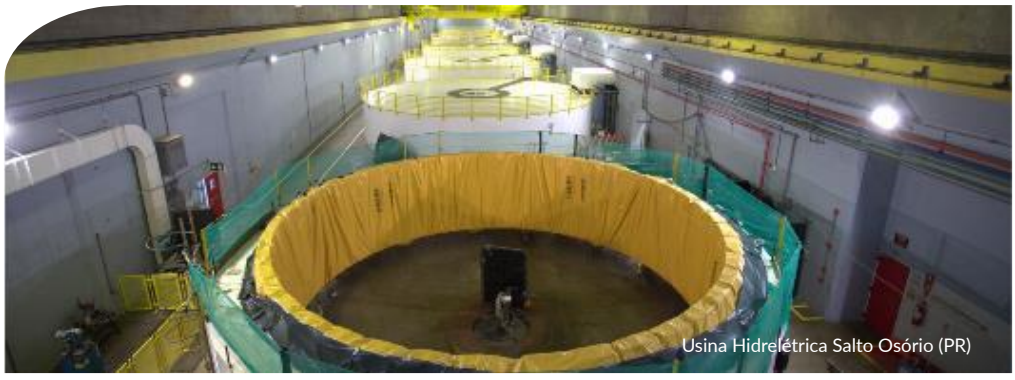
R$ milhões



Dividendos Intercalares

Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 7 de agosto de 2024, o crédito de **dividendos intercalares com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30 de junho de 2024, no valor de R$ 932,8 milhões (R$ 1,14324649075 por ação)**, representando um ***payout* de 55%** do lucro líquido distribuível - excluindo ganhos com alienação parcial dos investimentos na TAG - do primeiro semestre de 2024.

As ações da Companhia serão negociadas **ex-dividendos a partir de 22 de agosto de 2024**. Esses proventos serão pagos em data a ser posteriormente definida pela Diretoria-Executiva e a comunicação se dará por meio de Aviso aos Acionistas.


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 junho de 2024, das 103 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 75,4% da capacidade total operada pela Companhia.

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

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

Jornada pelo Clima

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

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

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

Comitê de Sustentabilidade

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

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

Destaques do Trimestre

- A ENGIE Brasil Energia é uma das 51 empresas brasileiras que endossaram a **carta de urgência para criação do mercado regulado de carbono no país**. A iniciativa é do Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS). O documento defende a celeridade e a simplificação do projeto de lei que trata do mercado regulado de carbono brasileiro, uma vez que o projeto sofreu uma série de emendas e alterações ao longo dos anos. Vide documento completo no **link**.
- A Companhia aderiu ao **Movimento Ambição NetZero** do Pacto Global da ONU – iniciativa com objetivo de acelerar a transição energética rumo a um futuro carbono neutro. O Movimento pretende apoiar as empresas comprometidas com a realização de seus compromissos climáticos e com a ambição coletiva de reduzir significativamente as emissões líquidas até 2030.
- Em junho de 2024, foi inaugurado o **Centro de Cultura de Trairi (CE)**, no entorno do Conjunto Eólico Trairi, o sexto implantado pela ENGIE Brasil Energia. Os Centros de Cultura são ferramentas centrais na estratégia de Investimento Social Privado da Companhia, no eixo de acesso à educação, à cultura e ao esporte. Construídos com recursos da lei de incentivo à cultura, são operados e geridos por OSCIPs (Organizações da Sociedade Civil de Interesse Público), de forma independente.



Inauguração do Centro de Cultura de Trairi (CE)

- A Companhia conquistou o segundo lugar no setor elétrico, no **Ranking Merco de Responsabilidade ESG 2023**, elaborado por meio de indicação de especialistas, imprensa e análise de júri. A Merco é uma consultoria especializada em reputação e tem ampla presença nas Américas e na Europa.
- A ENGIE Brasil Energia, engajada em seu propósito de acelerar a transição energética justa para um mundo mais sustentável e atenta a toda sua cadeia de valor, vem engajando clientes e fornecedores em sua Jornada pelo Clima. Com esse intuito, a Companhia apoiou o **lançamento do Guia do Escopo 3: por que e como medir a pegada de carbono da cadeia de valor**. O material acaba de ser publicado pelo portal Capital Reset, focado em pautas ESG. O documento destrincha as oportunidades e os desafios para as empresas que querem envolver seus fornecedores e clientes no caminho da descarbonização.
- A ENGIE Brasil Energia realizou o **repasse de R$ 400 mil ao Conselho Municipal dos Direitos da Criança e do Adolescente (CMDCA) do município de Umburanas (BA)**, por meio do Fundo da Infância e Adolescência (FIA), com o objetivo de apoiar o desenvolvimento social da região. O investimento, que utiliza leis de incentivo fiscal, beneficiou a Associação de Assistência à Criança e ao Adolescente com Deficiência de Umburanas (AACADU) e o Centro Comunitário de Apoio e Articulação de Umburanas (CCAAU), que tiveram projetos selecionados no Edital do FIA 01/2023 do município. Cada instituição foi contemplada com o valor de R$ 175 mil. Trata-se de mais uma ação entre os diferentes investimentos sociais que a ENGIE realiza na região, que está na área de influência dos Conjuntos Eólicos Umburanas e Campo Largo.
- Como uma das ações de celebração ao Dia Mundial do Meio Ambiente (5 de junho), foram promovidos, com o apoio da Secretaria Municipal de Educação e do Meio Ambiente, **cinco dias de atividades educativas em diferentes colégios** (que incluiu colégios em comunidades tradicionais) **e na feira do município de Gentio do Ouro (BA)**, no entorno do Conjunto Eólico Serra do Assuruá. A ação contou com exposições, palestras de cunho socioambiental, *tour* virtual, experiências sensoriais, doação de sementes e de mudas de plantas nativas, e atingiu mais de 1,3 mil pessoas.
- Comunidades no entorno das Usinas Hidrelétricas de Itá (SC), Machadinho (SC) e Passo Fundo (RS) realizaram, em junho, o primeiro ciclo de **ações preventivas de segurança relacionadas a barragens**. A iniciativa, que vem sendo planejada e executada há anos, envolveu cadastramento da população a jusante das Usinas, instalação de rotas de fugas, alarmes sonoros e contou com realização do simulado de evacuação das comunidades, em um robusto plano de comunicação e engajamento com as comunidades e parceria com órgãos de segurança pública, como Corpo de Bombeiros e Defesas Civis municipais e estaduais.

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 2T24 e 2T23.

Indicadores de Sustentabilidade

Aspecto	Tema	Unid. de medida	Desempenho 2T24	Desempenho 2T23	Variação	Desempenho 6M24	Desempenho 6M23	Variação
E	Intensidade de emissões por geração de energia [2]	$tonCO_2e/MWh$	0,0214	0,0100	114,0%	0,0214	0,0199	7,6%
	Intensidade de emissões por Receita Líquida [2]	tCO2e/milhões R$	71,1	27,3	160,4%	80,3	58,4	37,5%
	Emissões totais (Escopo 1, 2 e 3) [2]	Toneladas	199.233,5	71.306,0	179,4%	434.452,0	322.580,4	34,7%
	Intensidade de consumo de água [2]	m^3/MWh	0,040	0,059	-31,4%	0,019	0,054	-65,2%
	Pessoas engajadas - Programa de Relacionamento com a Comunidade "Conexão" [1]	Pessoas	37.994	34.378	10,5%	54.150	48.485	11,7%
S	Taxa de Frequência - Empregados próprios + prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,000	1,268	-1,27 p.p.	0,219	1,336	-1,12 p.p.
	Taxa de Frequência - Empregados próprios	nº acid/milhão horas	0,000	0,000	0,00 p.p.	0,000	0,867	-0,87 p.p.
	Taxa de Frequência - Prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,000	1,671	-1,67 p.p.	0,249	1,499	-1,25 p.p.
	% de colaboradores treinados formalmente	%	21,7%	18,0%	3,7 p.p.	69,7%	83,1%	-13,4 p.p.
	Taxa de rotatividade de colaboradores (turnover)	%	1,7%	3,6%	-1,9 p.p.	3,2%	6,9%	-3,7 p.p.
	Taxa de desligamento voluntário (turnover voluntário)	%	0,5%	1,1%	-0,6 p.p.	1,3%	1,8%	-0,5 p.p.
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Incentivados	R$	5.943.209	900.000	560,4%	6.096.709	1.926.400	216,5%
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Próprios	R$	2.059.352	957.400	115,1%	3.133.759	1.831.900	71,1%
G	Investimento em Inovação [3]	R$	12.607.612	13.902.326	-9,3%	28.860.743	31.889.722	-9,5%
	Total de colaboradores [2]	Colaboradores	1.160	1.090	6,4%	1.160	1.090	6,4%
	% de colaboradores em operações certificadas (ISO 9.001, 14.001, 45.001) [2]	%	86,5%	87,7%	-1,2 p.p.	86,5%	87,7%	-1,2 p.p.
	% de mulheres na Companhia	%	31,0%	28,2%	2,8 p.p.	31,0%	28,2%	2,8 p.p.
	% de mulheres em posições de liderança	%	30,1%	28,2%	1,9 p.p.	30,1%	28,2%	1,9 p.p.
	% colaboradores com deficiência	%	5,3%	4,9%	0,5 p.p.	5,3%	4,9%	0,5 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 - Números diretamente impactados pela venda da UTE Pampa Sul, em maio de 2023.
3 - Contém ajustes de períodos de competência.

Governança Corporativa



Sede Administrativa Florianópolis (SC)

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

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

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

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

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

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

Mercado de Capitais

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

Desempenho das Ações – EGIE3

O mercado brasileiro contabilizou mais um trimestre de perdas, com preocupações sobre a situação fiscal no Brasil e níveis de juros nos Estados Unidos permanecerem elevados há mais de um ano, resultando em dois trimestres seguidos de saída de capital estrangeiro do mercado brasileiro. Adicionalmente, declarações do presidente da república criticando o presidente do Banco Central do Brasil e aumentos dos gastos acima do aumento das receitas no primeiro semestre do ano, influenciaram a desvalorização do Real frente ao Dólar. O Ibovespa (principal índice da bolsa de valores brasileira), encerrou o segundo trimestre de 2024 próximo dos 124 mil pontos.

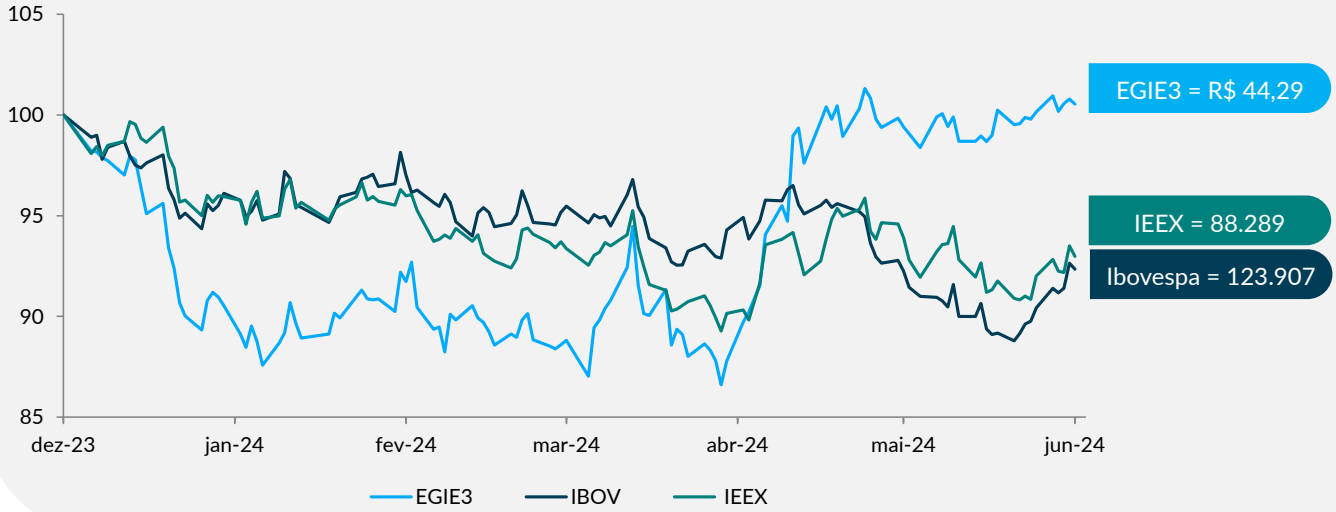
As ações da ENGIE Brasil Energia registraram valorização de 13,2% no 2T24, período no qual o Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) e do Ibovespa apresentaram desempenho negativo de 0,4% e 3,3%, respectivamente.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 84,5 milhões no 2T24, 19,1% acima do registrado no 2T23, quando atingiu R$ 71,0 milhões.

No último pregão de junho de 2024, as ações da Companhia encerraram cotadas a R$ 44,29/ação**, o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 36,1 bilhões.**

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX

(Base 100 – 31/12/2023)





Assú V (foto do colaborador Valter Colombo)

As ações da Companhia valorizaram 13,2% no 2T24, frente a desvalorização de 3,3% e 0,4% do Ibovespa e IEEX, respectivamente.

ANEXO 1

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – ATIVO

(Valores em R$ mil)	30/06/2024	31/12/2023
Ativo Circulante	**7.630.154**	**8.913.451**
Caixa e equivalentes de caixa	4.211.142	5.255.767
Contas a receber de clientes	1.026.428	1.132.836
Crédito de imposto de renda e contribuição social	312.486	249.839
Dividendos a receber	-	325.000
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	28.908	-
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	94.888	74.532
Depósitos vinculados	33.366	36.177
Ativo financeiro de concessão	389.478	377.543
Ativo de contrato	608.399	615.096
Outros ativos circulantes	920.482	842.084
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	4.577
Ativo Não Circulante	**38.806.573**	**33.311.022**
Realizável a Longo Prazo	**10.349.132**	**9.942.777**
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	835	12.921
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	24.698	30.110
Depósitos vinculados	393.934	322.021
Depósitos judiciais	61.754	59.005
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	49.281	55.328
Ativo financeiro de concessão	3.019.501	2.955.998
Ativo de contrato	6.446.225	6.214.341
Outros ativos não circulantes	352.904	293.053
Investimentos	**1.421.594**	**2.713.065**
Imobilizado	**21.504.598**	**16.317.245**
Intangível	**5.277.962**	**4.091.783**
Direito de uso de arrendamentos	**253.287**	**246.152**
Total	**46.436.727**	**42.224.473**

ANEXO 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO

(Valores em R$ mil)	30/06/2024	31/12/2023
Passivo Circulante	**6.399.887**	**6.113.665**
Fornecedores	1.046.432	798.963
Dividendos e juros sobre o capital próprio	1.185.252	411.578
Empréstimos e financiamentos	902.168	1.411.534
Debêntures	1.199.567	1.043.498
Ações preferênciais resgatáveis	114.952	94.831
Arrendamentos a pagar	29.514	29.902
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	780.859	762.588
Imposto de renda e contribuição social a pagar	225.643	171.180
Outras obrigações fiscais e regulatórias	121.876	148.736
Obrigações trabalhistas	117.564	136.387
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	93.476	64.008
Provisões	5.823	951
Obrigações com benefícios de aposentadoria	36.439	34.127
Outros passivos circulantes	540.322	1.005.382
Passivo Não Circulante	**27.971.842**	**26.294.598**
Empréstimos e financiamentos	12.305.108	11.008.698
Debêntures	6.855.965	6.642.526
Ações preferênciais resgatáveis	478.766	476.157
Arrendamentos a pagar	226.992	209.918
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	4.601.216	4.657.314
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	21.563	23.004
Provisões	566.176	507.607
Obrigações com benefícios de aposentadoria	358.120	366.076
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.298.328	2.087.298
Outros passivos não circulantes	259.608	316.000
Patrimônio Líquido	**12.064.998**	**9.816.210**
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reserva de capital	(176.543)	(176.543)
Reservas de lucros	3.954.593	3.950.408
Dividendos adicionais propostos	-	721.661
Ajustes de avaliação patrimonial	(197.501)	(535.403)
Lucros acumulados	2.578.254	-
Participação de acionista não controlador	1.003.547	953.439
Total	**46.436.727**	**42.224.473**

ANEXO 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	2T24	2T23	Var. %	6M24	6M23	Var. %
Receita Operacional Líquida	**2.801.463**	**2.609.533**	**7,4**	**5.410.880**	**5.523.281**	**-2,0**
Custos Operacionais	**(1.109.404)**	**(1.078.474)**	**2,9**	**(2.203.816)**	**(2.311.381)**	**-4,7**
Compras de energia	(348.841)	(445.867)	-21,8	(723.242)	(977.109)	-26,0
Transações no mercado de energia de curto prazo	(14.958)	(101.196)	-85,2	(37.712)	(114.215)	-67,0
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(177.143)	(168.097)	5,4	(348.764)	(331.857)	5,1
Combustíveis para geração	-	(43.720)	-100,0	-	(66.031)	-100,0
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(50.761)	(21.324)	138,0	(113.340)	(53.911)	110,2
Pessoal	(65.504)	(66.879)	-2,1	(125.200)	(129.002)	-2,9
Materiais e serviços de terceiros	(102.136)	(111.544)	-8,4	(197.945)	(200.371)	-1,2
Depreciação e amortização	(254.602)	(221.443)	15,0	(489.852)	(438.222)	11,8
Seguros	(29.254)	(19.784)	47,9	(55.076)	(38.644)	42,5
Reversão de provisões operacionais líquidas	16.202	15.231	6,4	21.458	4.576	368,9
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(48.365)	(112.780)	-57,1	(74.426)	(189.841)	-60,8
Extensão do prazo de concessão	-	239.297	-100,0	-	239.297	-100,0
Outros	(34.042)	(20.368)	67,1	(59.717)	(16.051)	272,0
Lucro Bruto	**1.692.059**	**1.531.059**	**10,5**	**3.207.064**	**3.211.900**	**-0,2**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(149.468)**	**(260.475)**	**-42,6**	**1.093.593**	**(352.271)**	**-410,4**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(121.077)	(108.504)	11,6	(230.377)	(200.508)	14,9
Reversão de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	30.957	1.201.115	-97,4	30.957	1.201.115	-97,4
Alienação de subsidiária e de participação societária em controlada em conjunto	(22.380)	(1.289.115)	-98,3	1.327.550	(1.290.524)	-202,9
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(36.968)	(63.971)	-42,2	(34.537)	(62.354)	-44,6
Resultado de Participações Societárias	**152.426**	**207.639**	**-26,6**	**313.963**	**455.354**	**-31,1**
Equivalência patrimonial	152.426	207.639	-26,6	313.963	455.354	-31,1
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**1.695.017**	**1.478.223**	**14,7**	**4.614.620**	**3.314.983**	**39,2**
Resultado Financeiro	**(516.671)**	**(492.010)**	**5,0**	**(1.041.670)**	**(1.212.274)**	**-14,1**
Receitas financeiras	144.041	113.702	26,7	356.192	229.151	55,4
Despesas financeiras	(475.616)	(522.841)	-9,0	(1.036.171)	(1.153.788)	-10,2
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(185.096)	(82.871)	123,4	(361.691)	(287.637)	25,7
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**1.178.346**	**986.213**	**19,5**	**3.572.950**	**2.102.709**	**69,9**
Imposto de renda	(218.497)	(180.965)	20,7	(732.688)	(344.217)	112,9
Contribuição social	(88.912)	(72.603)	22,5	(284.963)	(143.625)	98,4
Lucro Líquido do Exercício	**870.937**	**732.645**	**18,9**	**2.555.299**	**1.614.867**	**58,2**
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	871.295	732.601	18,9	2.555.389	1.614.410	58,3
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética e Maracanã	(358)	44	-913,6	(90)	457	-119,7
Número de Ações Ordinárias	**815.927.740**	**815.927.740**		**815.927.740**	**815.927.740**	
Lucro Líquido por Ação	**1,0679**	**0,8979**	**18,9**	**3,1319**	**1,9786**	**58,3**

ANEXO 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

(Valores em R$ mil)	6M24	6M23
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	3.572.950	2.102.709
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(313.963)	(455.354)
Depreciação e amortização	510.781	458.503
Reversão de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	(30.957)	(1.201.115)
Juros e variação monetária	937.926	1.066.724
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	361.691	287.637
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	(1.336.730)	-
Alienação de subsidiária	9.180	1.289.063
Repactuação do risco hidrológico	-	(239.297)
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(255.952)	(254.018)
Remuneração de ativo de contrato	(475.424)	(420.536)
Perdas não realizadas em operações de *trading*, líquidos	13.083	7.508
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	(82.016)	(178.597)
Perdas por ineficiência na construção	2.030	16.458
Outros	41.046	66.361
Lucro Ajustado	**2.953.645**	**2.546.046**
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	109.567	175.222
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(69.889)	36.513
Depósitos vinculados e judiciais	19.656	1.773
Ativo financeiro de concessão	180.514	174.984
Ativo de contrato	330.223	284.661
Outros ativos	(9.507)	(17.493)
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	(57.285)	(669)
Obrigações fiscais e regulatórias	(27.591)	(40.756)
Obrigações trabalhistas	(18.823)	(43.851)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(22.333)	(24.464)
Outros passivos	13.932	77.230
Caixa Gerado pelas Operações	**3.402.109**	**3.169.196**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(498.244)	(471.235)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(723.777)	(259.863)
Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais	**2.180.088**	**2.438.098**
Atividades de Investimento	**(2.366.968)**	**(918.143)**
Dividendos recebidos de controladas em conjunto	517.500	211.250
Aquisição de subsidiárias	(2.361.046)	-
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida	271.494	-
Aplicação no imobilizado e no intangível	(3.096.437)	(914.616)
Recebimento pela alienação de participação societária em controlada em conjunto	2.780.265	-
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	(84.904)	(2.075)
Recebimento pela alienação de subsidiária, líquido dos custos de venda	25.795	50.934
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária alienada	(19.873)	-
Variação de caixa e equivalentes de caixa de subsidiária alienada	-	(107.999)
Pagamento de parcelas de concessões (Uso de Bem Público)	(399.518)	(155.160)
Outros	(244)	(477)
Atividades de Financiamento	**(857.745)**	**997.970**
Ingresso de instrumentos de dívida	253.652	1.003.676
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de hedge	(1.081.700)	(897.698)
Pagamento de imposto de renda de juros sobre o capital próprio	(21.351)	-
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(8.346)	(61.422)
Aporte de capital de acionistas minoritários, líquidos dos custos de emissão	-	953.414
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(1.044.625)**	**2.517.925**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	5.255.767	2.235.887
Saldo final	4.211.142	4.753.812
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(1.044.625)**	**2.517.925**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Dividendos adicionais	722.994	1.456.500
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	192.500	211.250
Dividendos e juros sobre capital próprio prescritos	8.207	4.696
ICMS sobre venda de energia elétrica	9.632	-
Remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	-	31.397
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(8.514)	80.703
Fornecedores de imobilizado e intangível	235.158	92.851
Constituição de reserva de capital	-	19.800
Provisão de custo de alienação de subsidiária	-	19.000
Provisão de custo de alienação de participação societária em controlada em conjunto	13.200	-
Pagamento de parcela não efetiva do hedge de obrigações (Fornec. de imobilizado e intangíve	(59.672)	-
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.

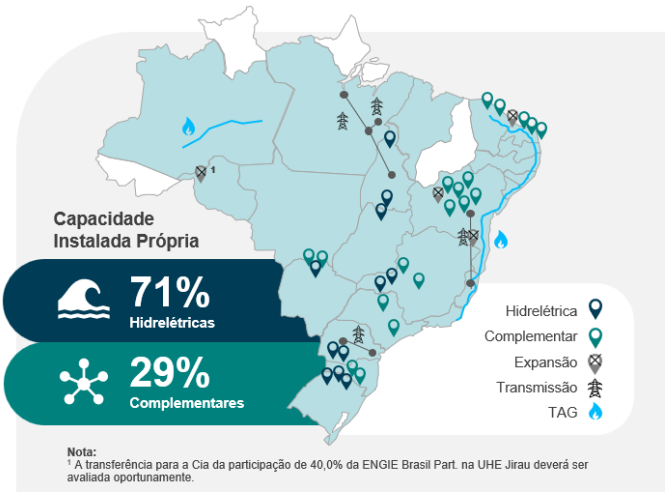
FACT SHEET 2T24

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 30.06.2024, seu valor de mercado era de R$ 36,1 bilhões e sua capacidade instalada própria totalizava **9.059 MW**, composta por **103 usinas**, das quais 11 são hidrelétricas e 92 complementares: duas a biomassa, 63 eólicas, duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e 25 solares. No segmento de transmissão, os Sistemas de Transmissão Gralha Azul, Novo Estado e Gavião Real estão em operação integral.

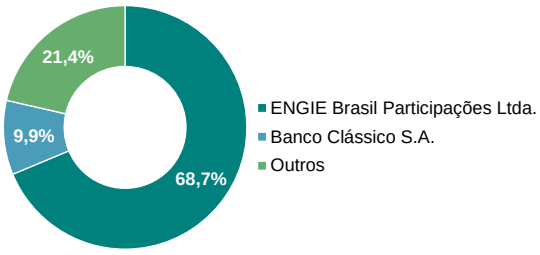
Portfólio equilibrado de negócios em infraestrutura em energia



Capacidade instalada própria de geração de energia de 9.059 MW (4.399 MWm), 2.710 Km de linhas de transmissão em operação e participação de 17,5% na TAG.

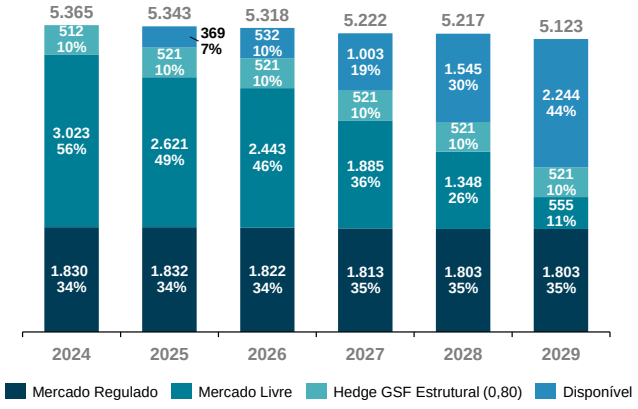
Composição Acionária

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



Balanço de Energia

Balanço de Energia (% do total; em MWm) | *em 30/06/2024*



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

ANEXO 5

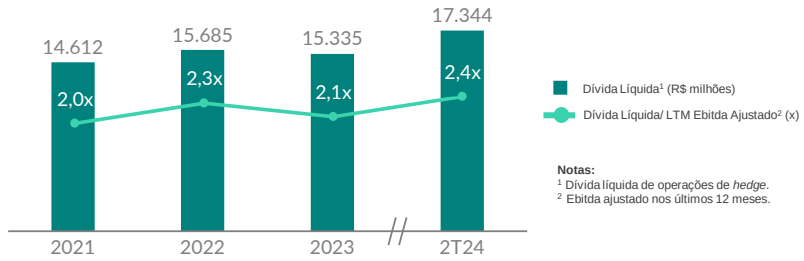
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 2T24

Consolidado (Valores em R$ milhões)	2T24	2T23	Var.	6M24	6M23	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.802	2.610	7,4%	5.411	5.523	-2,0%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.695	1.478	14,7%	4.615	3.315	39,2%
Ebitda ajustado [1]	1.952	1.798	8,6%	3.767	3.862	-2,5%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas [2]	1.864	1.896	-1,7%	3.544	3.718	-4,7%
Ebitda / ROL - (%) ajustada [1]	69,7	68,9	0,8 p.p.	69,6	69,9	-0,3 p.p.
Lucro Líquido ajustado	855	806	6,1%	1.648	1.688	-2,4%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [3]	28,1	35,4	-7,2 p.p.	28,1	35,4	-7,2 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [4]	18,3	20,3	-1,9 p.p.	18,3	20,3	-1,9 p.p.
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [5]	5.852	3.395	72,4%	6.121	3.803	61,0%
Energia Vendida (MW médios) [6]	4.058	4.253	-4,6%	3.960	4.268	-7,2%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [7]	220,57	219,80	0,4%	226,42	226,19	0,1%
Número de Empregados - Total	1.207	1.133	6,5%	1.207	1.133	6,5%

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

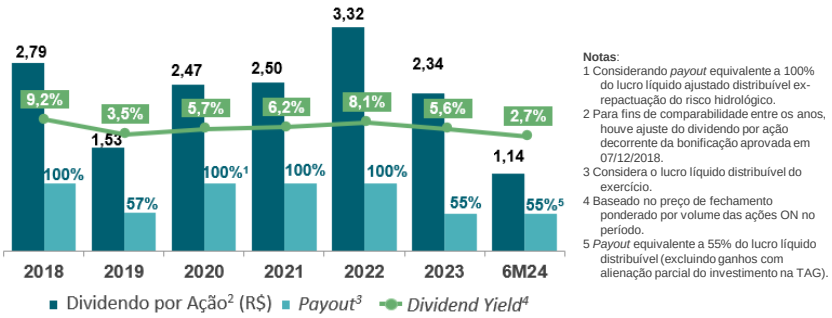
Endividamento (R$ milhões)



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

Política de Dividendos

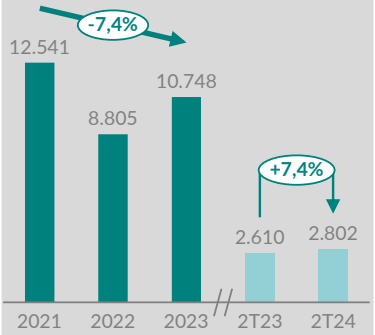
- Dividendo mínimo estatutário: **30%** do lucro líquido distribuível.
- Compromisso da Administração: *payout* mínimo de **55%** do lucro líquido distribuível.
- Ao menos 2 proventos por ano.



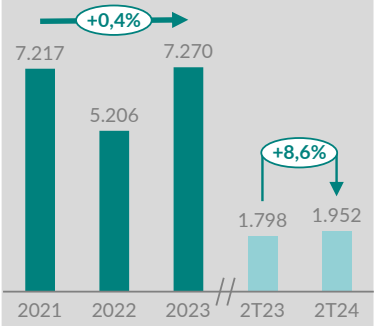
Notas:
1 Considerando *payout* equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-repactuação do risco hidrológico.
2 Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente da bonificação aprovada em 07/12/2018.
3 Considera o lucro líquido distribuível do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

ISEB3 ICO2 B3 IDIVERSA B3

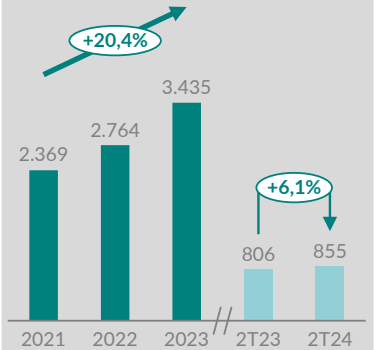
Receita líquida (R$ milhões)



Ebitda ajustado (R$ milhões)



Lucro líquido ajustado (R$ milhões)



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